



FAU Studien aus dem Maschinenbau 327

Johannes Bürner

Technisch-wirtschaftliche Optionen zur Lastflexibilisierung durch intelligente elektrische Wärmespeicher

Johannes Bürner

Technisch-wirtschaftliche Optionen zur Lastflexibilisierung
durch intelligente elektrische Wärmespeicher

FAU Studien aus dem Maschinenbau

Band 327

Herausgeber der Reihe:

Prof. Dr.-Ing. Jörg Franke

Prof. Dr.-Ing. Nico Hanenkamp

Prof. Dr.-Ing. habil. Marion Merklein

Prof. Dr.-Ing. Michael Schmidt

Prof. Dr.-Ing. Sandro Wartzack

Johannes Bürner

**Technisch-wirtschaftliche Optionen
zur Lastflexibilisierung durch
intelligente elektrische Wärmespeicher**

Dissertation aus dem Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung
und Produktionssystematik (FAPS)

Prof. Dr.-Ing. Jörg Franke

Erlangen

FAU University Press

2019

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

Bitte zitieren als

Bürner, Johannes. 2019. *Technisch-wirtschaftliche Optionen zur Last-flexibilisierung durch intelligente elektrische Wärmespeicher*. FAU Studien aus dem Maschinenbau Band 327. Erlangen: FAU University Press.
DOI: 10.25593/978-3-96147-220-8.

Das Werk, einschließlich seiner Teile, ist urheberrechtlich geschützt.
Die Rechte an allen Inhalten liegen bei ihren jeweiligen Autoren.
Sie sind nutzbar unter der Creative Commons Lizenz BY-NC.

Der vollständige Inhalt des Buchs ist als PDF über den OPUS Server der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg abrufbar:
<https://opus4.kobv.de/opus4-fau/home>

Verlag und Auslieferung:
FAU University Press, Universitätsstraße 4, 91054 Erlangen

Druck: docupoint GmbH

ISBN: 978-3-96147-219-2 (Druckausgabe)
eISBN: 978-3-96147-220-8 (Online-Ausgabe)
ISSN: 2625-9974
DOI: 10.25593/978-3-96147-220-8

**Technisch-wirtschaftliche Optionen
zur Lastflexibilisierung durch
intelligente elektrische Wärmespeicher**

Der Technischen Fakultät
der Friedrich-Alexander-Universität
Erlangen-Nürnberg

zur
Erlangung des Doktorgrades Dr.-Ing.

vorgelegt von

Johannes Bürner, M.Sc.

aus Hersbruck

Als Dissertation genehmigt
von der Technischen Fakultät
der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Tag der mündlichen

Prüfung: 06.05.2019

Vorsitzender des

Promotionsorgans: Prof. Dr.-Ing. Reinhard Lerch

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jörg Franke
Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS) an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg.

Mein herzlicher Dank gilt dem Lehrstuhlinhaber, Herrn Prof. Dr.-Ing. Jörg Franke, für das in mich gesetzte Vertrauen, die engagierte Förderung bei der Durchführung meiner Arbeit, die eingeräumte Möglichkeit zur Promotion sowie die gewährten wissenschaftlichen Freiräume, die maßgeblich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Ebenso danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl, Inhaber des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik, für die wohlwollende Übernahme des Koreferats. Darüber hinaus möchte ich Herrn Prof. Dr. Kai-Ingo Voigt für die Beteiligung als weiteres Mitglied des Prüfungskollegiums danken.

Mein Dank gilt außerdem sämtlichen Industriepartnern für die kollegiale Zusammenarbeit bei der Durchführung des gemeinsamen Forschungsprojektes, auf dessen Ergebnissen diese Arbeit basiert. Insbesondere danke ich Herrn Dr.-Ing. Gerhard Kleineidam für die eingebrachten Ideen sowie Herrn Dr.-Ing. Steffen Limmer vom Lehrstuhl für Informatik 3 für die Unterstützung bei der Entwicklung des Connector-Bausteins.

Ein großer Dank gilt all meinen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl FAPS für die großartige Zusammenarbeit, hervorragende Arbeitsatmosphäre und die hervorgegangenen Freundschaften, die sich im Laufe meiner Zeit am Lehrstuhl entwickelt haben.

Ferner bedanke ich mich bei allen Studierenden, die mich im Rahmen meiner Tätigkeit am Lehrstuhl unterstützt haben und damit ebenso einen wesentlichen Beitrag zu dieser Arbeit geleistet haben.

Ein nicht minder großer Dank gebührt meiner Partnerin Kerstin, deren Rückhalt und aufgebrachte Geduld während der Anfertigung dieser Dissertation stets eine große Hilfe war. Mein innigster Dank gilt jedoch meinen Eltern, ohne deren Unterstützung meine Ausbildung und letztlich die Entstehung der vorliegenden Arbeit nicht möglich gewesen wäre. Ihnen sei diese Arbeit gewidmet.

Nürnberg, im Dezember 2018

Johannes Bürner

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis	ix
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Zielstellung.....	1
1.2 Vorgehensweise	3
2 Die elektrische Energieversorgung in Deutschland.....	7
2.1 Das gegenwärtige Energieversorgungsnetz	8
2.1.1 Struktur des Netzes	9
2.1.2 Netztopologie	11
2.1.3 Europäischer Netzverbund	12
2.2 Leistungsbereitstellung und Verteilung elektrischer Energie	14
2.2.1 Erzeugnisstruktur	15
2.2.2 Energieübertragung und -verteilung	19
2.3 Liberalisierung des Strommarkts.....	23
2.3.1 Wettbewerb durch Unbundling.....	23
2.3.2 Stakeholder im liberalisierten Strommarkt.....	25
2.4 Handelsmärkte im Energiesektor	27
2.4.1 Außerbörslicher Handel.....	28
2.4.2 Börsenhandel.....	28
2.4.3 Regelleistungsmarkt	29
2.5 Klima- und energiepolitische Ziele	31
3 Notwendigkeit von Systemdienstleistungen unter dem Einfluss regenerativer Energien	35
3.1 Systemdienstleistungen	36
3.1.1 Frequenzhaltung	37
3.1.2 Spannungshaltung	42
3.1.3 Versorgungswiederaufbau	46
3.1.4 System-/Betriebsführung	47
3.2 Folgen eines erhöhten Anteils volatiler und örtlich verteilter regenerativer Energieerzeugungsanlagen.....	47
3.3 Frequenz- und Spannungshaltung unter dem Einfluss eines erhöhten Anteils erneuerbarer Energien	51
3.3.1 Frequenzhaltung	51
3.3.2 Spannungshaltung	60

3.4	Herausforderungen und abgeleiteter Forschungsbedarf	62
3.4.1	Relevanz der Thematik	62
3.4.2	Handlungsbedarf	68
4	Potentialanalyse zum Lastmanagement im Sektor des privaten Wohnens	71
4.1	Grundlagen des Lastmanagements	72
4.1.1	Begriffsdefinition und Abgrenzung	72
4.1.2	Formen des Lastmanagements	74
4.1.3	Der Potentialbegriff	78
4.2	Analyse unterschiedlicher Energiesenken im Wohnumfeld	78
4.2.1	Haushaltsentwicklung als Indikator der Geräteverfügbarkeit	79
4.2.2	TV/Audio und Büro	81
4.2.3	Kühlen und Gefrieren	82
4.2.4	Waschen, Trocknen, Spülen	90
4.2.5	Kochen und Beleuchtung	92
4.2.6	Sonstige Elektrogroßgeräte	93
4.3	Klassifizierung verschiedener Geräte nach ihrer Eignung zum Demand Side Management	102
4.4	Bewertung aktueller kommerzieller und wissenschaftlicher Ansätze zum Lastmanagement	104
4.4.1	Kommerzielle Produkte	105
4.4.2	Wissenschaftliche Ansätze	107
4.4.3	Fazit	111
4.5	Zusammenfassung	113
5	Konzept zur Ansteuerung elektrischer Wärmespeicher einzelner Haushalte	117
5.1	Aufbau und Funktionsweise elektrischer Wärmespeicher	117
5.1.1	Aufbau elektrischer Wärmespeicher	118
5.1.2	Bauarten	119
5.1.3	Funktionsweise	120
5.2	Entwicklung eines durchgängigen IuK-Konzepts	123
5.2.1	Schaltsignalübertragung des Energieversorgers	125
5.2.2	Anbindung an die Netzleitstelle des EVUs	129
5.2.3	Laderegler mit Kommunikationsmodul	132
5.2.4	Zentraleinheit	135
5.2.5	Zusammenfassung künftiger Systemanforderungen	140

5.3	Softwarearchitektur für einen bidirektionalen Informationsfluss	142
5.3.1	Elektronischer Laderegler	142
5.3.2	Zentraleinheit	144
5.3.3	Regelung in der Netzleitstelle.....	152
5.3.4	Connector	153
5.4	Implementierung und funktionale Erprobung der IuK-Struktur.....	156
6	Modellierung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das EVU.....	167
6.1	Erfassung der Randbedingungen.....	167
6.1.1	Gegenwärtige Ausbaustruktur	168
6.1.2	Künftige Bedarfs- und Erzeugungsstruktur	169
6.2	Modellierung des künftige Energiesystems.....	173
6.3	Entwicklung eines neuartigen Lademodells unter Berücksichtigung des Dargebots erneuerbarer Energien.....	175
6.4	Ermittlung des Lastmanagementpotentials nach unterschiedlichen Ausbauszenarien erneuerbarer Energien.....	181
6.5	Wirtschaftliche Nutzungspotentiale	188
6.6	Kritische Würdigung	189
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	191
8	Summary and outlook.....	195
	Literaturverzeichnis.....	199

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis

Formelzeichen

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
A	m^2	Fläche
A_{IW}	m^2	wärmeübertragende Fläche des Kühl-/Gefrier-schranks
A_{KG}	m^2	wärmeübertragende Fläche des Kühlguts
c_p	$\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$	spezifische Wärmekapazität
$c_{p,\text{WS}}$	$\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$	spezifische Wärmekapazität Speichersteine
$E_{\text{B},2050}$	J	Gesamtenergiebedarf im Jahr 2050
$E_{\text{B,Ref}}$	J	Gesamtenergiebedarf im Referenzjahr
$E_{\text{DSM,max}}$	J	max. verschiebbare Energie für das DSM
E_{el}	J	elektrische Energie
E_{Ger}	J	gerätespezifischer Jahresenergiebedarf
E_{Ges}	J	Gesamtjahresenergiebedarf
E_{Nutz}	J	Energiebedarf je Nutzungsvorgang
f_{krit}	s^{-1}	kritische Netzfrequenz
f_{N}	s^{-1}	Netzfrequenz
H_{Ger}	-	Gerätenutzungshäufigkeit
I	A	Strom
I_{d}	A	Strom in der HGÜ
I_{L}	A	Leiterstrom
I_{S}	A	Ständerstrom
I_{Y}	A	Strangstrom
I_{N}	A	Neutralleiterstrom
K_{N}	$\text{s}^{-1} \text{W}^{-1}$	Netzleistungskennzahl
m_{I}	kg	Masse der Isolierung
m_{KG}	kg	Kühlgutmasse

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
m_{WS}	kg	Masse Speichersteine
n	s^{-1}	Drehzahl
N_{Ger}	-	Gerätegesamtanzahl
P	W	Wirkleistung
P_{B}	W	Bezugsleistung
$P_{\text{B},2050}$	W	Bezugsleistung im Jahr 2050
$P_{\text{B,Ref}}$	W	Bezugsleistung im Referenzjahr
P_{C}	W	Ladeleistung
P_{D}	W	Entladeleistung
P_{Dif}	W	Differenzleistung
P_{d_1}	W	Wirkleistungsübertragung in der HGÜ Netz 1
P_{d_2}	W	Wirkleistungsübertragung in der HGÜ Netz 2
$P_{\text{DSM,max}}$	W	max. erschließbare Leistung für das DSM
P_{E}	W	eingespeiste Leistung
$P_{\text{E},2050}$	W	eingespeiste Leistung im Jahr 2050
P_{el}	W	elektrische Leistung
$P_{\text{E,Ref}}$	W	eingespeiste Leistung im Referenzjahr
P_{ESH}	W	Gesamtladeleistung Wärmespeicher
$P_{\text{ESH},2050}$	W	Gesamtladeleistung Wärmespeicher im Jahr 2050
$P_{\text{E,max}}$	W	maximal abgegebene Wirkleistung eines Kraftwerks
$P_{\text{E,min}}$	W	minimal abgegebene Wirkleistung eines Kraftwerks
$\overline{P_{\text{Ger}}}$	W	mittlere Leistungsaufnahme
P_{Ges}	W	Gesamtleistung
$P_{\text{I},2050}$	W	installierte Leistung im Jahr 2050
$P_{\text{I,Ref}}$	W	installierte Leistung im Referenzjahr
P_{N}	W	Nennleistung
P_{Str}	W	Strangwirkleistung

Symbol	Einheit	Beschreibung
P_V	W	Leistungsverlust
Q	var	Blindleistung
Q_{el}	As	elektrische Ladung
Q_{erf}	J	erforderliche Wärmemenge
Q_{For}	J	vorhergesagte Wärmemenge
Q_{Ist}	J	Restwärmemenge
Q_{Soll}	J	Sollwärmeinhalt
Q_{WS}	J	Wärmeinhalt Wärmespeicher
\dot{Q}	W	Wärmestrom
\dot{Q}_{ab}	W	abgeführter Wärmestrom
\dot{Q}_{zu}	W	zugeführter Wärmestrom
R	Ω	Widerstand
R_{th}	$K W^{-1}$	Wärmewiderstand
s_l	m	Isolierungsschichtdicke
SOC_{Ist}	%	Istladegrad
SOC_{Soll}	%	Sollladegrad
t	s	Zeit
t_{erf}	s	erforderliche Ladezeit
t_{Ger}	s	Gerätenutzungsdauer
T_A	$^{\circ}C$	Außentemperatur
T_{GA}	$^{\circ}C$	Gehäuseaußentemperatur
T_i	$^{\circ}C$	Temperatur zum Zeitpunkt i
T_{IW}	$^{\circ}C$	Temperatur der Kühlgehäuseinnenwand
T_{KG}	$^{\circ}C$	Kühlguttemperatur
T_{KL}	$^{\circ}C$	Temperatur der Kühlluft
T_m	$^{\circ}C$	Tagesmitteltemperatur
T_R	$^{\circ}C$	Raumtemperatur
U	J	Innere Energie

<i>Symbol</i>	<i>Einheit</i>	<i>Beschreibung</i>
U	V	Spannung
U_{d1}	V	Spannung in der HGÜ Netz 1
U_{d2}	V	Spannung in der HGÜ Netz 2
U_L	V	Außenleiterspannung
U_N	V	Nennspannung
U_{\max}	V	Maximalspannung
U_{\min}	V	Minimalspannung
U_S	V	Netzspannung
U_Y	V	Sternspannung
V	m ³	Volumen
V_{Ger}	-	Geräteverfügbarkeit
VLS_{2050}	H	Volllaststunden im Jahr 2050
VLS_{Ref}	H	Volllaststunden im Referenzjahr
\dot{W}	J	Volumenänderungsarbeit
\underline{Z}	Ω	Impedanz
Δf	s ⁻¹	Frequenzabweichung
Δn	s ⁻¹	Drehzahländerung
ΔP	W	Leistungsänderung
ΔU	V	Spannungsänderung
α	W m ⁻² K ⁻¹	Wärmeübergangskoeffizient
λ	W m ⁻¹ K ⁻¹	Wärmeleitfähigkeit
ρ	kg m ⁻³	Dichte
σ	%	Prognosefehler
φ	rad	Phasenwinkel

Abkürzungen

Abkürzung **Beschreibung**

ACK	Acknowledge Message
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CoAP	Constrained Application Protocol
CON	Confirmable Message
DEA	dezentrale Energieerzeugungsanlage
DHÜ	Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung
DR	Demand Response
DSB	Demand Side Bidding
DSL	Digital Subscriber Line
DSM	Demand Side Management
EDGE	Enhanced Data Rates for GSM Evolution
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFR	Europäische Funk-Rundsteuerung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operation for Electricity
ERP	EnOcean Radio Protocol
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWS	elektrischer Wärmespeicher
GSM	Global System for Mobile Communications
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
IP	Internetprotokoll

IuK	Information- und Kommunikation
LAN	Local Area Network
LM	Lastmanagement
M2M	Machine-to-Machine
MMS	Multimedia Messaging Service
NON	Non-Confirmable Message
OPC UA	Open Platform Communications Unified Architecture
OTC	Over The Counter
PCM	Phase Change Materials (Phasenwechselmaterialien)
PLC	Powerline Communication
PRL	Primärregelleistung
SBO	Spannungs-Blindleistungs-Optimierung
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCL	Substation Configuration Description Language
SG	Smart Grid
SMA	Solar Technology AG
SRD	Short Range Devices
SRL	Sekundärregelleistung
TCP	Transmission Control Protocol
TRL	Tertiärregelleistung
TRT	Tonfrequenz-Rundsteuertechnik
UCTE	Union for Coordination of Transmission of Electricity
UDP	User Data Protocol
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVE	Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen
WAN	Wide Area Network
XML	Extensible Markup Language
ZE	Zentraleinheit

1 Einleitung

Die vorliegende Arbeit fokussiert die Analyse des technisch realisierbaren Lastflexibilisierungspotentials elektrischer Geräte im Umfeld des privaten Wohnens. Darauf basierend wird ein Ansatz zur Nutzung elektrischer Wärmespeicher als zusätzliche Lastmanagementoption für den Energieversorger entwickelt. Hierzu werden zunächst Motivation, Zielsetzung und die Vorgehensweise der Arbeit erläutert.

1.1 Motivation und Zielstellung

Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Bundesrepublik Deutschland basiert auf dem Gut der elektrischen Energie, das maßgeblich zum Wohlstand dieses Landes beiträgt [1, 2]. Die dabei unentwegte Verfügbarkeit von Energie in den verschiedenen Erscheinungsformen hat sich im alltäglichen Leben zu einer Selbstverständlichkeit entwickelt, wobei die Wahrung der Versorgungssicherheit zur Aufrechterhaltung dieses Standards von zentraler Bedeutung ist. Zunehmend gewinnen in Zeiten politischer Krisen Aspekte der Unabhängigkeit gegenüber anderer Staaten sowie der Nachhaltigkeit an Bedeutung. Dieser schlägt sich in erster Linie in der Reduktion von Treibhausgasemissionen nieder, die bei der Wandlung von fossilen Brennstoffen in elektrische Energie hervorgerufen werden. Der CO₂-Ausstoß bedingt eine Veränderung des weltweiten Klimas, die sich im globalen Anstieg der Temperatur widerspiegelt, infolge dessen eine Zunahme extremer Wetterlagen und ein Abschmelzen der Polkappen beobachtet werden kann, wodurch unter anderem ein Anstieg der Meeresspiegel hervorgerufen wird. Als Konsequenz darauf findet eine Reduktion von Landflächen und somit potentieller Anbauflächen von Lebensmitteln sowie des Wohnraums statt, bei gleichzeitig konstanter Zunahme der Weltbevölkerung [3].

Durch die Zielstellungen der Europäischen Union zur Reduktion von CO₂-Emissionen, insbesondere jedoch durch die Nuklearkatastrophe von Fukushima im März 2011, wurde von der Bundesregierung ein Wandel in der elektrischen Energieversorgung beschlossen, der zu umfassenden strukturellen Änderungen im gesamten Energieversorgungssystem führt. Bereits in den zurückliegenden Jahrzehnten hat der technologische Fortschritt einzelner Technologien zu beständigen Weiterentwicklungen in der Bereitstellung elektrischer Energie und dem Ausbau des Versorgungsnetzes geführt (vgl. Bild 1). Durch den Ausstieg aus der Kernenergie, der Stilllegung zahlreicher fossiler Kraftwerke und der Integration erneuerbarer

Energien (EE), findet jedoch erstmals ein Paradigmenwechsel in der elektrischen Energieversorgung statt. War die Regelung der Kraftwerksleistung bisher stets vom Leistungsbezug der Verbraucher abhängig, wird künftig ein Wandel hin zu einer erzeugungsorientierten Verbrauchsweise notwendig sein.



Bild 1: Wandel des Energieversorgungssystems, nach [4]

Da die Stromerzeugung auf Basis EE künftig in starker Abhängigkeit der aktuellen Wetterlage erfolgt, steigt mit dem Zubau der EE die Fluktuation in der Erzeugung signifikant an. Entsprechend besteht die Notwendigkeit zur Flexibilisierung der Nachfrage, beispielsweise durch die Integration von Energiespeichern unterschiedlicher Technologien oder durch die Anpassung verbrauchsseitiger Lasten an die Stromerzeugung. Bei Nichtvorhandensein ausreichender Flexibilitätsoptionen sind zum Schutz der Energienetze bei Erzeugungsüberschüssen, Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien abzuregeln, wobei Anlagenbetreiber durch die Gesetzeslage des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2017 §14 und §15), entsprechende Entschädigungsleistungen für nichteingespeiste Energiemenge erstattet bekommen. Wie Bild 2 zeigt, sind diese Leistungen in den vergangenen Jahren parallel zum sukzessiven Zubau der EE stark angestiegen. Zur Flexibilisierung der Stromnachfrage ist daher ein großer Anteil flexibler Lasten am Gesamtstrombedarf erforderlich. Da der Sektor der Privathaushalte einen Anteil von 26 % am Gesamtenergiebedarf [5] einnimmt, weist dieser grundsätzlich ein hohes Flexibilisierungspotential der Nachfrage auf. Der Vorteil in der Nutzung elektrischer Verbraucher von Privathaushalten liegt einerseits in der großen Anzahl der vorhandenen Geräte und damit in der

Verfügbarkeit kostengünstiger Speichertechnologien, zum anderen im statistisch gut prognostizierbarem elektrischen Bedarf der Geräte.

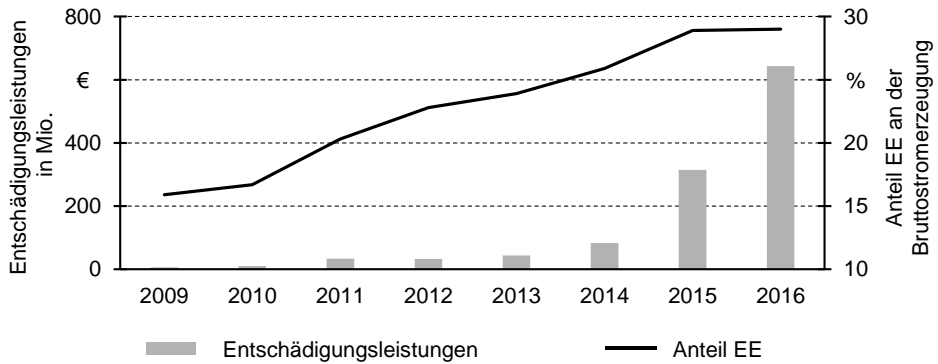


Bild 2: Entrichtete Entschädigungszahlungen durch netzbedingte Abschaltungen regenerativer Energieerzeugungsanlagen, Datenquelle [6, 7]

Zudem bietet dieser Sektor den Vorzug, dass durch die Nutzung der elektrischen Verbraucher dezentral verteilter Haushalte kurze Wege zur Übertragung des Stromes genutzt werden können und damit verbunden die Auslastung der Hauptstromtrassen reduziert wird. Auch für die privaten Verbraucher selbst stellt sich eine Motivation zur Bereitstellung ihrer Geräte ein, da diese zunehmend den Wunsch zum nachhaltigen Handeln haben, in bestimmten Grenzen autark sein können und dadurch auch wirtschaftliche Potentiale durch entsprechende Vergütungsmodelle für sich erschließen können.

Vor diesem Hintergrund ist das Ziel der vorliegenden Arbeit eine Analyse des Potentials elektrischer Verbraucher nach ihrer Eignung zum Lastmanagement innerhalb des privaten Wohnumfeldes. Für jene Gerätegruppe des größten Potentials ist im Anschluss ein Konzept einer entsprechenden Informations- und Kommunikationsstruktur (IuK) zu entwickeln, damit diese dem Energieversorgungsunternehmen als lastflexible Verbraucher im Rahmen des Lastmanagements zugänglich gemacht werden kann.

1.2 Vorgehensweise

Die Arbeit stellt hierzu, im Anschluss an die Einleitung, den allgemeinen strukturellen Aufbau und die Netztopologie des elektrischen Energieversorgungssystems in Deutschland dar sowie die Eingliederung desselben in den europäischen Netzverbund. Zum weiteren Verständnis der nachfolgenden Thematik wird die aktuelle Leistungsbereitstellung und Verteilung

der elektrischen Energie beleuchtet sowie die gesetzlichen Bestimmungen durch das sogenannte Unbundling erörtert, um die Auswirkungen struktureller Veränderungen beurteilen zu können. Zudem werden verschiedene Möglichkeiten der Leistungsbeschaffung zum Ausgleich etwaiger Leistungsungleichgewichte im entsprechenden Bilanzkreis aufgezeigt. Das **Kapitel 2** schließt mit den formulierten klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung, die eine Abkehr der bisherigen Erzeugungsstruktur bedingen und damit einen Paradigmenwechsel des gesamten Energieversorgungssystems in sämtlichen Netzebenen hervorrufen.

Aufbauend auf den strukturellen Gegebenheiten des Energienetzes und der Leistungsbereitstellung, werden in **Kapitel 3** die Mechanismen zur Aufrechterhaltung einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung eingeführt. Hierzu werden die Folgen des erhöhten Anteils volatiler und örtlich verteilter regenerativer Energieerzeugungsanlagen analysiert und die Herausforderungen in der Frequenz- und Spannungshaltung unter dem Einfluss EE dargestellt. Auf dieser Grundlage werden die Relevanz der Thematik sowie der daraus abgeleitete Forschungsbedarf aufgezeigt.

Mit dem „Lastmanagement“ wird in **Kapitel 4** eine Möglichkeit zur Begegnung der im vorangegangenen Kapitel analysierten Herausforderungen aufgezeigt. Dabei wird eine Unterscheidung zwischen dem Demand Side Management (DSM) und dem Demand Response (DR) vorgenommen, die sich in der Form der Einflussnahme durch das Energieversorgungsunternehmen (EVU) unterscheiden. Nach der Abgrenzung des Potentialbegriffes folgen eine Analyse unterschiedlicher Energiesenken im Sektor des privaten Wohnens und die Ermittlung des theoretischen Potentials zur Lastverschiebung verschiedener Gerätegruppen. Auf dieser Basis werden im Fortlauf die ermittelten Gerätegruppen nach dem Aspekt ihrer Eignung für das DSM hin klassifiziert und bewertet.

Basierend auf den Ergebnissen der Potentialanalyse, wird in **Kapitel 5** schließlich ein Konzept zur Nutzung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das EVU entwickelt. Auf Basis der Funktionsweise der Geräte wird eine IuK-Struktur erarbeitet, die einen bidirektionalen Informationsfluss zulässt und darüber hinaus die Möglichkeit bietet, einzelne Zählpunkte zu adressieren um Schaltleistungen in ihrer Höhe, seitens des EVU, skalierbar zu machen. Hierzu schließt das Kapitel mit einer prototypischen Implementierung der entwickelten IuK-Struktur innerhalb einer Musterwohnung, um die funktionale Erprobung der unterschiedlichen Komponenten sicherzustellen und die Fähigkeit der bidirektionalen Informationsübertragung nachzuweisen.

Da elektrische Wärmespeicher lediglich neun Monate des Jahres als Instrument der Lastverschiebung dem Energieversorgungsunternehmen zur Verfügung stehen können, wird in **Kapitel 6** in Form von Variantensimulationen das tatsächliche Potential für das Jahr 2050 näherungsweise ermittelt. Dazu werden aufgrund fehlender Vorgaben der Bundesregierung zum Ausbau einzelner Technologien und somit zur installierten Leistung im Zieljahr unterschiedliche, teilweise von der Bundesregierung in Auftrag gegebene Studien mit verschiedenen Entwicklungsszenarien der EE als Randbedingungen definiert. Darüber hinaus folgt die Entwicklung von zwei Lademodellen unterschiedlicher Komplexität zur künftigen Beladung elektrischer Wärmespeicher, um deren Potential zu maximieren und vollumfänglich zu nutzen. Die Arbeit schließt mit der kritischen Würdigung der Simulationsergebnisse sowie einer Zusammenfassung der Thematik ab.

2 Die elektrische Energieversorgung in Deutschland

Die erste Entdeckung der (statischen) Elektrizität geht auf das Jahr 600 v. Chr. zurück, als der griechische Philosoph und Mathematiker *Thales von Milet* einen Bernsteinstab an einem Stück Fell rieb [8]. Es dauerte allerdings bis in das Jahr 1831, als *Faraday* die Wirkungsweise der elektromagnetischen Induktion entdeckte, die als Ursprung der heutigen elektrischen Energieversorgung bezeichnet werden kann, als er herausfand, dass Elektrizität (Ströme wechselnder Richtung) in einer Spule unter der Einwirkung bewegter Permanentmagnete hervorgerufen wird [9].

Diese Erkenntnisse nutzte *Siemens* zur Entwicklung der Dynamomaschine im Jahr 1866 [10]. Mit der Entwicklung seines elektrischen Generators begann schließlich die Elektroenergieanwendung, sodass im Jahr 1882 in New York/Amerika [11] das erste öffentliche, auf Gleichstrom basierende Kraftwerk von *Edison* eröffnet werden konnte. Lediglich drei Jahre später folgte der Bau des ersten öffentlichen Kraftwerks in Deutschland (Berlin) durch die Aktiengesellschaft Städtischer Elektrizitätswerke [12].

Die Fernübertragung der Elektrizität wurde erst kurz darauf, durch die Erfindungen des Drehstromsystems durch *Ferraris* (1885), der dreiphasigen Drehstrom-Synchronmaschine von *Haselwander* (1887) und des Drehstromtransformators durch *Dolivo-Dobrowolski* (1889) ermöglicht [13]. So konnte 1891, anlässlich der internationalen Elektrizitätsausstellung in Frankfurt am Main, erstmalig eine 175 km lange Drehstromübertragung [14] von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main realisiert werden.

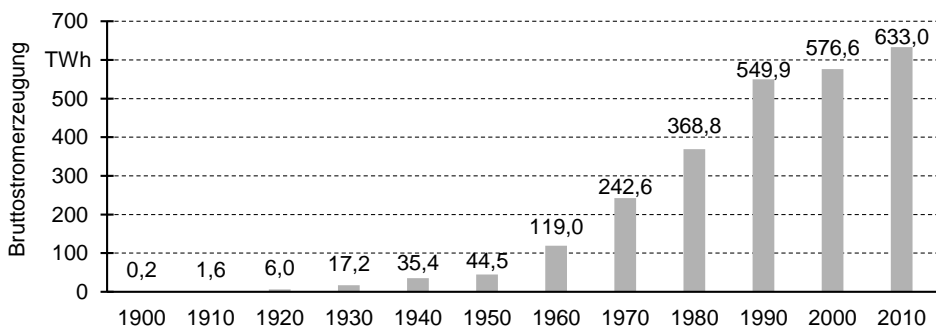


Bild 3: Bruttostromerzeugung aller Kraftwerke in Deutschland im Zeitraum 1900 bis 2010, nach [15, 16]

Dies war schließlich der Beginn der Elektrifizierung, da man von diesem Zeitpunkt an nicht nur imstande war, elektrische Energie aus Primärenergieträgern zu erzeugen, sondern diese auch über größere Distanzen zu den Bedarfsempfängern zu übertragen. Ab diesem Moment folgte der Bau weiterer Kraftwerke, woraufhin die Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Folgejahren kontinuierlich anstieg (vgl. Bild 3) sowie eine flächendeckende Elektrifizierung in Deutschland und schließlich in ganz Europa möglich wurde.

2.1 Das gegenwärtige Energieversorgungsnetz

Aus den anfänglichen, technologisch bedingten Inselbetrieben rund um die Kraftwerke, folgte im Rahmen der fortschreitenden Elektrifizierung bald die elektrische Vernetzung untereinander. Die Ursache der Vernetzung liegt in der Wahrung der Versorgungssicherheit, selbst bei Ausfall eines des in dieser Zeit hauptsächlich auf dem Energieträger Kohle basierenden Kraftwerkes [17]. Ein Kraftwerksausfall bedingt stets ein Absinken der Netzfrequenz durch das abrupt auftretende Leistungsdefizit [18]. Um einen Zusammenbruch des gesamten (Insel-)Versorgungsnetzes zu vermeiden, ist dieses Leistungsdefizit durch die verbleibenden Erzeugungsblöcke durch eine Rückführung der verminderten Generatordrehzahl auf deren Sollwert (i. d. R. 3000 U/min) und demnach einer Leistungssteigerung auszugleichen. Kohlekraftwerke charakterisieren sich jedoch durch ein sehr geringes Leistungsänderungsvermögen ($3 - 4 \% P_N/\text{min}$) [19, 20], wodurch es mit diesem Kraftwerkstyp nicht möglich ist, kurzfristig auf Leistungsänderungen zu reagieren. Da bei Unterschreitung einer kritischen Netzfrequenz von $f_{\text{krit}} = 47,5 \text{ Hz}$ aus Gründen der Netzsicherheit alle Erzeugungseinheiten vom Netz zu trennen sind [21], hat dies eine sofortige Versorgungsunterbrechung sämtlicher angeschlossener Verbraucher zur Folge. Aus diesem Grund war es den Energieversorgungsunternehmen (EVU) lediglich gestattet, eine Vielzahl kleiner Erzeugungsblöcke zu betreiben, damit bei Ausfall eines Blockes die kritische Netzfrequenz nicht unterschritten würde und es folglich zu keiner Versorgungsunterbrechung käme. Da jedoch mit zunehmender Leistungsinstallation die verhältnismäßigen Gestehungskosten geringer werden, ist es für das EVU umso wirtschaftlicher, je größer ein Kraftwerk ist [22]. Entsprechend wurde gegen das Planungsprinzip der kleinen Erzeugungsblöcke verstoßen und sich stattdessen zu einem Netzverbund zusammengeschlossen. Durch diese sukzessive Vernetzung konnte die Versorgungssicherheit maßgeblich erhöht werden, wodurch Verbraucher auch beim Ausfall einzelner Kraftwerke durch eine Leistungsanpassung der übrigen Kraftwerke weiterhin

mit elektrischer Energie versorgt werden konnten [23]. Hierdurch bildete sich eine bis heute bestehende, mehrschichtige Versorgungsstruktur mit unterschiedlichen Spannungsebenen, um den Strom möglichst verlustarm über große Distanzen zu übertragen. Das heutige innerdeutsche Energieversorgungssystem weist dabei die Spannungsebenen der

- Höchstspannung (220 kV oder 380 kV),
- Hochspannung (meist 110 kV),
- Mittelspannung (meist 20 kV) und
- Niederspannung (230 V / 400 V)

auf, welche jeweils unterschiedliche Aufgaben in der Stromübertragung und -verteilung wahrnehmen und verschiedenen normativen Anforderungen unterliegen [24].

2.1.1 Struktur des Netzes

Die Höchstspannungsebene im Nennspannungsbereich von 220 kV bzw. 380 kV dient vorrangig der Übertragung elektrischer Energie mittels Dreiphasenwechselstroms bei einer Netzfrequenz von 50 Hz. In Deutschland wird der zuverlässige Netzbetrieb von den vier Übertragungsnetzbetreibern sichergestellt, deren zu verantwortende Netzgebiete miteinander über Kuppelleitungen verbunden sind. Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist dabei im Energiewirtschaftsgesetz gesetzlich geregelt, so haben sie *„die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und damit zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen“* [25]. Neben der reinen Übertragungsaufgabe elektrischer Energie, speisen in die Höchstspannungsebene konventionelle Großkraftwerke (z. B. Kern- und Kohlekraftwerke) ein, wohingegen elektrische Verbraucher in dieser Netzebene nicht angeschlossen sind [18].

Unterhalb der Ebene der vier Übertragungsnetzbetreiber sorgen aktuell 879¹ [6] regionale Verteilnetzbetreiber für die weitere Energieverteilung. Die hierarchisch höchste Ebene der Verteilnetze bildet die Hochspannungsebene, welche in Deutschland meist mit einer Nennspannung von

¹ Stichtag: 10. November 2017

110 kV betrieben wird. Sie wird über Umspannwerke aus der Höchstspannungsebene gespeist und darüber hinaus in geringem Umfang von einzelnen Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, wie Gas- und mittleren Kohlekraftwerken, sowie von Windparks. Ihre Aufgabe ist neben der Verteilung der auf 110 kV transformierten elektrischen Energie, die Versorgung einzelner Großabnehmer (z. B. größere Industriebetriebe) mit Wirkleistung, sowie die Weiterleitung an Umspannstationen zur Transformation und Einspeisung in die Mittelspannungsebene.

In den Mittelspannungsnetzen erfolgt die weitere Verteilung durch engmaschige Netze bei einer Bemessungsspannung von 20 kV. Neben der Versorgung größerer industrieller und gewerblicher Abnehmer zählt die Weiterverteilung in die Niederspannungsebene zu den Hauptaufgaben der Mittelspannungsebene. Darüber hinaus speisen kleinere fossile Kraftwerke, Biogasanlagen, städtische Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie Windkraft- und Photovoltaikanlagen in dieser Netzebene ein.

Der Großteil der elektrischen Verbraucher wird jedoch aus den Niederspannungsnetzen mit 230 V bzw. 400 V versorgt. Die Endverteilung der elektrischen Energie an die Letztverbraucher erfolgt über Netzstationen durch Speisung aus den Mittelspannungsnetzen mittels Spannungstransformation. Heutzutage speisen in das bis vormals rein durch Verbraucher charakterisierte Niederspannungsnetz elektrische Erzeuger mittels Photovoltaik- und Windkraftanlagen ein. So weist das Energieversorgungssystem einen hierarchischen Aufbau bezüglich der Energieverteilung auf. In Kraftwerken auf den höheren Netzebenen wird die elektrische Energie in das Versorgungssystem eingespeist und nach unten, hin zu den Verbrauchern, über die verschiedenen Netzebenen hinweg verteilt (vgl. Bild 4). Erst durch den Ausbau der regenerativen Erzeugungsanlagen in den letzten Jahren wird elektrische Energie auch in die unteren Netzebenen eingespeist. Neben den Erzeugungseinheiten und den einzelnen elektrischen Verbrauchern befinden sich auch unterschiedliche Speichertechnologien auf den verschiedenen Netzebenen. In Abhängigkeit der installierten Leistung werden Pumpspeicherkraftwerke an das Höchst-, Hoch- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen. Da die Leistung von Batteriespeichersystemen in der Regel deutlich geringen ist, werden diese hingegen den unteren Netzebenen zugeordnet, ebenso wie Wärmespeicher, die mehrheitlich auf der Haushaltsebene im Niederspannungsnetz installiert sind.

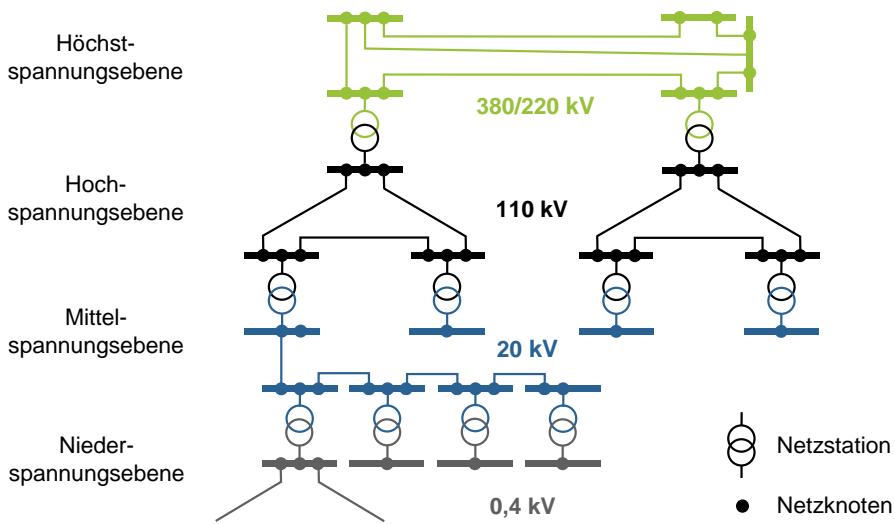


Bild 4: Schematische Darstellung der hierarchischen Struktur des elektrischen Energieversorgungsnetzes in Deutschland, nach [26]

2.1.2 Netztopologie

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit ist das elektrische Energieversorgungsnetz in den Netzebenen oberhalb der Niederspannungsebene nach dem $(n-1)$ -Kriterium ausgelegt [27]. Aufgrund dieses Kriteriums ist die Energieversorgung in einem Netz mit n Objekten auch dann noch sicherzustellen, wenn ein beliebiges Objekt ausfällt. Dies kann bei einem Ausfall oder einer betrieblich notwendigen Abschaltung eines beliebigen Betriebsmittels der Fall sein. Darüber hinaus ist im Fehlerfall das Einhalten der zulässigen Betriebsgrenzen zu gewährleisten, insbesondere sind die Spannungen in den Netzknoten sowie thermische Beanspruchungen von Betriebsmitteln innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten [28]. Die Topologie des Energieversorgungsnetzes ist hierbei für die Ausfallsicherheit von entscheidender Bedeutung. So werden Niederspannungsnetze in ländlichen Gebieten vornehmlich als baumartige Strahlennetze ausgeführt, welche sich durch Stichleitungen von der Transformatorstation aus charakterisieren [29]. Diese einfache Netzstruktur bietet lediglich einen geringen Ausfallschutz [30], da bei einem auftretenden Fehler alle nachfolgend angeschlossenen Verbraucher nicht weiterversorgt werden können. Dieser Netztypus wird deshalb hauptsächlich in ländlichen Gebieten mit geringer Leistungsdichte und nur einer geringen Anzahl angeschlossener Verbraucher verwendet. Mit zunehmender Lastdichte in Niederspannungsnetzen, vor allem aber in der Netzebene der Mittelspannung, wird durch das Bilden

von Ringen (vgl. Bild 5) ein erster Grad der Vermaschung erreicht. Hierzu können zwei Leitungsstränge am jeweiligen Ende über eine im Normalbetrieb offene Trennstelle miteinander verbunden werden, wodurch so ein geschlossener Ring entsteht. Dadurch ist es möglich, im Fehlerfall alle am Ring angeschlossenen Verbraucher von zwei Seiten aus zu speisen, um so die Betriebssicherheit maßgeblich zu erhöhen. Zusätzlich kann durch eine weitere Verbindung zu einem benachbarten Ring der Grad der Vermaschung und somit der Grad der Betriebssicherheit weiter erhöht werden. Eine vollständige Vermaschung findet aus technisch-wirtschaftlichen Gründen lediglich in der Hoch- und Höchstspannungsebene statt [31]. Das impliziert, dass alle Lastpunkte mindestens über zwei Übertragungswege permanent mit elektrischer Energie versorgt werden. Zusätzlich verfügen die Übertragungswege des Transportnetzes durch mehrere parallele Leitungen über eine Eigensicherung, womit das Höchstspannungsnetz eine sehr hohe Verfügbarkeit aufweist. Der Grad der Vermaschung richtet sich demzufolge nach den Parametern der Betriebssicherheit und der Wirtschaftlichkeit. Je höher der Grad der Vermaschung eines Netzes ist, desto höher sind im Allgemeinen die Ausfallsicherheit, der wirtschaftliche Aufwand sowie die technischen Anforderungen an den Betrieb. Daher nimmt der Grad der Vermaschung auch aus ökonomischen Gesichtspunkten hierarchisch zu den Netzebenen ab. [18, 32]

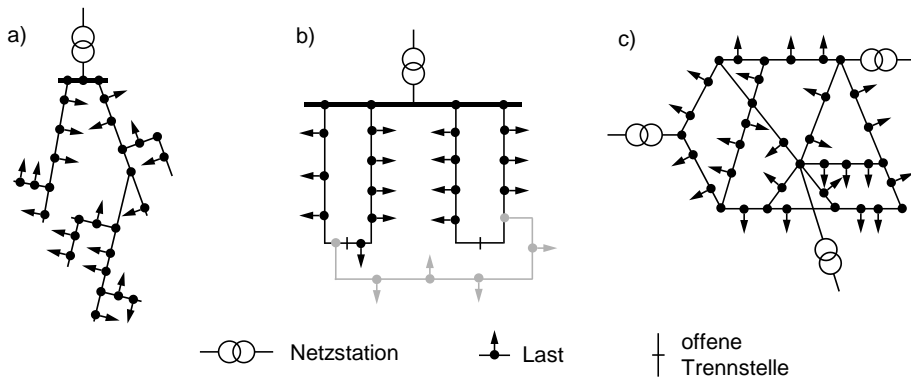


Bild 5: Unterschiedliche Netztopologien: a) Strahlennetz, b) Ringleitung mit verzweigtem Ring (grau), c) Maschennetz, nach [18]

2.1.3 Europäischer Netzverbund

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gliedert sich das elektrische Energieversorgungssystem der Bundesrepublik nicht nur in ein deutsches Verbundnetz, bestehend aus den vier Übertragungsnetzbetreibern, sondern auch in einen europäischen Netzverbund ein. Dies ermöglicht,

Energiemengen international auszutauschen [33], um beispielsweise den Ausfall mehrerer Kraftwerke zu kompensieren [23]. So wird das deutsche Verbundnetz heute synchron mit beinahe allen europäischen Ländern betrieben und unter dem Dachverband der „Union for Coordination of Transmission of Electricity – UCTE“ [34] geregelt. Es bestehen darüber hinaus Gleichstromverbindungen zum nicht-synchron laufenden Verbundnetz „NORDEL“ der Staaten Finnland, Norwegen und Schweden, nach Großbritannien (UKTSOA) und Irland (ATSOI) sowie zum Verbundnetz „BALTSO“ der baltischen Staaten, um einen Energieaustausch zu ermöglichen [32, 33]. Diese fünf netzsynchronen Verbände sind seit 2009 im Dachverband der „European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E“ zusammengefasst (vgl. Bild 6). Die Hauptaufgabe der ENTSO-E ist die Erstellung technischer und kommerzieller Netzcodices mit einheitlichen technischen und vertraglichen Voraussetzungen für einen grenzüberschreitenden Netzbetrieb sowie die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards bezüglich Engpassmanagement und Ausgleichsenergie [12].

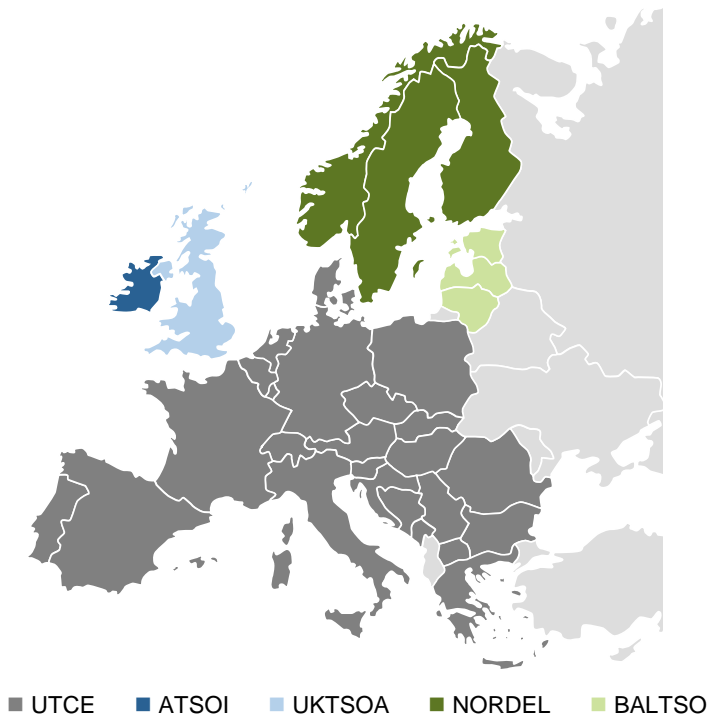


Bild 6: Mitgliedsstaaten der fünf Einzelverbände im „European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E, nach [34]

2.2 Leistungsbereitstellung und Verteilung elektrischer Energie

Im täglichen Sprachgebrauch haben sich die Begrifflichkeiten „Energieerzeugung“ und „Energieverbrauch“ inzwischen etabliert. Da im physikalischen Sinne gemäß des Energieerhaltungssatzes, Energie weder erzeugt noch vernichtet werden kann [35], sondern nur in eine andere Form zu überführen ist, meint Energieverbrauch im Kontext dieser Arbeit, lediglich die Umwandlung in Nutzenergie. Im Allgemeinen beschreibt die Nutzenergie jene Energieform, wie sie in einem Gerät zur Befriedigung der Nutzerbedürfnisse nach dem letzten Umwandlungsprozess vorliegt [36]. Je nach individueller Anwendung kann diese in Form von Wärme, Licht oder auch mechanischer Arbeit zur Verfügung stehen und geht dabei direkt aus der um Umwandlungsverluste reduzierten Energiemenge der Endenergie hervor. Die Endenergie hingegen definiert die am Hausanschluss des Kunden zur Verfügung gestellte Energie, die je nach vorhergesehenem Verwendungszweck in Form von Hackschnitzel, Heizöl, Erdgas, Fernwärme oder auch elektrischer Energie erfolgen kann. Die Endenergie resultiert aus technischen Umwandlungsprozessen der Primärenergieträger, jener natürlich vorkommender Energieträgerstoffe, wie Kohle, Erdgas, Erdöl, Wasser, Wind, Solarstrahlung oder Ähnlichem. Ist eine direkte Umwandlung nicht möglich, sondern eine weitere Umwandlungsstufe erforderlich, wird dieses Zwischenprodukt als Sekundärenergie bezeichnet [37].

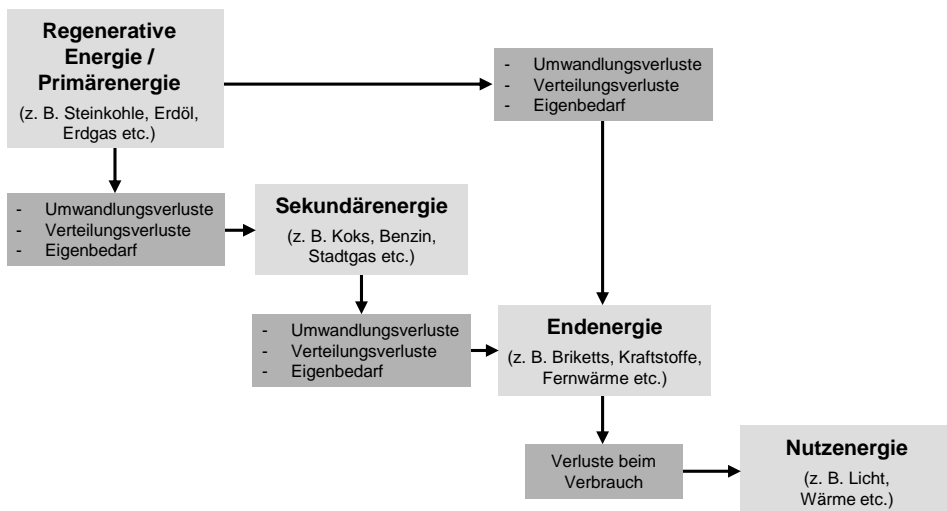


Bild 7: Energieumwandlungskette nach [18]

Diese Zwischenstufe kann sinnvoll sein, wenn der Sekundärenergieträger dadurch leichter zu transportieren, zu lagern oder zu verteilen ist [38]. Bild 7 zeigt in einer grafischen Darstellung die verschiedenen Umwandlungsstufen mit den jeweiligen Zwischenstufen von der Primärenergie bis hin zur Nutzenergie. Neben der in Kapitel 2.1.1 dargestellten Struktur zur elektrischen Energieübertragung und -verteilung ist zur Deckung des Energiebedarfs die Erzeugungsstruktur von entscheidender Bedeutung. So wird in mannigfaltigen Erzeugungsanlagen Primärenergie aus diversen fossilen und regenerativen Quellen in elektrische Energie umgewandelt. Die Betrachtung aller vorhandenen Erzeugungsanlagen und deren Anteil an der Gesamtstromerzeugung liefert letztlich die Erzeugungsstruktur eines Landes.

2.2.1 Erzeugnisstruktur

In Deutschland war im Jahr 2016 zur Deckung des Bruttostrombedarfs in Höhe von 599 TWh eine Kraftwerkskapazität von rund 196 GW installierter Leistung vorhanden [39]. Diese Erzeugungsanlagen stellten 648 TWh elektrische Energie zur Verfügung (vgl. Tabelle 1). Dabei untergliedert sich die Bruttostromerzeugung in die Bereitstellung aus regenerativen Energiequellen (29,1 %) und aus nichtregenerativen Quellen (70,9 %).

Tabelle 1: Bruttostromerzeugung und installierte Leistung in Deutschland nach Energieträgern in 2016, Datenquelle [40–42]

Energieträger	Bruttostrom- erzeugung	Anteil	installierte Leistung	Anteil
Braunkohle	150,0 TWh	23,1 %	20,9 GW	10,7 %
Steinkohle	111,5 TWh	17,2 %	28,4 GW	14,5 %
Kernenergie	84,6 TWh	13,0 %	10,8 GW	5,5 %
Erdgas	80,5 TWh	12,4 %	28,3 GW	14,4 %
Mineralölprodukte	5,9 TWh	0,9 %	4,2 GW	2,1 %
Windkraft	77,4 TWh	11,9 %	49,6 GW	25,4 %
Wasserkraft	21,0 TWh	3,2 %	5,6 GW	2,9 %
Biomasse	45,6 TWh	7,0 %	7,1 GW	3,6 %
Photovoltaik	38,2 TWh	5,9 %	40,9 GW	20,9 %
sonstige Regenerative	6,2 TWh	1,0 %		
Übrige Energieträger	27,5 TWh	4,2 %		
Summe	648,4 TWh	100,0 %	195,8 GW	100,0 %

Hinsichtlich der installierten Leistung entfallen auf Erzeugungsanlagen auf der Basis fossiler Brennstoffe, einschließlich der Kernenergie, lediglich ein Anteil von 47,3 %. Trotz des starken Zubaus regenerativer Energieerzeugungsanlagen geringerer Leistungsklassen, werden aktuell noch immer rund 105 GW der installierten Leistung von großen Anlagen mit einer Kapazität von mindestens 100 MW erbracht [43]. Diese konventionellen Kraftwerke basieren überwiegend auf fossilen Energieträgern; in nur geringem Maße kommen große Wasserkraftanlagen sowie On- und Offshore-Windparks vor. Da das elektrische Energiesystem, lediglich Transport- und Verteilungsaufgaben leisten kann, nicht jedoch die Speicherung elektrischer Energie, ist die vom Netz bezogene Leistung durch Verbraucher, im gleichen Zeitintervall durch die verschiedenen Erzeugungsanlagen bereitzustellen. Auftretende Differenzen zwischen eingespeister und bezogener Leistung wirken sich negativ auf die Systemstabilität des Netzes aus [44, 45]. Jedoch unterliegt der Leistungsbedarf seitens der Verbraucher Schwankungen, die in vorhersehbaren Verläufen variieren. Wird in diesem Zusammenhang ein typischer Lastgang eines Haushalts betrachtet, so ist ersichtlich, dass dieser nicht nur Abhängigkeiten von der Jahreszeit und den Wochentagen aufweist, sondern auch im Tagesgang stark schwankt (vgl. Bild 8). Zur Begegnung dieser Unregelmäßigkeiten sind entsprechende Kraftwerkskapazitäten erforderlich, die technisch in der Lage sind, auf eine variable Nachfragesituation entsprechend zu reagieren.

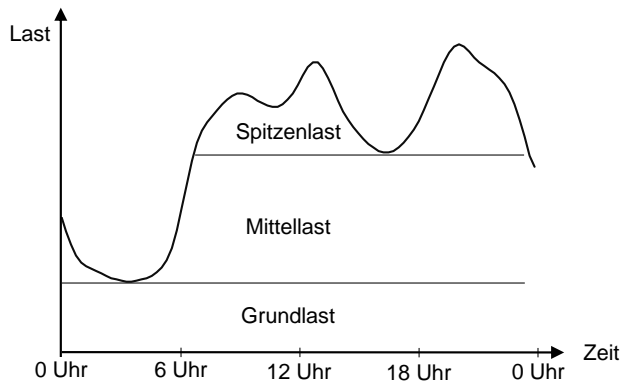


Bild 8: Standardlastprofil eines Haushalts (Ho)

Aus Bild 8 geht hervor, dass die Lastkurve eines Haushalts grundsätzlich in drei Bereiche untergliedert werden kann. Die Grafik zeigt, dass es eine bestimmte Mindestleistung gibt, die permanent bezogen wird. Dieser Anteil an der Gesamtleistung wird als Grundlast bezeichnet. Zur Erbringung dieser Nachfrage werden entsprechende Kraftwerke im Dauerbetrieb eingesetzt, welche hierdurch eine sehr hohe Nutzungsdauer aufweisen. Überdies

gibt es Zeitbereiche gesteigerter Netzbelastung, beispielsweise zur Mittagszeit oder in den frühen Abendstunden, die in der Regel lediglich über ein kurzes Zeitintervall andauern. Die bezogene Leistung in Zeiträumen erhöhter Nachfrage wird hingegen als Spitzenlast bezeichnet und entsprechend von sogenannten Spitzenlastkraftwerken abgedeckt, welche nur für kurze Zeit elektrische Energie in das Netz einspeisen. Der resultierende Zeitraum zwischen konstanter Nachfrage und Spitzenlast wird üblicherweise als Mittellast tituliert und der entsprechende Bedarf von Mittellastkraftwerken gedeckt. Diese Kraftwerke werden tagsüber in der Regel unter Volllast betrieben und nachts bei geringerer Nachfrage heruntergeregelt oder komplett abgeschaltet. Eine Einteilung in die verschiedenen Last- und Leistungsbereiche erfolgt dabei unscharf, ist ineinander fließend und wird unter Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einzelner Kraftwerke vorgenommen. So agieren Kraftwerke umso effizienter und somit kostengünstiger, d. h. sie weisen geringe Stromgestehungskosten auf, wenn diese möglichst im Dauerbetrieb betrieben werden können. Demzufolge werden unterschiedliche Kraftwerkstypen nach ihrer jährlichen Betriebsdauer der Grund-, Mittel- und Spitzlastkraftwerke, wie folgt zugeordnet [12]:

- Grundlastkraftwerke: über 4000 h
- Mittellastkraftwerke: bis zu 4000 h
- Spitzenlastkraftwerke: 500 – 1000 h

Kraftwerke zur Deckung der Netzlast werden deshalb in aufsteigender Reihenfolge, ihren Stromgestehungskosten nach, eingesetzt. Dieser Definition zugrundeliegend, können Kern-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke den Grundlastkraftwerken zugeordnet werden, welche bezüglich ihrer erwarteten Leistungsabgabe keiner Volatilität unterliegen, da deren Leistung nicht von exogenen Faktoren abhängig ist. Mit steigender Nachfrage werden anschließend Mittellastkraftwerke, wie Steinkohlekraftwerke zugeschaltet, deren Stromgestehungskosten oberhalb des Niveaus der Grundlastkraftwerke liegt [46]. Zur Deckung der Spitzenlast werden mit weiterhin zunehmender Nachfrage schließlich Gas- und Ölkraftwerke zugeschaltet, die aufgrund höherer Brennstoffkosten folglich auch höhere Erzeugungskosten nach sich ziehen. Zudem sind neben der Betriebsdauer und damit der Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks auch deren technische Eigenschaften von Bedeutung. Spitzenlastkraftwerke haben ein ausreichend dynamisches Verhalten aufzuweisen bzw. über einen hohen Leistungsgradienten zu verfügen, um innerhalb weniger Sekunden oder Minuten auf unvorhergesehene Änderungen der Nachfrage reagieren zu können, weshalb ebenfalls die Pumpspeicherkraftwerke den Spitzenlastkraftwerken zugeordnet werden. Grundlastkraftwerke sind wiederum durch lange

Hochlaufzeiten und einer geringen Flexibilität charakterisiert. Diese Einteilung der Kraftwerke trifft maßgeblich auf die konventionellen Kraftwerke zu, deren Betriebsverhalten rein nachfrageinduziert ist. Kraftwerke, deren Erzeugung elektrischer Energie auf erneuerbaren Energien basiert, können aufgrund ihrer Volatilität im Zeitverlauf nicht gemäß oben genannter Kriterien eingeteilt werden. Die in den Kraftwerken als Bruttostromerzeugung bezeichnete Energiemenge stellt dabei jedoch noch längst nicht die tatsächlich für den Endverbraucher zur Verfügung stehende elektrische Energie dar. Diese wird durch den Eigenverbrauch der Kraftwerke reduziert, sodass lediglich die Nettostromerzeugung in das elektrische Energieversorgungsnetz eingespeist wird. Diese wird noch durch Stromimporte und der eingespeisten Energie aus Pumpspeicherkraftwerken komplettiert, um das Gesamtstromaufkommen in Deutschland abzubilden (vgl. Bild 9).

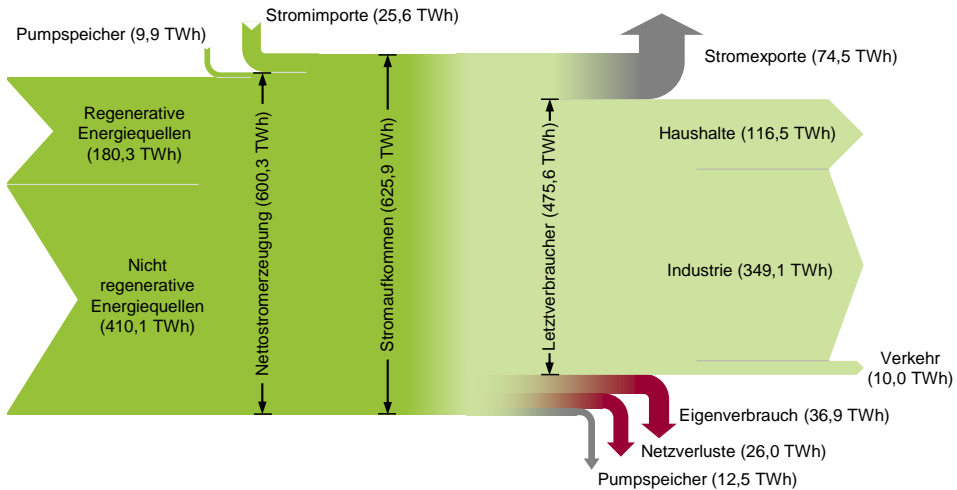


Bild 9: Aufkommen und Verwendung elektrischer Energie im deutschen Energieversorgungsnetz 2016, Datenquelle [6, 41]

Aus Bild 9 geht das elektrische Energieaufkommen und deren Verwendung in Deutschland im Jahr 2016 hervor. Das Sankey-Diagramm zeigt zudem, dass über die Landesgrenzen hinweg Stromhandel betrieben wird, indem elektrische Energie importiert und in mehr als doppelt so großem Handelsvolumen in europäische Nachbarstaaten exportiert wurde. Weiterhin wird ein nicht vernachlässigbarer Anteil der theoretisch zur Verfügung stehenden elektrischen Energie im Netz während der Übertragung aufgrund von Leitungswiderständen sowie bei der Transformation der Spannung zwischen den unterschiedlichen Netzebenen in Wärme umgesetzt und ist somit als Netzverlust anzusehen. Demzufolge ist neben der Erzeugung die

Energieverteilung bzw. -übertragung in Energieversorgungssystemen von großer Bedeutung.

2.2.2 Energieübertragung und -verteilung

Aus ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten heraus ist es nicht immer möglich, den elektrischen Energiebedarf direkt vor Ort durch Erzeugungseinheiten zu decken. Daher wird bis dato die Majorität der elektrischen Energie in großen, zentralen Kraftwerken erzeugt und teilweise über weite Distanzen, mittels unterschiedlicher Übertragungstechnologien zum Verbraucher geleitet. Dabei wird bei der Übertragung elektrischer Energie zwischen der Drehstromübertragung in ein- und dreiphasigen Systemen und der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), unterschieden [18].

In dreiphasig aufgebauten Netzen kann im symmetrischen Betrieb die gleiche Leistung übertragen werden, wie mit drei einphasigen Systemen. Bei der Übertragung durch drei einphasige Systeme sind allerdings sechs Leiter notwendig, wohingegen in dreiphasigen Systemen, drei Leiter (Dreileitersystem) bzw. vier Leiter (Vierleitersystem, mit Neutralleiter) ausreichend sind. Ein System gilt definitionsgemäß als symmetrisch, wenn die Außenleiterspannungen U_1 , U_2 und U_3 jeweils die gleichen Beträge aufweisen und untereinander um jeweils 120° phasenverschoben sind. Folglich gilt für die Summe aller Spannungen U in symmetrischen Dreiphasensystemen zu jedem Zeitpunkt t [12]:

$$\underline{U}_1(t) + \underline{U}_2(t) + \underline{U}_3(t) = 0 \quad (2.1)$$

Der Vorteil eines symmetrischen, dreiphasigen Systems besteht darin, dass die Summe aller in den Leitungen übertragener Leistungen P einen zeitlich konstanten Wert aufweist. Dieser hängt maßgeblich von der tatsächlichen Spannung zwischen den Außenleitern und dem Außenleiterstrom ab, der üblicherweise um einen Winkel φ phasenverschoben ist. Ein symmetrisch betriebenes, dreiphasiges System in Sternpunktschaltung (vgl. Bild 10) und Anschluss des Neutralleiters N zum Vierleitersystem birgt zudem den Vorteil, dass gleichzeitig zwei unterschiedliche Spannungsniveaus zur Verfügung stehen, da die Außenleiterspannungen U_L im Betrag um den Faktor $\sqrt{3}$ größer als die Sternspannung U_Y sind [18]:

$$U_L = \sqrt{3} * U_Y \quad (2.2)$$

Dieser Vorteil findet insbesondere in Niederspannungsnetzen Anwendung, die mit einer Außenleiterspannung $U_L = 400 \text{ V}$ und demzufolge einer Sternspannung $U_Y = 230 \text{ V}$ betrieben werden. Dabei fließen die Ströme I_1 , I_2 und I_3 der Außenleiter L_1 , L_2 und L_3 durch die Verbraucher \underline{Z} zum gemeinsamen Sternpunkt, dessen Neutralleiterstrom I_N sich aus der Summe der Außenleiterströme zu

$$\underline{I_N} = \underline{I_1} + \underline{I_2} + \underline{I_3} \quad (2.3)$$

ergibt. Entsprechend gilt für die Ströme bei symmetrischer Belastung eine äquivalente Beziehung wie bei den Spannungen nach Gleichung (2.1):

$$\underline{I_1} + \underline{I_2} + \underline{I_3} = 0 \quad (2.4)$$

Daraus folgt, dass bei symmetrischer Belastung kein Strom im Neutralleiter fließt ($I_N = 0$), weshalb auf diesen bei symmetrischer Belastung folglich verzichtet werden kann. Dieser Vorteil wird zur Kostenreduktion in Hoch- und Mittelspannungsnetzen genutzt, die als Dreileitersysteme ausgeführt werden. Für den Leiterstrom I_L und den Effektivwert des Strangstromes I_Y gilt folglich:

$$I_L = I_Y = \frac{U_Y}{\underline{Z}}. \quad (2.5)$$

Für die Wirkleistung P in einem Strang gilt

$$P_{\text{Str}} = U_Y * I_Y * \cos \varphi. \quad (2.6)$$

Entsprechend gilt für die Gesamtleistung des Dreileitersystems

$$P_{\text{Ges}} = 3 * U_Y * I_Y * \cos \varphi. \quad (2.7)$$

Somit folgt nach Einsetzen der Gleichungen (2.2) und (2.5) für die Gesamtleistung P_{Ges} in Abhängigkeit der Außenleiter

$$P_{\text{Ges}} = \sqrt{3} * U_L * I_L * \cos \varphi. \quad (2.8)$$

Werden in Sternschaltung unterschiedliche Verbraucher $\underline{Z_1}$, $\underline{Z_2}$ und $\underline{Z_3}$ an ein Drehstromnetz angeschlossen, wie es in Niederspannungsnetzen üblich ist, so liegt meist eine unsymmetrische Belastung vor. Bei nichtangeschlossenem Sternpunkt tritt die größte Strangspannung dann in jenem Strang auf, der den größten Widerstand enthält und somit die geringste Leistungsaufnahme besitzt. Ist hingegen der Neutralleiter N im Sternpunkt

angeschlossen, so ist das Zeigerdiagramm der Spannungen U_L symmetrisch, die Ströme I_L in den Leitern jedoch unterschiedlich groß, wonach ein resultierender Strom I_N über den Neutralleiter abfließt. [47]

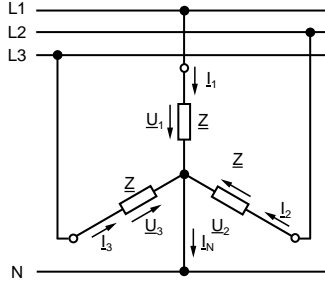


Bild 10: Dreiphasennetzes in Sternpunktschaltung nach [47]

Bei der Übertragung der elektrischen Energie fällt die Spannung U durch den Ohm'schen Widerstand R entlang der Stromleitung ab. Dieser Teil der Energie wird in Wärme umgewandelt und an die Umgebung abgegeben. Die Notwendigkeit zur Übertragung elektrischer Energie mit hoher Spannung U ist bedingt durch die quadratische Abhängigkeit der Leitungsverluste P_V vom leiterdurchfließenden Strom I , entsprechend nachfolgender Gleichung:

$$P_V = 3 * I^2 * R = \frac{P^2}{U^2 * (\cos \varphi)^2} * R \quad (2.9)$$

Eine wirtschaftliche und möglichst verlustarme Energieübertragung ist entsprechend Gleichung (2.9) nur unter dem Einsatz hoher Spannungen U möglich [48]. Jedoch stellt sich durch die steigenden Isolationskosten mit zunehmender Spannungshöhe eine Grenze in der Drehstromübertragung ein, weshalb sich neben der Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung (DHÜ) die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in der elektrischen Energieversorgung etabliert hat [18].

Die prinzipielle Funktionsweise einer HGÜ als Zweipunktverbindung ist schematisch in Bild 11 dargestellt. Die Spannung im Drehstromnetz A wird über einen vorgeschalteten Transformator und einen Gleichrichter in Gleichspannung gerichtet. Über die Differenz der Spannungen U_{d1} und U_{d2} an beiden Seiten der HGÜ sowie dem Leitungswiderstand R , wird der im Gleichstromkreis fließende Gleichstrom I_d über

$$I_d = \frac{U_{d1} - U_{d2}}{R} \quad (2.10)$$

bestimmt. Anschließend wird über einen Wechselrichter sowie einen nachgeschalteten Transformator die Gleichspannung wieder in Wechselspannung entsprechend der im Drehstromnetz B geforderten Spannungshöhe gewandelt.

Für die zu übertragende Wirkleistung P_{d1} der Seite A ergibt sich somit:

$$P_{d1} = U_{d1} * I_d = U_{d1} \frac{U_{d1} - U_{d2}}{R} \quad (2.11)$$

Entsprechend gilt für die Leitungsverluste P_V :

$$P_V = P_{d1} - P_{d2} = I_d(U_{d1} - U_{d2}) = R * I_d^2 \quad (2.12)$$

Für die Gesamtstrecke der Übertragung zwischen den Drehstromnetzen A und B sind zusätzlich noch die Transformatoren- und Stromrichterverluste zu berücksichtigen [49].

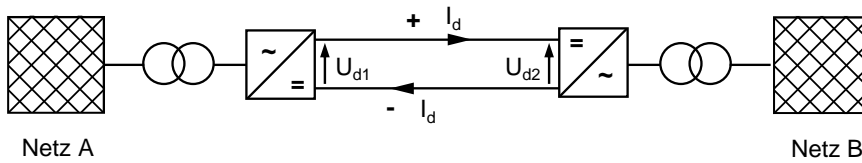


Bild 11: Schematische Darstellung einer HGÜ

Durch die Steuerung der Stromrichterventile kann der Betrieb der Stromrichter zwischen Gleichrichter und Wechselrichter gewechselt werden [50], womit eine Umkehr der Richtung des Leistungsflusses ermöglicht wird. Darüber hinaus wird bei der HGÜ keine Blindleistung sondern lediglich Wirkleistung übertragen, da im stationären Betrieb keine Umladung von elektrischer und magnetischer Energie zwischen den Leitungskapazitäten und -induktivitäten erfolgt. Dadurch ist der Isolationsaufwand bei der HGÜ deutlich geringer im Vergleich zur DHÜ, da in der Kabelisolation keine dielektrischen Verluste auftreten. Durch Verbindung zweier Drehstromnetze über eine HGÜ, werden diese voneinander entkoppelt, was es ihnen zudem erlaubt, mit unterschiedlicher Netzfrequenz f_N betrieben zu werden [49]. Die HGÜ wird hauptsächlich zur Übertragung der elektrischen Energie über den Seeweg hinweg verwendet oder zum Anschluss größerer Offshore-Windparks an das Energieversorgungssystem und wird dabei mit einer Spannungshöhe von bis zu 800 kV übertragen.

2.3 Liberalisierung des Strommarkts

Neben dem Wandel in der Stromerzeugung durch die fortschreitende Nutzung erneuerbarer Energien führen auch politisch-regulatorische Entscheidungen zu weitreichenden Veränderungen im gesamten Energieversorgungssystem. So wurde bereits 1996 mit der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG [51] auf europäischer Ebene beschlossen, die Elektrizitätsmärkte zu liberalisieren. Das primäre Ziel dieser Richtlinie lag in der Schaffung eines freien und wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes sowie der gleichzeitigen Stärkung der Versorgungssicherheit unter Wahrung des Umweltschutzes. Der Beschluss dieser Richtlinie hatte damit grundlegende Änderungen für die bis dato existierenden, monopolistischen Energiemarktstruktur zur Folge. So waren die vertikal integrierten Verbundunternehmen für die gesamte Wertschöpfungskette, von der Elektrizitätserzeugung über den Transport, der Verteilung bis hin zum Vertrieb innerhalb eines Versorgungsgebiets verantwortlich und hatten dadurch ein natürliches Gebietsmonopol inne, da es in jedem Versorgungsgebiet genau ein Energieversorgungsunternehmen gab. Verbraucher waren daher gesetzlich verpflichtet, die elektrische Energie von jenem Energieversorgungsunternehmen zu beziehen, in dessen Gebiet diese wohnhaft waren. Eine Wahl- oder Wechselmöglichkeit des Energieversorgungsunternehmens bestand folglich nicht.

2.3.1 Wettbewerb durch Unbundling

Die Umsetzung der europäischen Richtlinie mit dem Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts [52] 1998 in nationales Recht sollte diese Umstände ändern und darüber hinaus eine *„möglichst sichere, preisgünstige, umweltverträgliche und leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit“* sicherstellen. Infolgedessen war die wichtigste Forderung dieses Gesetzes die Entflechtung der Wertschöpfungskette, dem sogenannten Unbundling, indem die Energieverbundunternehmen verpflichtet wurden, die gesamte Wertschöpfungskette buchhalterisch zu trennen. Dies führte insbesondere dazu, dass sich die Energieversorgungsunternehmen auf den verschiedenen Ebenen des Versorgungsprozesses fortan dem Wettbewerb stellen müssen [53]. Die Aufspaltung der bislang vertikal integrierten Verbundunternehmen mündete meist in eine horizontale Organisationsform, innerhalb derer rechtlich selbstständige Tochterunternehmen inmitten eines Konzerns agieren. Eine typische, sich dabei ausbildende horizontale Organisationsform mit fünf operativen Tochterunternehmen zeigt Bild 12.

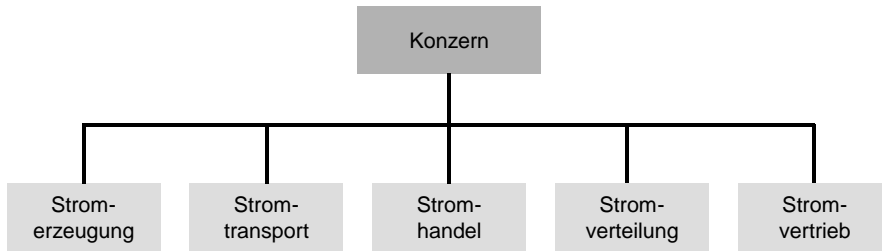


Bild 12: Horizontale Konzernstruktur voneinander getrennter Tochtergesellschaften, nach [12]

Lediglich der Netzbetrieb blieb im Rahmen der Liberalisierung als natürliches Monopol bestehen, wohingegen die Stromerzeugung und der Handel seither im Wettbewerb stehen. Ein natürliches Monopol liegt dabei definitionsgemäß vor, wenn ein einziges Unternehmen die gesamte Nachfrage des Marktes zu niedrigeren Kosten bedienen kann, als dies durch zwei oder mehrere Unternehmen möglich wäre [54]. Dies betrifft vor allem den Bereich der Energieverteilung, da die Kosten für den Bau der notwendigen Infrastruktur, d. h. paralleler Versorgungsleitungen irreversibel sind und somit eine Marktzutrittsbarriere für Mitbewerber darstellt [55]. Für die Durchleitung des Stroms in ihren Netzen erheben die Netzbetreiber eine entsprechende Nutzungsgebühr, das sogenannten Netzentgelt. Aufgrund der monopolistischen Marktsituation der Netzbetreiber wird das jeweils zu entrichtende Netzentgelt individuell und mittels effizienzbasierter Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur in der Höhe reguliert. Übertreffen die jeweiligen Netzbetreiber dabei die Effizienzvorgaben entsteht ein Delta zwischen den tatsächlichen Kosten und der Erlösobergrenze, das diese als zusätzliche Gewinne verbuchen können. Auf diese Weise sollen Netzbetreiber motiviert werden, die Effizienz weiter zu steigern [56]. Darüber hinaus haben sie einen freien Netzzugang aller Marktteilnehmer zu gewährleisten [57] und sind zudem für Betrieb, Ausbau sowie für die Wartung, Instandhaltung und Organisation des Netzes verantwortlich. Dabei notwendige Systemdienstleistungen für die Stabilität des Netzes, die nur in Verbindung mit der Stromerzeugung möglich sind, beispielsweise die Erbringung von Regelleistung, sind hierbei von den Netzbetreibern zuzukaufen.

2.3.2 Stakeholder im liberalisierten Strommarkt

Die Trennung von Transport- bzw. Übertragungsdienstleistung vom Energiegeschäft sowie dem daraus resultierenden Kostendruck durch den entstehenden Wettbewerb, führt zu einer deutlichen Markttrollendifferenzierung im liberalisierten Energiemarkt. Bild 13 stellt die typischen Rollen in liberalisierten Märkte im Endkunden- und Großhandelswettbewerb dar. Unberührt von der Liberalisierung bleiben die ursprünglichen Rollen der Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Darüber hinaus bilden sich jedoch neue Akteure, welche einen kommerziellen Markt im Energiesektor eröffnen. Durch die Vielzahl der Teilnehmer wächst die Komplexität des Elektrizitätsmarktes stark an, da zwischen all den Marktteilnehmern die Produkte oder Leistungen miteinander austauschen, Vertragsbeziehungen bestehen.

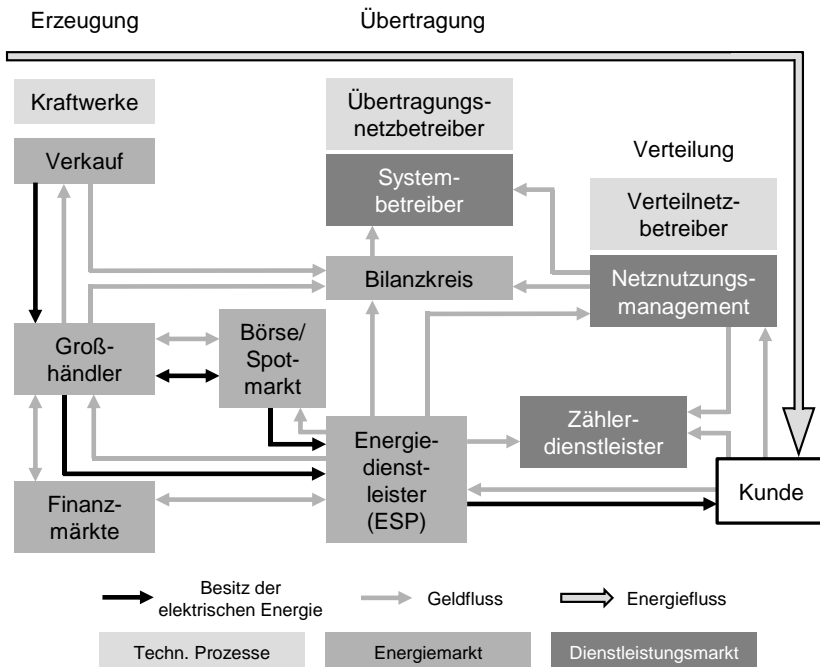


Bild 13: Rollen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten nach [57]

Im Vergleich zum zuvor bestehenden Monopolmarkt ist sowohl die Menge, als auch die zeitliche Dynamik der Geschäftsbeziehungen deutlich größer geworden, da jederzeit neue Verträge geschlossen sowie bestehende aufgelöst werden können. Im wettbewerblich organisierten Energiemarkt finden

sich neben den Erzeugern auch Großhändler, Energiedienstleister, Bilanzkreisverantwortliche und Börsen. Die Erzeuger bestimmen durch den Verkauf ihrer Kapazitäten im Großhandelsmarkt den späteren Kraftwerkseinsatz. Unter Einbeziehung der Strombörse können dort die Energiekontingente mehrfach den Besitzer wechseln, bevor diese an den Endverbraucher über einen Energiedienstleister verkauft werden. Eine weitere wichtige Rolle im liberalisierten Energiemarkt kommt dem Bilanzkreisverantwortlichen bzw. dem Bilanzkreis zu. Der Bilanzkreis stellt dabei einen geografisch begrenzten Bereich innerhalb einer Regelzone dar, in dessen Gebiet es mindestens eine Einspeise- und eine Entnahmestelle gibt. In jedem Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher benannt, der in jeder Viertelstunde für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Leistungsbezug und Einspeisung verantwortlich ist. Darüber hinaus bildet der Bilanzkreisverantwortliche die Schnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreibern und den Netznutzern und trägt somit die wirtschaftliche Verantwortung für Leistungsabweichungen [58]. Da elektrische Energie ein Produkt ist, dessen Lieferung rein von der Inanspruchnahme zum Erzeugungszeitpunkt abhängig ist, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass es zwischen den gehandelten Mengen und der tatsächlichen Lieferung Abweichungen gibt. Die benötigte Differenz wird von den Bilanzkreisen angeboten, die darüber hinaus ökonomische Anreize setzen, die Abweichungen so gering wie möglich zu halten, um einen wirtschaftlich effizienten Kraftwerksbetrieb zu gewährleisten. All diese Handelsprozesse laufen dabei stets vor der eigentlichen Lieferung ab. Damit auf Basis der Verträge eine physikalische Lieferung erfolgen kann, sind weitere Dienstleistungen notwendig. Der Energiedienstleister² bündelt sämtliche Energieleistungen im liberalisierten Markt und bietet dem Endkunden einen Komplettversorgungsvertrag an. Zur Überführung des abstrakten Handelsergebnisses in einen physikalischen Systembetrieb sowie zur Abrechnung erbrachter Leistungen sind weitere Dienstleistungen, wie der Netzbetrieb, der Systembetrieb, die Messwertbereitstellung und das Netznutzungsmanagement notwendig. Der Netzbetreiber ist dabei für Betrieb, Instandhaltung, Planung und Bau der Übertragungs- und Verteilnetze verantwortlich, wohingegen der Systembetreiber den Kraftwerkseinsatz verantwortet und somit die zuverlässige Versorgung. Im Netznutzungsmanagement werden sämtliche Verträge unter den Marktteilnehmern verwaltet, insbesondere die Abwicklung

² Bevorzugter Terminus gegenüber dem häufig verwendeten „Lieferanten“

von Lieferantenwechseln. Der Zählerdienstleister stellt schließlich sämtliche benötigte Messwerte den Marktteilnehmern zu Verfügung. [57]

2.4 Handelsmärkte im Energiesektor

Ein zuverlässiger und unterbrechungsfreier Betrieb des elektrischen Energiesystems stellt eine Grundvoraussetzung für das Zusammenwirken aller in Bild 13 dargestellten Teilnehmer im liberalisierten Energiemarkt dar. Da das deutsche Versorgungsnetz jedoch nicht im Inselbetrieb agiert, sondern wie in Kapitel 2.1 dargestellt, in einen europäischen Netzverbund eingegliedert ist, haben Betriebsstörungen auch Auswirkungen auf die Netze aller im Synchronverbund beteiligter Staaten. In Deutschland ist für die Gewährleistung der Versorgungsqualität der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber für seine Regelzone verantwortlich. Die Frequenz ist dabei eine wesentliche Kenngröße in Energieversorgungssystemen, deren zu haltender Sollwert nach UCTE-Richtlinien [34] innerhalb definierter Grenzen auf $f_N = 50$ Hz festgelegt ist. Größere Abweichungen von der Sollfrequenz können zu Beschädigungen der angeschlossenen Verbraucher sowie im Ausnahmefall zum großflächigen Netzzusammenbruch, dem sog. Blackout, führen [59–61]. Physikalisch sind Frequenzabweichungen Δf auf Leistungsänderungen ΔP von Erzeuger und Verbraucher zurückzuführen. Wird in das Netz mehr elektrische Energie eingespeist als durch die Verbraucher bezogen ($P_E(t) > P_B(t)$), steigt die Netzfrequenz an. Entsprechend sinkt die Netzfrequenz ab, wenn mehr elektrische Energie bezogen als durch Erzeuger bereitgestellt wird. Zwischenspeichern von Energie bei Überschuss und Rückspeisen bei Unterdeckung stellen derzeit keine wirtschaftliche Option dar, obwohl es inzwischen vielfältige Möglichkeiten der Speicherung elektrischer Energie auf Basis unterschiedlicher, physikalischer Prinzipien [62–64] gibt. All diesen Technologien ist jedoch gemein, dass diese in den meisten Fällen nicht ökonomisch sinnvoll eingesetzt werden können [65]. Daher gibt es vereinzelte Bestrebungen die Energie künftig mittels Wasserstoff zu speichern [66, 67], einem chemischen Element mit einer dreimal höheren Energiedichte als Heizöl. Da darüber hinaus auch das Übertragungs- und Verteilnetz keine Speicheraufgaben wahrnehmen kann, wird Strom an unterschiedlichen Märkten gehandelt, um durch Zu- und Verkauf die Netzfrequenz bei $f_N = 50$ Hz stabil zu halten. Reguläre Stromhandelsplätze sind neben dem

- OTC-Handel,
- der Börsenhandel sowie
- der Regelleistungsmarkt.

2.4.1 Außerbörslicher Handel

Im OTC-Handel (Over The Counter) werden Strommengen außerhalb der Strombörse bilateral zwischen zwei Handelspartner verabredet und Lieferverträge zwischen dem Kraftwerksbetreiber und dem Abnehmer geschlossen. Entsprechend sind die vereinbarten Inhalte über das Stromvolumen sowie deren Lieferzeitpunkt nicht öffentlich einsehbar, die Höhe der zu erbringenden Lieferung sowie der dafür aufgerufene Preis frei verhandelbar. Auf diese Art und Weise werden rund 70 % aller Geschäfte im Energiemarkt abgeschlossen [68]. Für Stromhandelsgeschäfte mit dem Lieferort Deutschland wurde im Jahr 2016 ein Handelsvolumen von 5.759 TWh ermittelt [6], wobei darunter Zeitdauern der Lieferung innerhalb des selben Tages bis hin zu mehreren Jahren berücksichtigt werden.

2.4.2 Börsenhandel

Im Gegensatz zum OTC-Handel werden an der Börse Standardprodukte anonym gehandelt. Abhängig vom Zeitintervall zwischen Vertragsabschluss und physischer Lieferung, wird zwischen Termin- und Spotmärkten unterschieden. Der Handel an Terminmärkten folgt dem Ziel der langfristigen Preisabsicherung, sodass zwischen Vertragsabschluss und der eigentlichen Stromlieferung oftmals mehrere Jahre liegen können. Die am Terminmarkt gehandelten Produkte sind im Wesentlichen Forwards, Futures und Optionen. Bei den Forwards handelt es sich um physikalische Stromlieferungen zum vereinbarten Liefertermin, wohingegen Futures rein finanzielle Produkte sind, bei denen Stromlieferungen auf Termine gehandelt werden, d. h. der Händler erhält dann Geld, wenn zum gehandelten Termin der aktuelle Strompreis oberhalb dem des Futurepreises liegt. Im umgekehrten Fall verliert der Händler Geld, wenn der aktuelle Strompreis unterhalb des Futurepreises liegt. Ein Future soll im Wesentlichen Risiken der Preisänderung absichern. Optionen bieten das Recht auf Kauf- und Verkaufsangebote innerhalb eines zeitlichen Rahmens, ohne der Verpflichtung Angebote annehmen zu müssen.

Der Spotmarkt unterteilt sich hingegen in den Day-Ahead-Markt und den Intraday-Markt, an denen kurzfristig standardisierte Produkte gehandelt werden. Am Day-Ahead-Markt werden meist Stundenblöcke sowie standardisierte Blockangebote wie den Baseload (24 Stunden) oder den Peakload (12 Stunden, 08 – 20 Uhr an Werktagen) angeboten. Ein entsprechendes Gebot für eine Lieferung am Folgetag hat bis 12 Uhr zu erfolgen. Den Preis für ein Produkt legt der Market Clearing Price fest, als Schnittpunkt zwischen angebotener und nachgefragter Menge. Dieser Preis ist das

letzte bezuschlagte Gebot und wird für das jeweilige Produkt von allen Marktteilnehmer bezahlt.

Ab 15 Uhr ist es möglich am Intraday-Markt für den Folgetag zu handeln. Im Gegensatz zum Day-Ahead-Markt werden am Intraday-Markt neben Base- und Peakloadprodukten auch Viertelstundenblöcke gehandelt. Der Handel am Intraday-Markt kann sehr kurzfristig mit einer Vorlaufzeit von 30 Minuten erfolgen. Die Preisbildung für ein Produkt erfolgt am Intraday-Markt nach dem Pay-as-bid-Verfahren. Entsprechend dem Wortlaut wird am Intraday-Markt jener Preis für ein Produkt bezahlt, der in der Transaktion bezuschlagt wurde. Folglich werden am Intraday-Markt keine Einheitspreise, sondern der jeweilige Gebotspreis bezahlt, d. h. für das gleiche Produkt kann es im Fortlauf des Tages zu unterschiedlichen Preisen kommen.

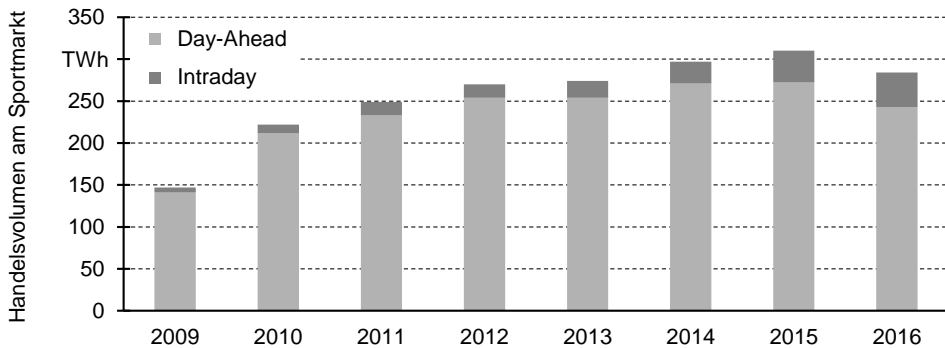


Bild 14: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA, Datenquelle [6]

Aufgrund der kurzfristigen Handelsoptionen des Intraday-Markts soll dieser den Bedarf bzw. die Nachfrage nach Regellenergie reduzieren. Im Jahr 2016 fielen die Durchschnittspreise am Spotmarkt der EPEX SPOT für Base- und Peakloadprodukte um jeweils ca. 8 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Baseload kostete durchschnittlich 29,0 €/MWh, wohingegen für den Peakload im Durchschnitt 32,0 €/MWh zu entrichten waren [6]. Bild 14 zeigt die Entwicklung der Handelsvolumina am Spotmarkt zwischen dem Day-Ahead- und dem Intraday-Markt.

2.4.3 Regelleistungsmarkt

Durch die permanenten Leistungsänderungen ΔP der angeschlossenen Erzeuger, vor allem jedoch der Verbraucher, wird die Netzfrequenz beein-

flusst, weshalb diese fortwährend schwankt³ und den Einsatz von Regelleistung zum Differenzausgleich erfordert [69]. Die Regelleistung kann dabei von einzelnen Kraftwerken im Versorgungsgebiet erbracht werden um die entsprechenden Leistungsdifferenzen zur Verfügung zu stellen, sodass die Mehrheit aller Kraftwerke im Energiesystem in ihren wirtschaftlich optimierten Betriebspunkten verharren können. Diese Aufgabe obliegt im Versorgungssystem den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Die ÜNB halten deshalb Kraftwerke vor, die in der Lage sind entsprechende Differenzen schnell auszubalancieren. Zur Abschätzung der benötigten Regelleistung sind Prognosen zum erwarteten Verbrauch und der zu erwartenden Einspeisung notwendig. Hierzu wird täglich ein Erzeugungsplan für die am Folgetag zu deckende Last innerhalb eines Bilanzkreises erstellt, auf Basis dessen der jeweilige Lieferant den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz planen kann. So kann in jeder Regelzone geprüft werden, ob die vorhergesagte Last durch eigene Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden kann oder darüber hinaus durch Stromimporte zu ergänzen ist. Da der Erzeugungsplan auf einer Lastprognose beruht, ist im Vergleich zur tatsächlich auftretenden Last mit einem Prognosefehler in Höhe von etwa 5 % zu rechnen [70, 71], der teilweise für erhebliche Leistungsbilanzabweichungen verantwortlich ist.

Produkte zum Ausgleich der Differenz zwischen eingespeister und vom Netz bezogener Leistung werden am Regelleistungsmarkt gekauft, welche hinsichtlich einer Unterdeckung bzw. eines Überschusses im Netz zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden werden. Die Regelleistung gleicht Netzschwankungen innerhalb von Sekunden, Minuten oder einer Stunde aus und wird entsprechend nach der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterschieden (vgl. Bild 15).

Bei auftretenden Lastschwankungen wirkt zu Beginn die in den rotierenden Massen der Generatoren gespeicherte Energie zum Ausgleich der Leistungsdifferenz ΔP im Netz. Diese wird von der Primärregelleistung (PRL) abgelöst, welche innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung zu stehen hat. Ist die PRL zum Ausgleich der Leistungsdifferenz ΔP nicht ausreichend, wird diese von der Sekundärregelleistung (SRL) abgelöst, die spätestens nach fünf Minuten in voller Leistungshöhe P zu erbringen ist. Zusätzlich wird nach fünf Minuten die Tertiärregelleistung (TRL) zugeschaltet, die schließlich nach 15 Minuten vollständig zur Verfügung steht. Die durchschnittlichen Kosten für Ausgleichsenergie betrugen im Jahr 2016

³ Vgl.: <http://www.netzfrequenzmessung.de/>

50,2 €/MWh (positives Regelzonensaldo) und -14,1 €/MWh (negatives Regelzonensaldo) [6].

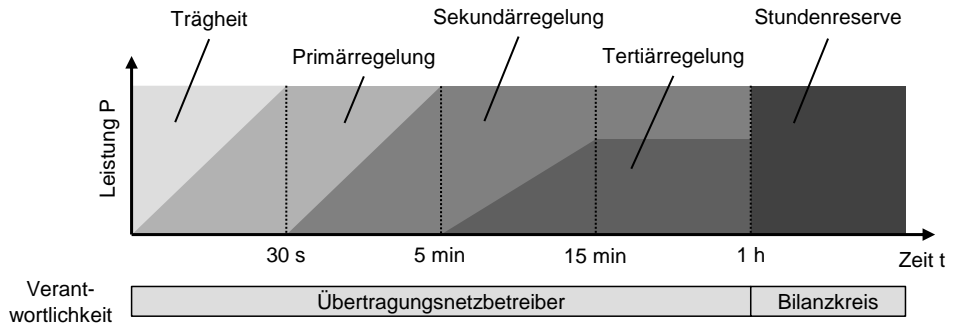


Bild 15: Zeitverlauf unterschiedlicher Regeleleistungsarten, nach [72]

Die Stundenreserve zählt hingegen nicht zu den Regelleistungen. Sollte eine auftretende Abweichung nach 60 Minuten noch nicht von der TRL abgelöst worden sein, hat der entsprechende Verursacher für einen Ausgleich zu sorgen und nicht der Übertragungsnetzbetreiber. Dies kann beispielsweise durch die Regelung eigener Kraftwerksleistungen geschehen oder über den Einkauf von Fehlmengen am Intraday-Markt. Bild 16 fasst abschließend sämtliche Handelsprodukte im Energiesektor mit Lieferzeitpunkt Montag 0 Uhr in einer Übersicht zusammen.

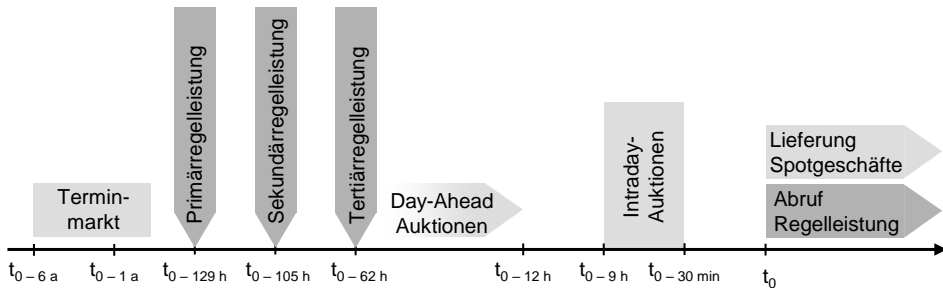


Bild 16: Handelsmärkte im deutschen Energiesektor mit Lieferzeitpunkt Montag 0 Uhr

2.5 Klima- und energiepolitische Ziele

Erste klima- und energiepolitische Zielformulierung zur Integration regenerativer Energien auf europäischer Ebene gehen mit der „Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt“ auf das Jahr 2001 zurück [73]. Ziel der Richtlinie war die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung innerhalb der Staatengemeinschaft von 13,9 % im Jahr 1997, auf 22,0 % für

2010, wobei für jedes Mitgliedsland ein unterschiedlicher Zielwert festgelegt wurde. Die Bundesrepublik hatte demzufolge bis 2010 einen Anteil von 12,5 % erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung vorzuweisen. [73]

Im Jahr 2009 wurden die zuvor definierten Ziele durch die Richtlinie 2009/28/EG [74] und der Entscheidung 406/2009/EG [75] des Europäischen Parlaments abgelöst, die neben einer weiteren Integration regenerativer Energien auch die Reduktion von Treibhausgasemissionen sowie eine Energieeffizienzsteigerung fordert. Konkret sollen bis zum Jahr 2020 folgende Ziele gegenüber dem Referenzjahr 1990 umgesetzt werden:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um 20 %
- Steigerung der Energieeffizienz um 20 %
- Erhöhung des Gesamtanteils der Energie aus erneuerbaren Quellen auf 20 %

Die Bundesregierung sah sich jedoch veranlasst, global eine Vorreiterrolle einzunehmen und eigene klimapolitische Ziele zu formulieren, die über die Zielstellungen des europäischen Parlaments hinaus reichen. Diese wurden im September 2010 im Energiekonzept 2050 [76] verabschiedet, das den energiepolitischen Zielkorridor bis in das Jahr 2050 mit den in Tabelle 2 definierten Zielen festlegt.

Tabelle 2: Klima- und energiepolitische Ziele der Bundesregierung [76, 77]

Veränderungen	Ausgangslage 2010	Zielvorgaben			
		2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen gegenüber 1990	-23 %	-40 %	-55 %	-70 %	-80 %
Primärenergieverbrauch gegenüber 2008	-1 %	-20 %	k. A.	k. A.	-50 %
Stromverbrauch gegenüber 2008	-1 %	-10 %	k. A.	k. A.	-25 %
Anteile					
Erneuerbare Energien am Bruttoenergieverbrauch	11 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	17 %	35 %	(50 %) 65 %*	65 %	80 %

* Änderung der Zielvorgabe durch den Koalitionsvertrag der regierenden Parteien CDU, CSU und SPD in der 19. Legislaturperiode von vormals 50 % auf 65 % im Jahr 2030

Dieses Energiekonzept sieht in der Zeit bis zum Jahr 2050 einen Energiemix vor, um den Prozess des Wandels in der Energieversorgung wirtschaftlich vernünftig auszugestalten, dessen Kernbestandteil die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke um durchschnittlich 12 Jahre beinhaltet [78]. Die in diesem Konzept als Brückentechnologie vorgesehene Kernenergie wurde jedoch durch die Atomkatastrophe von Fukushima im März 2011 parteiübergreifend wieder infrage gestellt, sodass im Juli 2011 bereits ein Gesetzespaket zur Beschleunigung der Energiewende mit dem Ausstieg aus der Kernenergie verabschiedet werden konnte [79]. Mit diesem Gesetz wurde die sofortige Außerbetriebsetzung von acht deutschen Kernkraftwerken beschlossen und darüber hinaus eine Staffelung der Stilllegung der verbleibenden neun Kraftwerke bis spätestens 2022 vereinbart.

Die durch diesen Beschluss entstehende Erzeugungslücke soll dem Papier nach vornehmlich von Windkraft- und Photovoltaikanlagen abgedeckt werden. Dieser elementare Wandel in der innerdeutschen Energieversorgung ist mit weitreichenden Änderungen im gesamten Versorgungssystem verbunden. Durch den starken Ausbau der regenerativen Energien und der damit einhergehenden starken Fluktuationen auf Seiten der Stromerzeugung, ergeben sich gänzlich neue Herausforderungen bezüglich der Netzbelastung sowie der Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung.

3 Notwendigkeit von Systemdienstleistungen unter dem Einfluss regenerativer Energien

Durch die im vorangegangenen Abschnitt dargestellten klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung kommt es derzeit mit weiterhin steigender Tendenz zu einem starken Zubau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen. Diese Entwicklung stellt einen wesentlichen Beitrag hinsichtlich der in Tabelle 2 aufgeführten Ziele dar. Andererseits bedingt die Integration EE jedoch auch eine Umgestaltung des gesamten Energieversorgungssystems unter dem Postulat der Wahrung der Versorgungssicherheit bei sich ändernden Rahmenbedingungen. Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energieträger, insbesondere der Globalstrahlung zur Nutzung in Photovoltaik- und Windkraftanlagen, sind Energiequellen stochastischer, nicht vollumfänglich prognostizierbarer Leistung mit dem größten technischen Potential in Deutschland. Obwohl Biogas- und Wasserkraftwerke in geringem Umfang über eine Speicherfähigkeit verfügen, stehen diese Anlagen nur in begrenztem Maße zur Verfügung, ohne großen zu erwartenden Zubau [80]. Die von der Bundesregierung favorisierten Windkraft- und Photovoltaikanlagen zeichnen sich indes durch eine starke Abhängigkeit von den aktuell vorherrschenden Wetterverhältnissen aus und unterliegen dadurch starken Fluktuationen in ihrer Erzeugungs- und Einspeiseleistung (vgl. Bild 17).

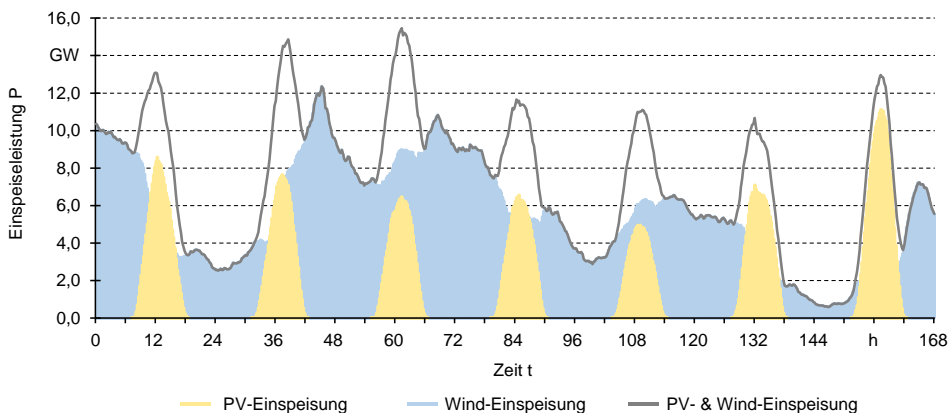


Bild 17: Einspeiseleistung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Deutschland im Zeitraum 17. - 23. Oktober 2016, Datenquelle [81]

Bild 17 zeigt den Verlauf der Erzeugungsleistung sämtlicher Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Bundesgebiet in einer exemplarischen Herbstwoche. Es sind über einen Zeitraum von einer Woche deutliche Schwankungen in der Einspeiseleistung der beiden dargestellten Erzeugungstechnologien zu erkennen. Zeitweise liefern diese so viel elektrische Energie E_e (Leistung P über Zeit t), dass dadurch ein Abschalten mehrerer konventioneller Kraftwerke möglich und ggf. sogar erforderlich ist. Gemäß der Merit Order in der Energiewirtschaft werden die Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten in aufsteigender Reihenfolge solange dem Netz zugeschaltet, bis die Nachfrage vollständig gedeckt ist. Demzufolge verdrängen die erneuerbaren Energien konventionelle Kraftwerke mit höheren Grenzkosten, weshalb unter anderem der Strompreis bei einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien absinkt. Jedoch zeichnen sich jene Kraftwerke mit höheren Grenzkosten durch eine höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeit aus und sind dadurch technisch imstande, kurzfristig auf Last- und Einspeiseleistungsänderungen der erneuerbaren Energien zu reagieren und deren Leistungsschwankungen auszugleichen. Wie Bild 17 zeigt, unterliegen Photovoltaik- und Windkraftanlagen großen Fluktuationen aufgrund ihrer Abhängigkeit von der aktuellen Wettersituation. Die Einspeisecharakteristik von PV-Anlagen weist im Vergleich zum heterogenen Einspeiseverlauf von Windkraftanlagen charakteristische Merkmale auf, indem der Tagesverlauf wiederkehrend der Form einer Parabel gleicht, mit einem Einspeisemaximum typischerweise zur Mittagszeit, wenn die einfallende Strahlungsintensität ihren Höchststand erreicht. Da auf der einen Seite eine Vielzahl konventioneller Kraftwerke mit hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten gemäß der Merit Order Liste durch die erneuerbaren Energien (EE) verdrängt werden, auf der anderen Seite die EE einer hohen Volatilität unterliegen, haben die Netzbetreiber durch die Erbringung von Netzstabilisierungsmaßnahmen für einen permanenten Ausgleich zwischen einspeisender und beziehender Leistung zu sorgen, um einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen und die Versorgungssicherheit zu wahren.

3.1 Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen stellen daher eine wesentliche Säule einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung dar, worunter erforderliche Leistungen für die Funktionstüchtigkeit des Energieversorgungssystems verstanden werden, die über den Aufgabenbereich der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie hinausreichen [82]. Gemäß des Transmission-

Codes [27], dem Regelwerk der Übertragungsnetzbetreiber, werden die nachfolgende Leistungen den Systemdienstleistungen zugeordnet:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- System-/Betriebsführung

In der Verantwortung für die Erbringung dieser Leistungen stehen die Übertragungsnetzbetreiber, welche die verschiedenen Leistungen aus unterschiedlichen Quellen, teilweise in Form von öffentlichen Ausschreibungen (z. B. am Regelleistungsmarkt), beziehen. Grundsätzlich können jedoch auch wesentliche Teile durch die untergelagerten Netzebenen der Verteilnetzbetreiber erbracht werden.

3.1.1 Frequenzhaltung

Der in Europa zusammengeschaltete, synchrone Netzverbund erfordert zum Schutz der angeschlossenen Verbraucher eine konstante Netzfrequenz von $f_N = 50$ Hz [83]. Bereits bei geringfügigen Abweichungen Δf in Höhe von ± 20 mHz greifen aktive Regelmechanismen zur Frequenzhaltung. Eine Frequenzabweichung Δf wird hervorgerufen, wenn ein Ungleichgewicht zwischen der eingespeisten Leistung P_E und der bezogenen Leistung P_B , inklusive der Verlustleistung P_V , auftritt. Folglich gilt ein Versorgungsnetz als ausgeglichen und weist eine Frequenz f_N von exakt 50 Hz auf, wenn

$$P_E - (P_V + P_B) = 0 \quad (3.1)$$

gilt. Kommt es hingegen zu Störungen des Gleichgewichts, führt dies zu unerwünschten Frequenzänderungen Δf . Wird in das Netz mehr elektrische Leistung P_E eingespeist als von den Verbrauchern P_B bezogen, wird die Gleichung (3.1) positiv und die Netzfrequenz f_N steigt an (Wirkleistungsüberschuss). Ein negatives Ergebnis hingegen wird durch ein Wirkleistungsdefizit hervorgerufen, woraufhin die Frequenz f_N im Netz absinkt [12].

Bisher übernehmen Synchrongeneratoren den Großteil der Stromerzeugung im konventionellen Kraftwerkspark (vgl. Tabelle 1), welche direkt mit dem quasi „starren“ Netz gekoppelt sind, womit die Frequenz und Klemmenspannung in erster Näherung vom Netz vorgegeben sind [12]. Durch eine Drehzahlsollwertverstellung und der resultierenden Erhöhung der Primärenergiezufuhr ändert sich nicht die Synchrongeneratordrehzahl n , sondern der Polradwinkel. Umso weiter das Polrad dem Ständerdrehfeld

voraussetzt, desto höher ist die abgegebene Wirkleistung P des Synchrongenerators. Aufgrund dessen, dass das Netz nicht völlig starr ist, kommt es zu einer geringfügigen Frequenzabsenkungen Δf bei Erhöhung des Wirkleistungsverbrauchs.

Der Drehzahlregler des Synchrongenerators ändert bei Frequenzabweichungen Δf die Primärenergiezufuhr und somit die Wirkleistungsabgabe. Die Änderung der Netzfrequenz f_N , aufgrund eines Wirkleistungsungleichgewichts in einem Stromnetz, ist abhängig von dessen Netzleistungszahl K_N ⁴. Für die Frequenzabweichung Δf gilt in Abhängigkeit des Wirkleistungsüberschusses bzw. -defizits ΔP im Netz und der Netzleistungszahl K_N :

$$\Delta f = -\frac{1}{K_N} * \Delta P \quad (3.2)$$

Durch die starre Kopplung des Netzes mit dem Synchrongenerator gilt für die Generator-drehzahl n und für die Netzfrequenz f_N ein proportionaler Zusammenhang:

$$n \sim f_N \quad (3.3)$$

Aus Gleichung (3.2) und (3.3) folgt, dass ein Wirkleistungsungleichgewicht eine Frequenzänderung Δf hervorruft, welche zu einer Drehzahländerung Δn des Generators führt. Diese Drehzahländerung Δn führt weiterhin zu einer Änderung der kinetischen Energie in den rotierenden Massen des Synchrongenerators, welche unmittelbar vom Netz aufgenommen bzw. an dieses abgegeben wird. Dadurch findet noch vor Änderung der Primärenergiezufuhr eine inhärente sowie instantane Herstellung des Leistungsgleichgewichts bei abweichender Frequenz f_N und Drehzahl n statt. [12]

Gründe für eine auftretende Störung des Wirkleistungsgleichgewichts nach Gleichung (3.1) können

- Lastschwankungen,
- Lastrampen,
- Lastsprünge und die
- dargebotsabhängige Einspeisung

sein [26]. Lastschwankungen und Lastrampen sind gut prognostizierbar und daher ohne großen Aufwand auszugleichen, wohingegen Lastsprünge

⁴ Die Netzleistungszahl K_N ergibt sich aus der Summe der totalen Leistungszahl der Erzeuger und der totalen Leistungszahl der Lasten.

und die dargebotsabhängige Einspeisung massiven und schwer kalkulierbaren Schwankungen unterliegen, die den Einsatz von Reserveleistung zur Frequenzhaltung erfordern [26]. Wie bereits in Kapitel 2.4 erläutert, wird die Erbringung von Regelleistung, welche zur Stabilisierung des Netzes notwendig ist, am Regelleistungsmarkt ausgeschrieben und dort von den Übertragungsnetzbetreibern bezogen. Vor der Aktivierung der Regelleistung tragen jedoch die rotierenden Massen (Momentanreserve und Netzselbstregeleffekte) im System für eine stabilisierende Wirkung des Netzes bei.

Momentanreserve und Netzselbstregeleffekte

Die starre Kopplung des Synchrongenerators mit dem Netz führt bei einer Wirkleistungsdifferenz ΔP zu einer Drehzahländerung Δn des Generators. Tritt ein Wirkleistungsdefizit auf, wird Gleichung (3.1) negativ, was zu einem Absinken der Rotationsgeschwindigkeit führt [84]. Dadurch wird wieder ein Leistungsgleichgewicht ($\Delta P = 0$) hergestellt, indem bei einem Wirkleistungsdefizit eine Ausspeicherung der Rotationsenergie erfolgt, analog erfolgt bei einem Wirkleistungsüberschuss ein Einspeichern der Rotationsenergie in die Schwungmassen des Generators [85]. Die Trägheit der rotierenden Massen des Generators, insbesondere von konventionellen Kraftwerken, tragen somit zur Frequenzhaltung instantan bei, bis die Primäregelleistung unterstützend eingreift.

Nach dem Eintreten des im ENTSO-E definierten Referenzausfalls in Höhe von 3 GW, ist eine maximale Änderung der Netzfrequenz Δf von 200 mHz zulässig, die im Rahmen der Regelleistungserbringung ausgeglichen werden kann [83]. Inwieweit sich die Leistungsänderung ΔP jedoch auf die Netzfrequenz f_N auswirkt, hängt von der Zusammensetzung und Größe des Netzes ab, d. h. von der zeitlich veränderlichen Anzahl eingesetzter Maschinen und der Lastzusammensetzung. Gemäß Gleichung (3.2) ist deshalb zur Erfüllung der Richtlinien mindestens eine Netzleistungskennzahl K_N von 15.000 MW/Hz erforderlich; jedoch werden im europäischen Versorgungsgebiet je nach Lastsituation Leistungskennzahlen zwischen 16.000 und 18.000 MW/Hz erreicht [12].

Zusätzlich treten zur Wirkleistungsgleichgewichtsunterstützung selbstregulierende Effekte des Netzes auf. Auf Seiten der Verbraucher tritt ein Selbstregeleffekt durch Zu- bzw. Abnahme des Leistungsbezugs P_B , aufgrund einer Netzfrequenzerhöhung bzw. -abnahme ein, in Abhängigkeit der Qualität und Quantität frequenzproportionaler Verbraucher, wie z. B. unregelte Asynchron- und Synchronmotoren, die ohne Umrichter direkt

ans Netz angeschlossen sind [86]. Dieser Mechanismus ist dem der erzeugungsseitigen Momentanreserve analog. Weiterhin zählt zu den Netzselsbststregereffekten der Regeleinfluss kommunaler Kleinkraftwerke, dem sogenannten „surplus-control of generation“, die in ihrer Mehrzahl drehzahlgesteuert sind, allerdings nicht in die Berechnung der vorhandenen Primärregelleistung eingehen [87].

Primärregelleistung (PRL)

Da zur Stabilisierung des Netzbetriebes die Momentanreserve und die Netzselsbststregereffekte nicht ausreichend sind, um die Frequenz bei Abweichungen Δf auf die Nennfrequenz von $f_N = 50$ Hz zurückzuführen, sind weitere Regulierungsmaßnahmen erforderlich. Die PRL stellt dabei die erste Instanz eines aktiven Netzeingriffes dar. Hierzu hat der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Frequenzhaltung, innerhalb seiner zuständigen Regelzone, eine entsprechende Leistung einer jenen Regelungsart vorzuhalten. Im europäischen Netzverbund UCTE wird hierzu gemeinschaftlich eine PRL in Höhe von 3000 MW vorgehalten, um einen störungsfreien Netzbetrieb sicherzustellen. Entsprechend des Beteiligungsschlüssels, bemessen an der Nettostromerzeugung, sind von Deutschland rund 720 MW PRL [88] aufzubringen, die wiederum nach einem Aufteilungsschlüssel auf die verschiedenen ÜNB verteilt werden. Um zugelassen zu werden, haben partizipierende Kraftwerke zur Erbringung von PRL spezielle Anforderungen zu erfüllen, welche im Rahmen der Präqualifikation vom ÜNB überprüft werden [89]:

- Reserveleistungsanteil ≥ 2 % der Nennleistung bzw. ± 1 MW
- volle Verfügbarkeit der PRL innerhalb von 30 s
- Mindestbereitstellungszeitraum von 15 min
- Empfindlichkeitsbereich des Reglers $\leq \pm 10$ mHz gegenüber der Sollfrequenz

Kraftwerke zur Erbringung von PRL halten im Normalbetrieb entsprechend dieser Anforderungen einen Anteil ihrer Leistung P zurück, um bei entsprechendem Regelbedarf diese erhöhen bzw. verringern zu können. Bei Detektion einer Frequenzabweichung Δf im Versorgungsnetz von mehr als ± 10 mHz passen die Kraftwerke zur Erbringung von PRL ihre Leistung P entsprechend an. Damit wird verhindert, dass weitere Rotationsenergie aus der Gesamtheit aller am Netz angebundenen Kraftwerke entnommen wird und somit ohne eigene Anpassungen in ihrem optimalen Betriebspunkt weiterbetrieben werden können.

Sekundärregelung (SRL)

Sind die Abweichungen im Energieversorgungssystem länger anhaltend, so wird die PRL von der SRL abgelöst. Damit können die Kraftwerke zur Erbringung von PRL wieder zu ihrer ursprünglichen Leistung zurückkehren, um für einen erneuten Abruf wieder verfügbar zu sein. Die ÜNB sind verpflichtet, so viel SRL vorzuhalten, damit innerhalb von 15 Minuten sämtliche Leistungsbilanzabweichungen ausgeglichen werden können. Die vorzuhaltende Leistung P der SRL ist dabei nicht zwangsläufig durch eigenen Kraftwerke vorzuhalten, sondern kann auch durch Zukauf extern bezogen werden [27]. Kraftwerke, die SRL anbieten, müssen hierzu jedoch folgenden Eigenschaften erfüllen [90]:

- Verfügbare positive/negative Leistung ≥ 5 MW
- Volle Verfügbarkeit der SRL innerhalb von 5 min
- Leistungsänderungsgeschwindigkeit ≥ 2 % pro Minute der Nennleistung

Tertiärregelung (Minutenreserve)

Sollten PRL und SRL nicht ausreichen, um die Leistungsbilanzabweichung auszugleichen, ist die Aktivierung der Tertiärregelleistung (TRL) bzw. Minutenreserve erforderlich. Sie wird im 15-Minuten Zeitraster aktiviert und ist nicht an eine einzelne Regelzone gebunden, sodass die TRL als Fahrplanlieferung umgesetzt werden kann, was ihr eine höhere Marktfähigkeit ermöglicht. In Summe müssen die vorzuhaltende SRL und TRL mindestens so groß sein, dass sie den Ausfall der größten Erzeugungseinheit innerhalb der Regelzone kompensieren können. Zur Abdeckung etwaiger Lastprognosefehler wird in Deutschland deshalb üblicherweise das 1,5-fache des größten Erzeugungsblockes innerhalb der jeweiligen Regelzone vorgehalten. Deshalb gilt das deutsche Energieversorgungssystem als außerordentlich zuverlässig, da es lediglich eine durchschnittliche Störausfallsdauer von < 12 Minuten pro Kunde im Jahr aufweist [91]. Die Anforderungen an tertiärregelleistungserbringende Kraftwerke ähneln denen der SRL, indem sie folgende technische Eigenschaften zu erfüllen haben [92]:

- Verfügbare positive/negative Leistung ≥ 5 MW
- Volle Verfügbarkeit der TRL innerhalb von 15 min

Darüber hinaus existiert noch die Stundenreserve, die jedoch nicht von den Netzbetreibern, sondern von den Bilanzkreisen vorgehalten wird. Für diese kann es sinnvoll sein, Ungleichgewichte durch eigene Anlagen zu reduzieren, da sie ansonsten für den Ausgleich von Leistungsdivergenzen aufzu-

kommen haben. Eine Ausschreibung der Stundenreserve erfolgt in der Regel nicht, sondern wird über bilaterale Verträge ausgehandelt oder an der Strombörse (siehe Kapitel 2.4) zugekauft. Bereits in der Vergangenheit ist der Bedarf an Regelleistung parallel mit dem Ausbau erneuerbarer Energien angestiegen [93], weshalb mit der Umsetzung der energiepolitischen Ziele und der damit einhergehenden Integration weiterer regenerativer Erzeugungsanlagen davon auszugehen ist, dass der Bedarf an Regelleistung weiterhin zunehmen wird. Zur Frequenzrückführung/-haltung hat der ÜNB neben der erzeugungsseitigen Regelung auch die Möglichkeit der lastseitigen Einflussnahme, durch den frequenzabhängigen Lastabwurf. Durch das Schließen spezieller Verträge mit sogenannten Lastabwurfkunden wird diesem die Möglichkeit eingeräumt die Kundenlast fernzusteuern, um im Falle des Netzengpassmanagements diese über eine vereinbarte Dauer zu- oder abzuschalten [12].

3.1.2 Spannungshaltung

Neben der Frequenzhaltung stellt die Aufrechterhaltung der Netzspannung in einem definierten Spannungsband (vgl. Tabelle 3) innerhalb der Übertragungs- und Verteilnetzebene eine weitere essentiell zu erbringenden Systemdienstleistung dar, da ein Über- bzw. Unterschreiten des jeweiligen Toleranzbandes zu einer eingeschränkten Funktionsfähigkeit, ggf. sogar zum Defekt der angeschlossenen elektrischen Verbraucher führt.

Tabelle 3: Zulässige Spannungsbereiche unterschiedlicher Netzebenen [94–96]

Spannungsebene	Nennspannung U_N	Mindestspannung U_{min}	Maximalspannung U_{max}
Höchstspannungsebene	380 kV	360 kV	420 kV
	220 kV	210 kV	245 kV
Hochspannungsebene	110 kV	100 kV	123 kV
Mittelspannungsebene	20 kV	18 kV	22 kV
Niederspannungsebene	400 V	360 V	440 V
	230 V	207 V	253 V

In einem quasi-stationären Energienetz, wie dem des Verbundsystems, ist die Frequenz f_N an allen Netzknoten konstant, wohingegen die Nennspannung U_N als Regelgröße an den Knoten erheblich voneinander abweichen kann. Spannungseinbrüche entstehen unter anderem durch Blindleis-

tungsstöße, die durch Zuschalten großer Verbraucher hervorgerufen werden [97], da motorische Lasten neben Wirk- auch Blindleistung aufnehmen. Wie bereits zuvor beschrieben, führt ein Wirkleistungsungleichgewicht innerhalb des Netzes zu einer Netzfrequenzänderung Δf . Für einen Blindleistungsüberschuss bzw. ein -defizit gilt die gleiche Analogie. Jedoch wird hierdurch eine Änderung der Knotenspannung ΔU hervorgerufen [12], weshalb eine permanente Anpassung der Blindleistung aufgrund der Belastungsschwankungen notwendig ist. Da sämtliche Systemkomponenten (Generatoren, Lasten, Leitungen, Transformatoren etc.) entweder Blindleistungsverbraucher oder -erzeuger sind, ist in Abhängigkeit des Blindleistungsbedarfs der Verbraucher für eine ausgeglichene Bilanz zu sorgen, damit die Spannung U innerhalb des Toleranzbandes verbleibt. Hierzu setzen die Übertragungsnetzbetreiber die Spannungs-Blindleistungs-Steuerung ein und sorgen mittels rechnergestützter Spannungs-Blindleistungs-Optimierung (SBO) für einen ausgeglichenen Blindleistungshaushalt, durch Einspeisung aus

- Generatoren,
- Kompensationselementen und der
- Transformatorstellungen.

In einem durch ohmsche Verbraucher charakterisierten Netz sind Spannung U und Strom I stets phasengleich. Da in realen Netzen jedoch auch induktive Verbraucher (z. B. Transformatoren) integriert sind, wird ein Teil der Energie benötigt, um das magnetische Feld dieser aufzubauen. Dieses wird mit jedem Vorzeichenwechsel der Spannung U auf- und wieder abgebaut und die Energie entsprechend periodisch aus dem Netz bezogen bzw. wieder an dieses abgegeben. Die dabei benötigte Blindleistung wird jedoch nicht in Arbeit umgesetzt, sondern pendelt im Netz und belastet dieses dadurch zusätzlich. Bei induktiven Verbrauchern eilt physikalisch bedingt die Spannung U dem Strom I voraus, weswegen es zur Phasenverschiebung φ kommt.

Dieselbe Analogie gilt für kapazitive Verbraucher, wie beispielsweise Kondensatoren, die einen Teil der Energie benötigen, um ein elektrisches Feld aufzubauen. An kapazitiven Verbrauchern eilt jedoch der Strom I der Spannung U voraus, weshalb es zu einer Phasenverschiebung φ in die gegensätzliche Richtung kommt. Je nach Richtung der Phasenverschiebung φ wird daher zwischen kapazitiver und induktiver Blindleistung unterschieden.

Da Blindleistung für das elektrische Netz eine zusätzliche Belastung darstellt, wird eine Kompensation der Phasenverschiebung φ angestrebt,

wodurch sich Transportverluste reduzieren lassen und die dadurch freierwerdenden Leistungsreserven zusätzlich zur Wirkleistungsübertragung genutzt werden können. [12]

Die Ziele der SBO sind daher [98]:

- Reduzierung der Blindleistungsflüsse zur Netzentlastung
- Minimierung von Wirkleistungsverlusten in Höchst- und Hochspannungsebene
- Betrieb in einem möglichst engen Spannungsband für maximale Spannungsstabilität
- Reduzierung der Blindleistungseinspeisung zur Erhöhung der Wirkleistung und Entlastung der Generatoren

Bei den zur Spannungs-Blindleistungsbeeinflussung eingesetzten **Synchrongeneratoren** wird über den Erregerstrom die Polradspannung des Generators beeinflusst, sodass dieser bei einer hohen Polradspannung (übererregter Betrieb) induktive Blindleistung und im untererregtem Betrieb kapazitive Blindleistung liefert [12]. Die Wahl der jeweiligen Betriebsvariante obliegt dem ÜNB und basiert auf den aktuellen Gegebenheiten innerhalb der Regelzone. In Bild 18 ist die vereinfachte PQ-Kurve eines konventionellen Kraftwerks mit Synchrongenerator zur Blindleistungserbringung in Variante 3 (untererregt $0,925 \leq \cos \varphi \leq 1$; übererregt $0,950 \leq \cos \varphi \leq 1$) dargestellt. [S1]

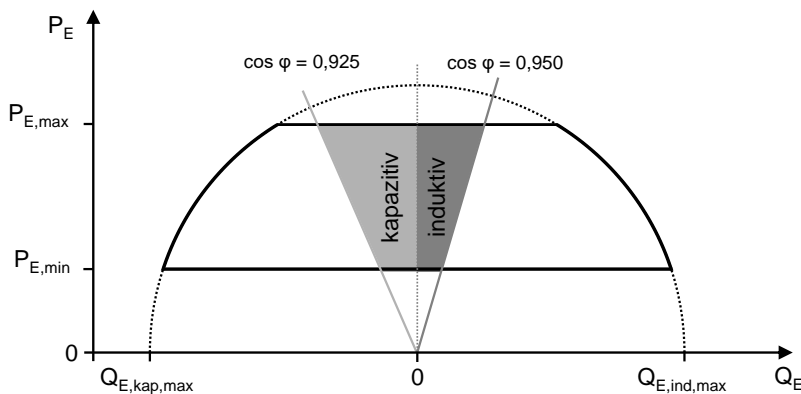


Bild 18: Schematische Darstellung einer PQ-Kurve eines konventionellen Kraftwerks mit Synchrongenerator (Variante 3), nach [26]

Aus dem Diagramm geht die von einem Kraftwerk abgegebene Wirk- und Blindleistung in Variante 3 innerhalb des Nennbetriebspunktes nach dem TransmissionCode [27] hervor. Die technisch möglichen Betriebszustände

eines thermischen Kraftwerkes befinden sich innerhalb des dick umrandeten Bereichs. Die minimal abgegebene Leistung $P_{E,\min}$ hängt dabei von der unteren thermischen Grenze des Kraftwerks ab, welche durch die minimale Kesselbefuerung festgelegt ist und etwa 40 % der maximal abgegebenen Leistung $P_{E,\max}$ entspricht. Bei starker Netzbelastung sind thermische Kraftwerke nach Vorgabe des Übertragungsnetzbetreibers in Variante 1 (untererregt $0,975 \leq \cos \varphi \leq 1$; übererregt $0,900 \leq \cos \varphi \leq 1$) zu betreiben, um induktive Blindleistung in großen Mengen zur Verfügung zu stellen, wohingegen bei einem schwach belasteten Netz, Kraftwerke nach Variante 3 (untererregt $0,925 \leq \cos \varphi \leq 1$; übererregt $0,950 \leq \cos \varphi \leq 1$) zur Vermeidung von Spannungsanhebungen betrieben werden. [26]

Ist die von den thermischen Kraftwerken gelieferte Blindleistung Q_E nicht ausreichend um das gewünschte Spannungsprofil im Netz zu erzeugen, kommen zusätzliche **Kompensationselemente** (z. B. Kondensatorbänke) zum Einsatz, die entweder induktives oder kapazitives Verhalten aufweisen. Zur Reduzierung der Spannung U am Anschlusspunkt werden Induktivitäten mit kapazitiver Blindleistungslieferung eingesetzt. Entsprechend werden zur Erhöhung der Spannung U am Anschlusspunkt Kapazitäten mit induktiver Blindleistungslieferung verwendet. Ein Vorteil der Kompensationselemente liegt darin, dass diese verbrauchsnahe installiert werden können, womit die Übertragung über größere Distanzen reduziert werden kann, die mit hohen Verlusten behaftet ist.

Netzkuppeltransformatoren sind als Regeltransformatoren ausgeführt und steuern den Wirk- und Blindleistungsfluss in den höheren Netzebenen mit dem Ziel der Spannungshaltung. Die Blindleistung Q lässt sich dabei durch Betragsunterschiede der Knotenspannungen (Längsregelung) beeinflussen, die Wirkleistung P über den Phasenwinkel φ (Querregelung) zwischen den Knotenspannungen. Eine Schrägregelung kombiniert beide Varianten (vgl. Bild 19).

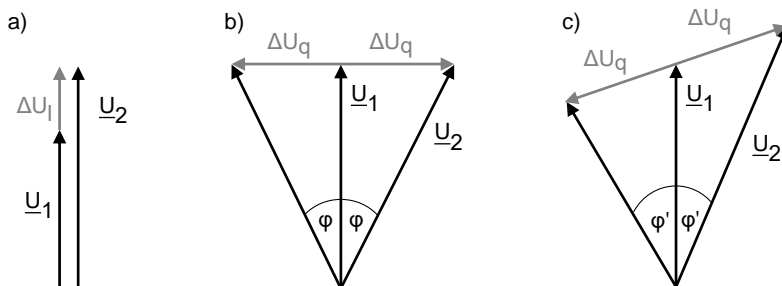


Bild 19: Blind- und Wirkleistungssteuerung durch a) Längsregler, b) Querregler und c) Schrägregler, nach [12]

3.1.3 Versorgungswiederaufbau

Eine Anhäufung unerwarteter Ereignisse kann im Energiesystem zu einem teilweisen bzw. kompletten Ausfall, dem sog. Blackout, führen. Da das Stromnetz über die Regelzonen der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber hinaus zu einem Netzverbund verbunden ist, hat eine regionale Störung Auswirkungen auf das gesamte Netz. Zur Vermeidung eines Blackouts im gesamten Versorgungsgebiet stehen den Übertragungsnetzbetreibern Möglichkeiten des lokalbegrenzten Lastabwurfs durch Trennung von Verbrauchern zur Wiederherstellung des Wirkleistungsgleichgewichts zu, sofern die Regelungsmechanismen zur Frequenzhaltung nicht ausreichend sind. Hierzu kann der ÜNB Teilnetze automatisiert nach dem 5-Stufen-Plan abschalten, d. h. lokale Blackouts herbeiführen, um die Stabilität des Gesamtnetzes zu wahren. Je nach Netzfrequenz kann er hierzu die in Tabelle 4 aufgeführten Maßnahmen durchführen [27].

Tabelle 4: Regelungsmechanismen zur Frequenzerhaltung nach dem 5-Stufen-Plan [27]

Netz-frequenz f_N	Maßnahme
$\leq 49,8$ Hz	Einsatz noch nicht mobilisierter Erzeugungsleistung, Abwurf von Pumpen
$\leq 49,0$ Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 10 – 15 % der Netzlast
$\leq 48,7$ Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 – 15 % der Netzlast
$\leq 48,4$ Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 15 – 20 % der Netzlast
$\leq 47,5$ Hz	Trennung aller Erzeugungsanlagen vom Netz

Lokal abgetrennte Netze befinden sich nach durchgeführtem Lastabwurf in einem unabhängigen, unter Umständen asynchron zum Hauptnetz betriebenen, selbstgeregelten Inselbetrieb mit mindestens einer Stromerzeugungseinheit. Die jeweiligen Inselnetze haben sich nach Trennung vom Netzverbund erst selbst zu stabilisieren, bevor diese anschließend stufenweise dem Hauptnetz zugeschaltet werden können. Die Zuschaltung kann dabei grundsätzlich nach zwei Prinzipien vollzogen werden:

- Top-down: Synchronisation des Inselnetzes durch elektrische Leitung angrenzender Übertragungsnetzbetreiber
- Bottom-up: Synchronisation des Inselnetzes mit dem Verbundnetz durch schwarzstartfähige Kraftwerke, wie Wasser- und Gaskraftwerke, innerhalb des Inselnetzes

3.1.4 System-/Betriebsführung

Zur Vervollständigung der Systemdienstleistungen soll an dieser Stelle noch die System-/Betriebsführung aufgeführt werden, worunter im Wesentlichen die Verwaltung der Regelzone des jeweiligen ÜNB nach § 13 EnWG [25] fällt. Neben der Koordination und Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Kapitel 3.1.1 – 3.1.3) zählen zur System/Betriebsführung folgende Aufgaben [27]:

- Überwachung von Erzeugern und Verbrauchern
- Datenaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber
- Fahrplanmanagement für Lastflussberechnung und Engpassanalyse
- Einspeisemanagement

Nach der Einführung notwendiger Systemdienstleistungen zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung, werden im Fortlauf dieser Arbeit in erster Linie die Auswirkungen des zunehmenden Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Versorgungssicherheit untersucht.

3.2 Folgen eines erhöhten Anteils volatiler und örtlich verteilter regenerativer Energieerzeugungsanlagen

Allen Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energiequellen ist gemein, dass diese, bedingt durch die geringe Energiedichte des Energieträgers, im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken deutlich geringere Leistungen aufweisen. Sie müssen daher in großer Anzahl vorhanden sein, um den Bedarf elektrischer Energie in gleichem Maße decken zu können. Dabei wird gemeinhin das Ziel verfolgt, die bereitgestellte elektrische Energie durch erneuerbare Energien zu maximieren, um dadurch deren Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, indem diese an Standorten erhöhten Primärenergieangebots errichtet werden. *Aghaebrahimi et al.* [99] und *Huang* [100] stellen hierzu einen Überblick verschiedener Methoden zur optimalen Standortfindung dezentraler Erzeugungsanlagen unter der Berücksichtigung der Ziele minimaler Leitungsverluste, Erhöhung der Spannungsstabilität sowie der Verminderung notwendiger Netzausbaumaßnahmen dar. Darüber hinaus zeigen *Carpinelli et al.* [101] auf, dass der Standort regenerativer Erzeugungsanlagen einen maßgeblichen Einfluss auf die Energieverluste im Netz hat. Entsprechend werden in Deutschland Photovoltaikanlagen mehrheitlich im Süden und Windkraftanlagen im Norden installiert. Die Konzent-

ration dezentral verteilter Anlagen führt jedoch zu steigenden Ungleichgewichten im Netz, da der Bedarf insbesondere in Ballungszentren mit hohem Industrieanteil verbleibt, andererseits aber durch die dezentral verteilten Standorte der Erzeugungsanlagen lokale Energieüberschüsse in bedarfsschwächeren Regionen erzielt werden. Dieses Ungleichgewicht auf Basis erneuerbarer Energien besteht jedoch nicht nur auf lokaler, sondern auch auf zeitlicher Ebene. Bis dato waren durch schnell startende Kraftwerke lediglich Leistungsschwankungen ΔP auf der Bedarfsseite zu kompensieren, wohingegen mit dem zunehmenden Ausbau regenerativer Energien auch Schwankungen auf der Erzeugungsseite durch konventionelle Kraftwerke zu decken sind. Diese Entwicklung zieht eine strukturelle Veränderung des gesamten Energieversorgungssystems nach sich, indem teilweise die Großkraftwerke in den Verbrauchszentren durch eine große Anzahl lokal verteilter, regenerativer Erzeugungseinheiten abgelöst werden. Als Folge dieser Dezentralisierung der Erzeugungsseite ist eine lokale Lastflussumkehr im Netz zu beobachten. So war in der klassischen Versorgungsstruktur das Energiesystem bisher dadurch gekennzeichnet, dass die elektrische Energie vertikal von oben nach unten, über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg zum Endkunden geleitet wurde. Durch die zunehmende installierte Leistung dezentraler Erzeugungseinheiten fern größerer Verbraucher werden bei Übersteigen der lokalen Nachfrage, insbesondere bei einem hohen Dargebot von Wind und Globalstrahlung, lokale Überschüsse, vornehmlich in ländlichen Gebieten, erzielt [102]. Die Überschussleistung innerhalb der Verbrauchsebene wird dadurch zur Erzeugerebene für die nächsthöhere Spannungsebene, wodurch es zur Lastumkehr innerhalb des Netzes über verschiedene Netzebenen hinweg kommt. Die Nutzung der zulässigen Spannungsbänder gemäß Tabelle 3 wurde ursprünglich jedoch lediglich für den Lastfall vorgesehen und dafür vollständig ausgenutzt. Durch die starke Zunahme regenerativer Erzeugungsanlagen stehen für das Niederspannungsnetz gemäß [103] heute nur noch 3 % Punkte für die Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Eine Lastflussumkehr durch Erzeugungsüberschüsse führt daher zu Herausforderungen in der Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes, das für einen störungsfreien Betrieb der am Netz angeschlossenen Verbraucher unabdingbar ist. Demnach können durch die Umsetzung der klimaa- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung nachstehende Folgen für das künftige Energieversorgungssystem identifiziert werden:

- Sinkender Anteil zentraleinspeisender, thermischer Kraftwerke durch die Dezentralisierung auf erneuerbaren Energien basierender Erzeugungsanlagen

- Zunehmende Volatilität der Erzeugungsanlagen durch den fortschreitenden Ausbau regenerativer Energien
- Steigende räumliche Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung und des Bezugs von elektrischer Energie [104]

Der Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien führt zwangsläufig zu einem Absinken des Anteils konventioneller thermischer Kraftwerke an der Bruttostromerzeugung, welche indessen mehrheitlich für die Bereitstellung von Blindleistung Q (vgl. Kapitel 3.1.2) verantwortlich sind. Diese ist, wie zuvor erläutert, zur Spannungshaltung innerhalb des Toleranzbandes in elektrischen Versorgungsnetzen unabdingbar, um die angeschlossenen elektrischen Verbraucher und Betriebsmittel vor Beschädigungen zu schützen. Entsprechend ist der Anteil erbrachter Blindleistung Q durch konventionelle, thermische Kraftwerken künftig durch dezentrale Erzeugungsanlagen⁵ zu erbringen [27].

Eine zunehmende erzeugungsseitige Volatilität führt zu Differenzen zwischen verbrauchsseitigem Energiebezug und erzeugungsseitiger Bereitstellung, welche zu einer Abweichung der Netznennfrequenz f_N (vgl. Kapitel 3.1.1) und somit zu Stabilitätsproblemen führt. Um dem zu begegnen, können regenerative Erzeugungsanlagen auch künftig bei Überangeboten vom Netz getrennt, deren überschüssigen Energiemengen über börslichen Außenhandel veräußert oder in geeignete Energiespeicher verschoben werden.

In diesem Zusammenhang, sei auf die sogenannte 50,2 Hz-Problematik hingewiesen. Zum Schutze der sensiblen Infrastruktur des Stromnetzes wurden Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien ab einer Netzfrequenz f_N von 50,2 Hz, gemäß der Richtlinie „*Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*“ [105] unverzüglich vom Netz getrennt, um eine Rückführung auf die Sollfrequenz zu ermöglichen. Durch den zu diesem Zeitpunkt unerwartet starken Zubau von u. a. Photovoltaikanlagen, mit einer im Dezember 2016 installierten Gesamtleistung von rd. 40 GW [40], hätte eine gleichzeitige Netztrennung aller PV-Anlagen einen großräumigen Ausfall des Stromnetzes zur Folge. Aus diesem Grund müssen größere Anlagen ab einer Anlagengröße von 10 kWp gemäß [103] seit 2012 in ihrer Einspeiseleistung reduzierbar sein.

⁵ Mit Inkrafttreten der VDE-AR-N 4105 [103] am 1. August 2011, sind sämtliche neu am Netz anzuschließende PV-Anlagen seit 1. Januar 2012 sowie sämtliche übrige Erzeugungsanlagen seit 1. Juli 2012 zur Blindleistungsbereitstellung verpflichtet.

Als weitere Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien kann die räumlich wachsende Distanz zwischen Einspeise- und Bezugsort verzeichnet werden, die zu einer zunehmenden Belastung bestehender Stromleitungen führt, welche inzwischen partiell nahe ihrer zulässigen Belastungsgrenze betrieben werden [106–110]. Da das Versorgungsnetz stellenweise diesen zunehmenden Belastungen keine Rechnung tragen kann, sind bei gegenwärtiger Betriebsweise die Kapazitäten jener Netzebenen durch einen Ausbau zu erhöhen, damit lokale Erzeugungsüberschüsse zu den entfernten Letztverbrauchern transportiert werden können, sofern die Netzlast durch Lastmanagementmaßnahmen, Außenhandel bzw. Speicherintegration nicht reduziert werden kann. Sind die kostenintensiven Netzausbaumaßnahmen mangels Alternativen nicht zu vermeiden, werden im Rahmen der Netzausbauplanung, unter Anwendung unterschiedlicher mathematischer Optimierungsmodelle, deren ideale Standorte bestimmt, um die Kosten für den dann erforderlichen Ausbau zu minimieren [111, 112].

Bild 20 fasst die Folgen des Ausbaus erneuerbarer Energien, die daraus resultierenden Herausforderungen für das künftige Energieversorgungssystem sowie mögliche Maßnahmen diesen zu begegnen zusammen.

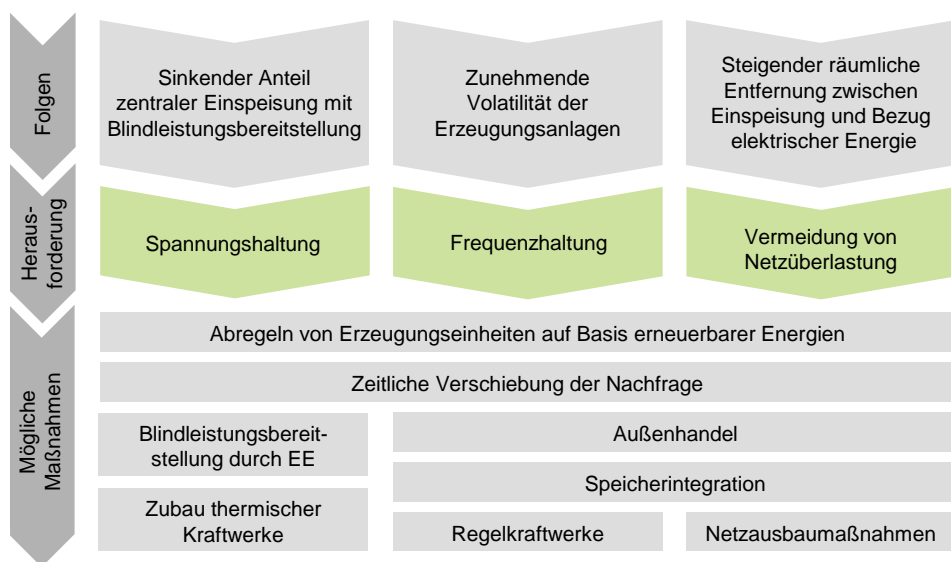


Bild 20: Folgen, Herausforderungen und Maßnahmen eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien, nach [113, 114]

3.3 Frequenz- und Spannungshaltung unter dem Einfluss eines erhöhten Anteils erneuerbarer Energien

Aufgrund der Substitution konventioneller Kraftwerke durch örtlich verteilte, regenerative Energieerzeugungsanlagen können als künftige Herausforderungen für das Energieversorgungssystem neben der Vermeidung von Netzüberlastung, die Frequenz- und Spannungshaltung identifiziert werden (vgl. Bild 20). Im Folgenden werden daher Maßnahmen zur Frequenz- und Spannungshaltung im künftigen Energieversorgungssystem bei voranschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien diskutiert.

3.3.1 Frequenzhaltung

Da die im Energieversorgungssystem notwendige Regelleistung maßgeblich von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt wird, ergeben sich mit einem erhöhten Anteil erneuerbarer Energien neue Rahmenbedingungen hinsichtlich Verfügbarkeit, Erbringung und Bedarf dieser.

Momentanreserveleistung

Analog zur ersten Phase der Frequenzhaltung wird die Momentanreserveleistung instantan durch Abgabe der gespeicherten Rotationsenergie durch die träge Masse der direkt mit den Netz gekoppelten Synchronmaschinen erbracht, um die Netzfrequenz f_N innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten. Aufgrund fehlender rotierender Massen, können dezentrale Erzeugungsanlagen grundsätzlich ohne weitere technische Maßnahmen keinen Beitrag zur Erbringung von Momentanreserve leisten [83]. Dennoch gibt es auch bei sinkender Beteiligung thermischer Kraftwerke an der Stromerzeugung Möglichkeiten der Erbringung von Momentanreserve in Deutschland. *Kamenschikow et al.* [115] zeigen, dass durch Umrüstung bestehender Kraftwerke zu reinen Phasenschiebern, ebenfalls Momentanreserve erbracht werden kann. Im Phasenschieberbetrieb läuft die Synchronmaschine am Netz als unbelasteter Motor und stellt darüber ausschließlich induktive oder kapazitive Blindleistung in Abhängigkeit der Polradspannung zur Verfügung. Der Betriebsmodus wird dadurch hervorgerufen, dass die Synchronmaschine weder Wirkleistung aufnimmt noch abgibt, in ihr jedoch ein Ständerstrom I_S fließt. Die Phasenlage und Amplitude des Ständerstroms I_S in Bezug auf die Netzspannung U_S wird dabei durch Verstellen der Erregung eingestellt. Eine weitere Möglichkeit der Erbringung von Momentanreserve bei abnehmendem Anteil rotierender Massen liegt in der Regelung leistungselektronischer Anlagen. *Sakimoto et al.* [116] zeigen, dass

das Verhalten einer Synchronmaschine durch leistungselektronische Regelung auf einen Wechselrichter adaptierbar ist und dieser somit als virtuell rotierende Masse agieren kann, sofern die Einspeisung in das Netz über einen Speicher erfolgt. Dieses Prinzip ist sowohl für Photovoltaiksysteme [117] als auch Windkraftanlagen [118] anwendbar. Darüber hinaus bieten Windkraftanlagen kurzfristig die Möglichkeit, Rotationsenergie des Rotors bei entsprechender Ansteuerung zur Verfügung zu stellen [119], was allerdings durch die damit einhergehende Drehzahlminderung zu einer reduzierten Wirkleistungsabgabe führt [120].

Die *Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft* e. V. [121] gelangt zu dem Ergebnis, dass im europäischen Verbund ein netzsynchroner Betrieb auch ohne rotierenden Massen in Deutschland weiterhin möglich sei, jedoch unter der Prämisse, dass im europäischen Ausland keine Abnahme dieser erfolgt. *Rehtanz et al.* [122] sowie die Studie der Übertragungsnetzbetreiber zu den „*Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb*“ [123] gelangen ebenfalls übereinstimmend zu dem Schluss, dass die Momentanreserve im europäischen Netzverbund im Szenariojahr 2035 noch ausreichend sei, sofern es zu keinem Systemsplit kommt. Dieser tritt ein, wenn infolge einer größeren Störung das zusammenhängende europäische Versorgungssystem aus Gründen der Sicherstellung der Gesamtversorgung in mehrere Teilsysteme aufgetrennt werden müsste [124]. In diesem Fall kann die Situation eintreten, dass ein Teilnetz nicht mehr ausreichend rotierende Massen aufweisen würde.

Primärregelleistung

Präqualifizierte Erbringer von Primärregelleistung (PRL) sind heute noch mehrheitlich konventionelle, thermische und hydraulische Kraftwerke, welche gemäß des TransmissionCodes [27] mit einer Leistung oberhalb 100 MW verpflichtet sind, PRL in Höhen von $\pm 2\%$ ihrer Nennleistung P_N anzubieten. Der voranschreitende Ausbau dezentraler Energieerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien führt jedoch zu einem sukzessiven Rückgang der an der Stromerzeugung beteiligten konventionellen Kraftwerke. So ist bereits im Szenariojahr 2035 davon auszugehen, dass in ca. 100 Stunden des Jahres die Residuallast Null werden kann [87], d. h. die Last, die von fossil befeuerten Kraftwerken erbracht werden muss, was unweigerlich auch zu einer reduzierten Beteiligung konventioneller Kraftwerke an der Erbringung von PRL führt. Insbesondere der Leistungsgradient sowie die technische Mindestleistung, mit der ein Kraftwerk betrieben werden kann, sind essentielle Kraftwerkseigenschaften zur Erbringung von

PRL. In Tabelle 5 sind typische Leistungsgradienten und technische Mindestleistungen unterschiedlicher thermischer und hydraulischer Kraftwerke gegenübergestellt.

Tabelle 5: Leistungsgradienten und technische Mindestleistung verschiedener konventioneller Kraftwerke [82]

Kraftwerkstyp	Leistungsgradient P_N/min	Techn. Mindestleistung
Braunkohlekraftwerk	2 % - 8 %	40 % - 60 %
Steinkohlekraftwerk	3 % - 8 %	30 % - 40 %
Gaskraftwerk	8 % - 12 %	20 % - 40 %
Gas- und Dampfkraftwerk	5 % - 12 %	20 % - 40 %

So weisen die unterschiedlichen Kraftwerkstypen Leistungsgradienten im Bereich von 2 % bis 12 % pro Minute auf. Zur erforderlichen Präqualifikation haben zulassungsfähige Kraftwerke innerhalb von 30 Sekunden 100 % der angebotenen Primärregelleistung zur Verfügung zu stellen. Folglich kann ein Kraftwerk selbst bei großen Leistungsreserven maximal mit der Hälfte des Leistungsgradienten (30 Sekunden) an der Erbringung von PRL teilnehmen. Demnach stellt der Leistungsgradient den limitierenden Faktor dar. Gemäß Tabelle 5 sind vereinzelte Kraftwerke wie z. B. Gaskraftwerke technisch in der Lage, PRL in Höhe von bis zu 6 % ihrer Nennleistung P_N innerhalb des geforderten Zeitintervalls zu erbringen. Limitiert wird die Leistungsfähigkeit zusätzlich dadurch, dass maximal die Differenz zwischen Maximal- und normaler Betriebsleistung zur Verfügung gestellt werden kann. Durch den sinkenden Anteil konventioneller Kraftwerke steht demnach künftig auch ein entsprechend geringerer Anteil jener Kraftwerke zur Erbringung von PRL zur Verfügung. [82]

Bild 21 zeigt den Jahresanteil am ungedeckten PRL-Bedarf über die unterschiedlichen Leistungsgradienten unter der Annahme eines gleichbleibenden Anteils Deutschlands für die Erbringung von PRL innerhalb des europäischen Netzverbands [122]. So ist davon auszugehen, dass bei Erbringung von Primärregelleistung nach derzeitiger Vorgabe durch den TransmissionsCode [89] in Höhe von lediglich 2 % der Kraftwerksnennleistung P_N , in rund 7000 Stunden, entsprechend 80 % der Jahresstunden, der PRL-Bedarf nicht gedeckt werden kann. Bei einer Anhebung der gesetzlichen Anforderungen an die Erbringung von PRL auf 4 % der Nennleistung P_N läge der ungedeckte Jahresanteil nur noch bei lediglich 22 %.

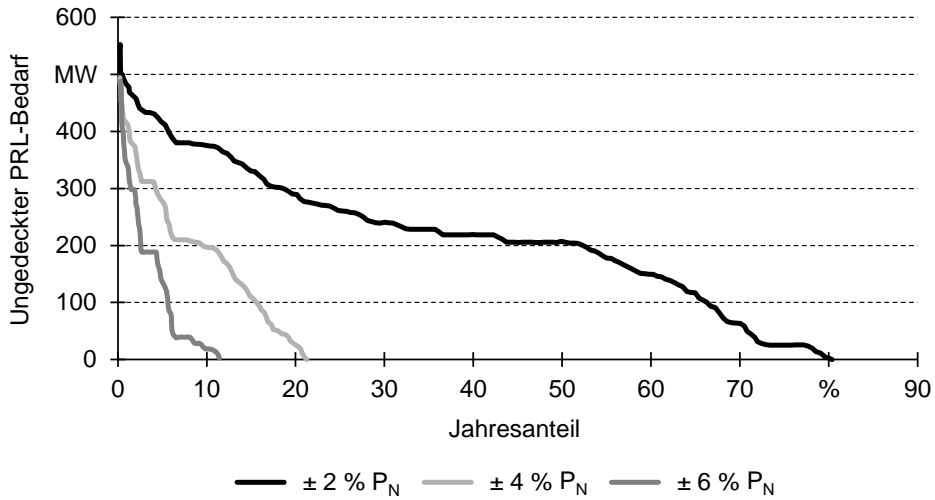


Bild 21: Einfluss der Leistungsgradienten auf den ungedeckten PRL-Bedarf im Jahr 2033 nach [82]

Bei einer weiteren theoretischen Anhebung auf 6 %, wie sie bspw. von Gaskraftwerken erbracht werden kann, wäre der Bedarf in knapp 90 % des Jahres durch ausreichende Primärregelreserven zu decken. Alternativ kann die entstehende Lücke zur Deckung des PRL-Bedarfs auch durch innovative Konzepte mittels regenerativer Erzeugungstechnologien, wie Windkraftanlagen, Biomasseanlagen und Laufwasserkraftwerken sowie über Speichertechnologien, wie Batteriespeicher und darüber hinaus über Laststeuerung geschlossen werden. Weitere Untersuchungen von *Brauns et al.* [125] und *Rehtanz et al.* [82] zeigen, dass Windkraftanlagen mitunter in der Lage sind, negative PRL durch permanente Bereitschaft zur Abregelung in Höhe von 2 % der aktuellen Einspeiseleistung bereitstellen können, wodurch die Erbringung negativer PRL in 99 % der Jahresstunden sichergestellt wäre. Analog eignet sich diese Technologie auch zur Erbringung positiver PRL durch Vorhaltung von 2 % der aktuellen Einspeiseleistung, wodurch es ebenfalls möglich wäre, 99 % der Jahresstunden abzudecken. Nachteilig an der Erbringung von PRL durch Windkraftanlagen sind jedoch die durch Abregelung und Vorhaltung hervorgerufenen Energieertragseinbußen sowie die technologiespezifische Abhängigkeit von der vorherrschenden Wettersituation. [82]

Sekundär- und Tertiärregelleistung

Die Bestimmung des künftigen Regelleistungsbedarfs erfolgt in vielen Studien lediglich über den veränderten Einfluss des Windprognosefehlers,

bzw. über dessen isolierte Betrachtung (vgl. *Xiao et al., Matos et al., Ela et al.*) [126–128]. In Deutschland findet hingegen alle drei Monate das deutlich komplexere statische Dimensionierungsverfahren nach Graf-Haubrich Anwendung, das aufgetretene Fehler der vorangegangenen zwölf Monate zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs für die folgenden drei Monate berücksichtigt [129]. Durch die Anwendung dieses Verfahrens ist es möglich, folgende Fehlerarten in der Regelleistungsprognose zu berücksichtigen [130]:

- Photovoltaikprognosefehler
- Windprognosefehler
- Lastprognosefehler
- Lastrauschen
- Fahrplansprünge
- Kraftwerksausfall

Die Tatsache, dass beim statischen Dimensionierungsverfahren die vorzuhaltende Regelleistung in der Prognose keine sich ändernden Einflüsse berücksichtigt, stellt nur eine unzureichende, bis dato jedoch ausreichende Genauigkeit bei der Bemessung der vorzuhaltenden Regelleistung dar, dessen Ergebnis lediglich einen statischen Wert über einen Zeitraum von drei Monaten ausgibt. Für die Bestimmung des künftigen Sekundär- und Tertiärregelleistungsbedarfs in Deutschland gibt es mehrere Forschungsarbeiten, die diese Einflussänderungen berücksichtigen (vgl. *Jost et al., Kippelt et al., Breuer et al., Nitsch et al.*) [130–133].

All diese Arbeiten basieren ebenfalls auf dem Graf-Haubrich-Verfahren [134], jedoch auf Grundlage eines dynamischen Bemessungsverfahrens, d. h. die Änderungen der zugrundeliegenden Einflüsse werden innerhalb des Betrachtungszeitraums berücksichtigt. Dieses Dimensionierungsverfahren weist Vorteile bei einem hohen Anteil volatiler Erzeugungseinheiten auf, wenn sich Gegebenheiten über einen Zeitraum von drei Monaten nicht vorhersagen lassen, sodass im wissenschaftlichen Umfeld dieses Verfahren zusehends an Bedeutung gewinnt [135]. Die einzelnen Autoren unterscheiden sich bei der Ermittlung des künftigen Regelleistungsbedarfs jedoch hinsichtlich der Modellierung und Unterteilung einzelner Fehlerarten. In Tabelle 6 sind die Unterschiede der Autoren hinsichtlich der Fehlerberücksichtigung sowie in Tabelle 7 deren daraus resultierenden Ergebnisse des abgeleiteten, notwendigen Bedarfs dargestellt.

Tabelle 6: Fehlerartenberücksichtigung verschiedener Autoren zur Abschätzung des Regelleistungsbedarfs

Fehlereinflüsse				
Fehler \ Autor	Jost et al.	Kippelt et al.	Breuer et al.	Nitsch et al.
Wind- und PV-Leistungsprognosefehler	Kerndichteschätzung zur Ermittlung der Verteilung des Kurzfristprognosefehlers	Normalverteilung	Normalverteilung, Standardabweichung auf Basis historischer Werte in Abhängigkeit der Vortagsprognose und der Tageszeit	Kerndichteschätzung auf Basis historischer Daten und Kurzfristprognosedaten
Lastprognosefehler	Normalverteilung, Standardabweichung in Abhängigkeit der Last	Normalverteilung	Normalverteilung	Normalverteilung, Standardabweichung in Bezug auf Jahreshöchstlast
Lastrauschen	Normalverteilung, Standardabweichung bezogen auf stündliche Höchstlast	Normalverteilung, Standardabweichung bezogen auf Jahreshöchstlast	Normalverteilung, Standardabweichung bezogen auf Monatshöchstlast	Normalverteilung, Standardabweichung in Bezug auf Jahreshöchstlast
Fahrplansprünge	Rampenmodell	keine Berücksichtigung	keine Berücksichtigung	Rampenmodell
Kraftwerksausfall	Kraftwerke werden nach Energieträgerkosten sortiert und berücksichtigt	Kraftwerkseinsatzplanung zur genauen Bestimmung, welche Kraftwerke in der jeweiligen Stunden am Netz waren	Kraftwerkseinsatzplanung zur genauen Bestimmung, welche Kraftwerke in der jeweiligen Stunden am Netz waren	Faltung der Fehlerverteilung aller Einzelkraftwerke des Kraftwerksparks

Tabelle 7: Ermittelter Summenregelleistungsbedarf für SRL und TRL unterschiedlicher Szenariojahre verschiedener Autoren

Bedarf vorzuhaltender Regelleistung				
Autor	Jost et al.	Kippelt et al.	Breuer et al.	Nitsch et al.
Szenario-jahr	2050	2033	2022	2020 - 2050
Negative Regelleistung	- 4.196 MW bis - 5.969 MW	ca. - 4.700 MW	- 6.219 MW	Ermittlung des Regelleistungsbedarfs verschiedener Szenariojahre, siehe Bild 22
Positive Regelleistung	4.282 MW bis 5.821 MW	ca. 4.800 MW	6.287 MW	

Da die einzelnen Fehler voneinander als statisch unabhängig angesehen werden, können diese durch mathematische Faltung (vgl. Maurer et al. [136]) zu einer Gesamtfehlerverteilung verknüpft werden. Auffällig an den Bemessungen der Regelleistungsvorhaltung aus Tabelle 7 erscheint das Ergebnis von Breuer et al. [133], da dieser bereits für das Szenariojahr 2022 den Höchstwert der durchschnittlichen Vorhaltung ermittelt. Da über die Ermittlung einzelner Prognosefehler keine Angaben gemacht werden, kann dieses Ergebnis auf erhöhte Annahmen dieser zurückgeführt werden. Darüber hinaus basiert die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs der oben genannten Autoren auf unterschiedliche Szenariojahre, sodass eine Ableitung einer zu- oder abnehmenden Tendenz über einen längeren Betrachtungszeitraum nicht möglich ist, wobei alle Autoren unabhängig voneinander zu dem Ergebnis eines zunehmenden Bedarfs gelangen. Daher wird im Fortlauf auf die Ergebnisse von Nitsch et al. [130] näher eingegangen, da dieser Betrachtungen über verschiedene Jahre hinweg durchführt, sodass eine zeitliche Veränderung des Sekundär- und Tertiärregelleistungsbedarfs ermittelt werden kann (vgl. Bild 22).

Bild 22 ist zu entnehmen, dass auf Basis der Szenariodaten für den betrachteten Untersuchungszeitraum von einem nahezu konstanten Sekundärregelleistungsbedarf ausgegangen werden kann, welcher auf dem Niveau des Referenzjahres 2010 in Höhe von 2,5 GW bzw. -2,0 GW verbleiben wird. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass der dominierende Faktor die Einspeisevolatilität durch den deutlichen Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen, vor allem der Windenergie- und Photovoltaikanlagen, zunehmen wird und deren Regelleistungsbedarf bezüglich der zeitlichen Komponente aus der Tertiärregelleistung bedient werden kann. Die dabei auftretenden

Prognosefehler sind in der Regel von zeitlich längerer Dauer, welche nach Durchlaufen der Primär- und Sekundärregelleistung von der Tertiärregelleistung (TRL) ausgeregelt werden [137]. Folglich ist bis 2030 mit einer signifikanten Zunahme des Bedarfs an Tertiärregelleistung um mehr als 100 % zu rechnen.

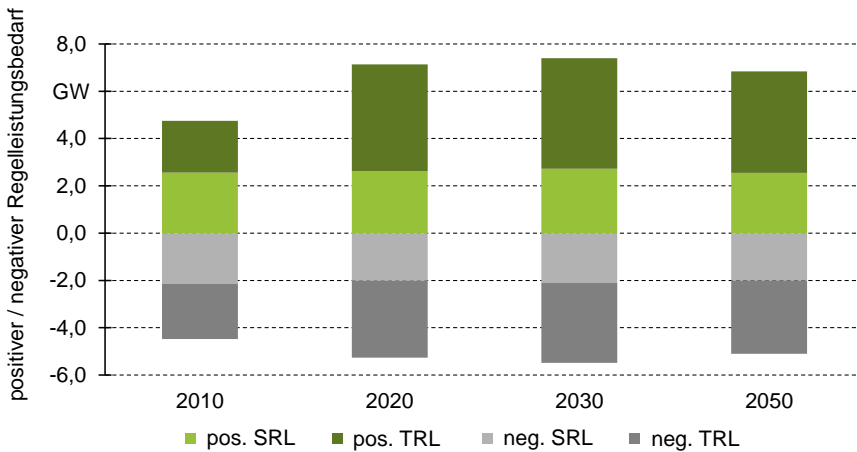


Bild 22: Künftige Entwicklung des Regelleistungsbedarfs, nach [130]

Im anschließenden Zeitraum bis 2050 wird die Tertiärregelleistung, dem Modell zur Folge, wieder leicht abnehmen, was einer bis dahin deutlich verbesserten Prognosegüte der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zugeschrieben wird. [130]

Eine naheliegende Option zur Bereitstellung von Regelleistung im künftigen Energieversorgungssystem liegt in der Nutzung des Elektromobils, dessen Bestand auf deutschen Straßen künftig deutlich zunehmen wird. Zur Deckung der in Bild 22 erforderlichen Regelleistung in den Jahren 2020 und 2030 sind bei einer derzeit maximal verfügbaren Ladeleistung von 22 kW je Ladepunkt etwa 320.000 Elektrofahrzeuge permanent erforderlich. *Arnold et al.* [138] und *Degner et al.* [139] haben bereits die prinzipielle Eignung von Elektrofahrzeugen im Schwarm zur Erbringung von Systemdienstleistungen prototypisch nachgewiesen. Offene Fragestellungen bestehen hingegen noch in der Präqualifikation von Elektrofahrzeugen sowie in der Reduktion der Latenzzeiten zur Steuerung. Darüber hinaus ist zur vollständigen Deckung des Regelleistungsbedarfs durch die Elektromobilität sicherzustellen, dass jederzeit ausreichend viele Fahrzeuge ans Netz angeschlossen sind und über entsprechende Leistungsreserven verfügen.

Zusätzlich ist die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes sicherzustellen, insbesondere wenn großflächige Elektroparkplätze am Niederspannungsnetz angeschlossen werden.

Bei der Ermittlung der Reserveleistung stellt der Prognosefehler σ , sowohl last- als auch erzeugungsseitig die größte Unwägbarkeit dar. Ausschlaggebend sind dabei jedoch die Prognosefehler der Erzeugungsleistung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie deren Kombination. *Rehtanz et al.* [82] stellen in einer Sensitivitätsanalyse den Einfluss des Prognosefehlers σ im Jahr 2033 auf den künftigen Tertiärregelleistungsbedarf dar (vgl. Bild 23). Die Analyse basiert dabei auf dem gleichen faltungsbasierten Ansatz zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs, wie er auch heute angewendet wird, unter der Annahme einer steigenden Prognosegüte, mit einem Prognosefehler $\sigma = 0,85 \%$, der in Anlehnung an die dena-Netzstudie II [140] als Referenz dient. Der künftige Tertiärregelleistungsbedarf hängt entsprechend Bild 23 maßgeblich von der technologischen Weiterentwicklung der Prognosefehlerermittlung ab.

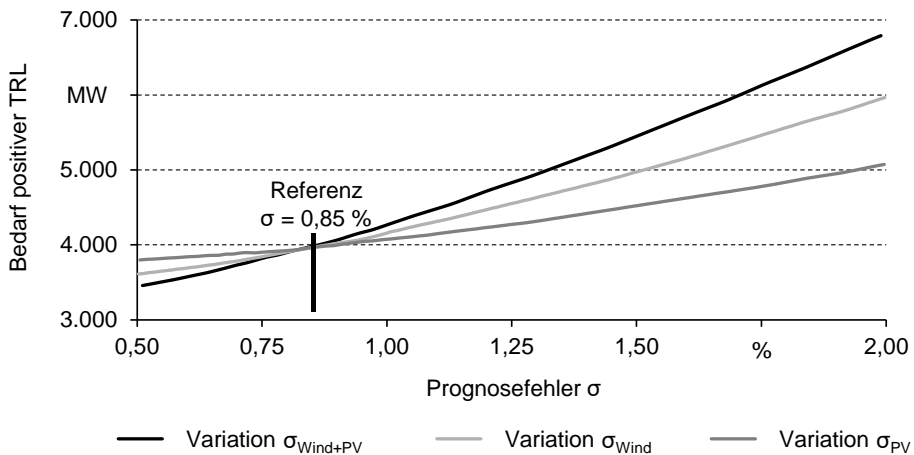


Bild 23: Auswirkungen des Prognosefehlers für elektrische Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen auf den positiven Tertiärregelleistungsbedarf, nach [82]

⁶ Windprognosefehler Onshore ($h=1$) in 2007: $\sigma = 1,6 \%$ [140]

3.3.2 Spannungshaltung

Eine weitere zu bewältigende Herausforderung, die mit dem sinkenden Anteil konventioneller Kraftwerke einhergeht, ist die Bereitstellung von Blindleistung Q zur Spannungshaltung innerhalb des zulässigen Spannungsbandes nach europäischer Norm [27]. War die Versorgungsstruktur bis dato durch einen definierten Leistungsfluss von zentralen, konventionellen Erzeugungseinheiten hin zu den Verbrauchern definiert, kann bereits heute mit zunehmender Tendenz bei hoher Einspeisung aus regenerativen Quellen und gleichzeitig geringer Netzlast eine Lastflussumkehr in ländlichen Gebieten beobachtet werden [102].

Eine unbelastete Leitung weist dabei stets ein kapazitives Verhalten auf, wohingegen mit zunehmender Wirkleistungsübertragung der induktive Blindleistungsbedarf mit dem Stromfluss längs der Leitung zunimmt. Der dabei fließende Blindstrom zur Deckung des entstehenden Blindleistungsbedarfs führt zu einem Absinken der Spannung am Leitungsende gegenüber der am Leitungsanfang als starr angenommenen Spannung am Transformator. Folglich ist die Spannung U am Ende der Leitung abhängig von der Leitungsbelastung, die durch eine Blindleistungsbereitstellung am Leitungsende geregelt werden kann. Durch eine lastnahe Erzeugung konnte bislang einerseits eine hohe Leitungsbelastung und dadurch ein hoher Blindleistungsbedarf minimiert werden, andererseits erfolgt eine Bereitstellung lokaler Blindleistung durch die örtlichen Kraftwerke (vgl. Kapitel 3.1.2). Durch die Dezentralisierung können nun lokale Konzentrationen, beispielsweise durch hohe Windeinspeisung, entstehen und zu hohen Lastflüssen über große Distanzen führen. Bild 24 zeigt schematisch den Spannungsverlauf entlang dieser Leitung. [121]

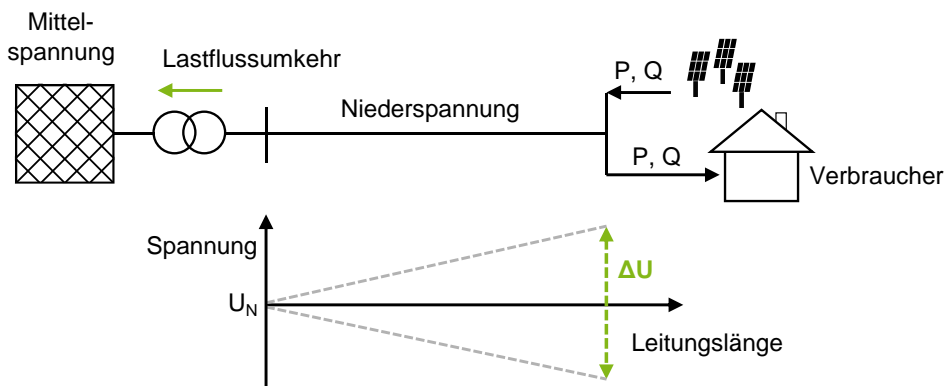


Bild 24: Spannungsband in einer Stickleitungen in ländlichen Gebieten [141]

Im Falle, dass die lokale Erzeugung den Bedarf übersteigt, ist die Spannung U am Strangende höher als am Transformator. Im Bezugsfall durch angeschlossene Verbraucher ist die Spannung geringer, wobei das jeweilige Spannungsband in beiden Fällen einzuhalten ist (vgl. Tabelle 3).

Die Übertragungsnetze erfahren insbesondere eine hohe Belastung in Szenarien mit hoher Einspeisung bei Starkwind, wenn die elektrische Energie über weite Distanzen zu den Absatzmärkten transportiert werden muss. Als Folge steigender Wirkleistungsübertragung steigt der induktive Blindleistungsbedarf bei vergrößerter Transportstrecke an, der am Leitungsende ohne Kompensation zu einem Spannungsabfall führt. Durch die einhergehende geringe Residuallast steht in diesem Fall nur eine geringe Anzahl konventioneller Kraftwerke zur Verfügung, die Blindleistung Q bereitstellen können. So übersteigt bereits heute teilweise der Energietransport über die Leitungen bei hoher Windeinspeisung und geringer Last den bei Starklast [142]. Dieses Szenario führt bereits heute vermehrt zu Herausforderungen, weshalb supplementäre Synchrongeneratoren zur Blindleistungskompensation eingesetzt werden müssen. [121]

Weiterhin führt bei Schwachlast eine geringe Windeinspeisung zu Problemen, da die Übertragungsnetze in der Regel für das Starklast-/Starkwind-Szenario dimensioniert werden und bei entsprechend wesentlich geringerer Belastung einen kapazitiven Blindleistungsbedarf aufweisen können, der schließlich zu einer Spannungserhöhung führt. Dieser Effekt wird durch zusätzliche Photovoltaikeinspeisung im Verteilnetz weiter erhöht, da es hierbei zu einer weiteren Entlastung des Übertragungsnetzes kommt.

Zur Kompensation lokaler Spannungsanhebungen und dem daraus resultierenden Blindleistungsbedarf durch die zunehmende Einspeisung elektrischer Energie auf der Verteilnetzebene wird von dezentralen Erzeugungsanlagen bereits heute gefordert, bei Wirkleistungseinspeisung gleichzeitig einen Blindleistungsbeitrag zu leisten [143]. Eine Bereitstellung von Blindleistung aus der Verteilnetzebene für die Übertragungsnetzebene durch betriebliche Steuerung findet hingegen nicht statt [82]. Insbesondere Verbraucher, Erzeuger und Netzbetriebsmittel (vor allem der Netzausbau) sind grundlegende und beeinflussende Faktoren auf das Blindleistungsverhalten, die sich unter steigender Einspeisung aus erneuerbaren Energien zunehmend ändern [144].

Der Blindleistungsgesamtbedarf wird demnach, bedingt durch das Ausscheiden konventioneller Kraftwerke an der Stromerzeugung und deren Anteilsübernahme durch regenerative Energieerzeugungsanlagen, künftig weiter ansteigen. Durch die deutlich divergenten Lastmuster dezentraler

Energieerzeugungsanlagen (DEA) gegenüber konventioneller Erzeuger wird die Blindleistungsbereitstellung bei steigender Einspeisung dargebotsabhängiger DEA unter den heutigen betrieblichen Voraussetzungen negativ beeinflusst. Durch entsprechend regulatorische, betriebliche und technische Anpassungen (ggf. Betriebsmodus maximaler Blindleistungsbereitstellung, vgl. Bild 18) kann der Blindleistungsbedarf auch künftig noch durch die aktiven konventionellen Kraftwerke, die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskonverter sowie DEAs untergelagerter Netzebenen bis zum Jahr 2033 größtenteils gedeckt werden. [82]

3.4 Herausforderungen und abgeleiteter Forschungsbedarf

Die Integration verteilter Energieerzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien und deren weiterer Ausbau gemäß der energie- und klimapolitischen Zielformulierungen der Bundesregierung führt zu den im vorangegangenen Kapitel erläuterten Herausforderungen in der Frequenz- und Spannungshaltung.

3.4.1 Relevanz der Thematik

Durch den im Rahmen der Energiewende hervorgerufenen sinkenden Anteil konventioneller Kraftwerke wird künftig auch deren Vermögen zur Bereitstellung von Blindleistung deutlich abnehmen. Zur Spannungshaltung innerhalb des Toleranzbandes ist daher die Integration örtlich verteilter blindleistungsbereitstellender Anlagen erforderlich, da Blindleistung physikalisch bedingt nicht über größere Distanzen übertragbar ist. Die Notwendigkeit zur örtlichen Verteilung nimmt durch die Dezentralisierung elektrischer Energieerzeugungsanlagen und der dadurch hervorgerufenen örtlichen Divergenz zwischen dem Ort der Leistungsbereitstellung und der großen Verbrauchszentren zu. Dieser fundamentale Wandel im Energieversorgungssystem zieht weitere Herausforderungen nach sich, da die existierenden Stromnetze zur Übertragung der Energieströme bereits heute partiell an der jeweiligen Kapazitätsgrenze betrieben werden [145]. Da jedoch künftig weitere verteilte Erzeugungsanlagen im System integriert werden sollen, und dadurch der elektrische Durchsatz einzelner Trassen weiter zunehmen wird, scheint eine Kapazitätserhöhung durch den Ausbau einzelner Netzbereiche unumgänglich.

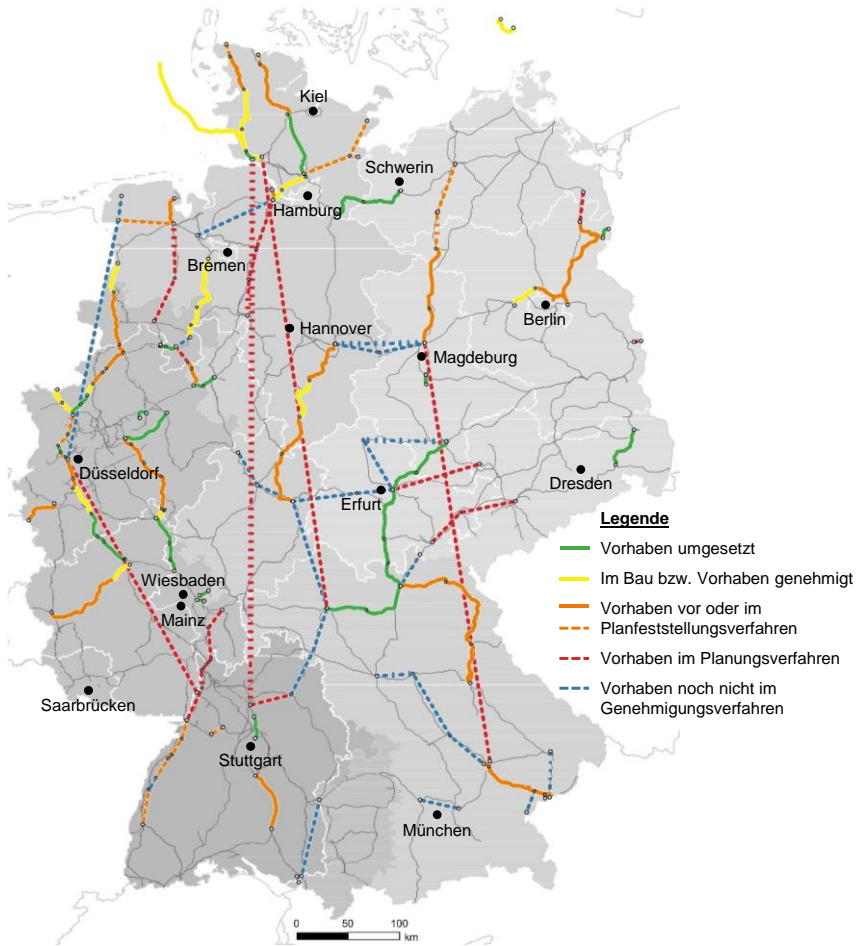


Bild 25: Netzausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz [6]

Daher sollen gemäß des Bundesbedarfsplangesetzes Leitungen mit einer Gesamtlänge von 5900 km errichtet werden (vgl. Bild 25), wovon laut Netzentwicklungsplan rund 3050 km der Kategorie „Netzverstärkung“ zuzuordnen sind, bislang jedoch erst 450 km genehmigt und vom Gesamtvorhaben lediglich 2,5 %⁷ realisiert sind [6]. Bild 25 verdeutlicht, dass die bisher geplanten Bauvorhaben in ihrer Mehrheit kaum ausgeführt wurden und zudem der Großteil der Ausbauvorhaben noch nicht einmal das Genehmigungsverfahren durchlaufen hat. Deshalb ist kurz- und mittelfristig nicht mit einer Fertigstellung und somit einer Kapazitätserhöhung zu rechnen.

⁷ Stand: September 2017

Überdies führt der Wandel in der Leistungsbereitstellung durch den steten Ausbau regenerativer Energien zu einem veränderten Einspeiseverhalten dieser Anlagen. Zeichnen sich konventionelle Kraftwerke bis dato durch eine verbrauchsinduzierte Einspeisung aus, so kann einer auftretenden Differenz zwischen eingespeister und bezogener Leistung mittels Leistungsregelung schnellregelbarer Kraftwerke entgegengewirkt werden, um die Frequenz innerhalb des zulässigen Toleranzbandes zu halten. Etwaige Frequenzabweichungen treten immer dann in Erscheinung, wenn sich die eingespeiste Leistung von der bezogenen bilanziell unterscheidet. Die Nutzung regenerativer Energien, hauptsächlich in Windenergie- und Photovoltaikanlagen, lassen aufgrund der klimatischen Abhängigkeit keine unmittelbare Leistungsregelung zu. Aus technischen Gesichtspunkten heraus ist lediglich eine Leistungsreduzierung durch Abregelung möglich. Auftretende Differenzen zwischen eingespeister und bezogener Leistung werden daher durch die Vorhaltung von Regelleistung mittels konventioneller thermischer Kraftwerken ausgeglichen. Entsprechend der Ausbauszenarien und dem damit verbundenen erhöhten Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung ist künftig mit einem zunehmenden Regelleistungsbedarf zu rechnen, der bereits heute nicht nur bei tatsächlicher Inanspruchnahme durch den zu bezahlenden Arbeitspreis vergütet wird, sondern bereits für dessen Vorhaltung (Leistungspreis) [146].

Eine wirtschaftliche Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen in das Energieversorgungssystem ist folglich nur dann möglich, wenn konventionelle Kraftwerke komplett vom Netz genommen werden können und nicht als sogenannte Schattenkraftwerke agieren, um lediglich im Bedarfsfall die fehlende elektrische Leistung im Netz bereitzustellen. Schattenkraftwerke agieren im permanenten Betrieb lediglich mit Mindestleistung und befinden sich dabei in sog. „Warmreserve“, in Erwartung bei Bedarf auf Volllast hochgefahren zu werden. Die Erbringung der Mindestleistung stellt dabei jedoch nicht den optimalen Betriebspunkt dar, weshalb der Wirkungsgrad deutlich geringer ist und damit höhere relative Betriebskosten einhergehen. Zudem ist eine Integration volatiler Einspeiser lediglich dann vollumfänglich möglich, wenn die Divergenz zwischen Energiebedarf und der Bereitstellung aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden kann und somit zusätzliche, kritische Netzzustände vermieden werden können. Das Auftreten dieser Divergenzen kann sowohl angebotsseitige Gründe haben, bedingt durch Schwankungen der vorherrschenden Wetersituation und dadurch hervorgerufene Schwankungen in der Erzeugung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen, sowie durch ungeplante Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke als auch nachfrageseitig

durch unerwartete Lastschwankungen und dadurch hervorgerufene Abweichungen von der Lastverhaltensprognose. Zur Vermeidung von Systemstörungen kann einer Divergenz auf drei unterschiedliche Möglichkeiten begegnet werden [114]:

- Erzeugungsseitige Anpassung an den Energiebedarf
- Speicherung überschüssiger elektrischer Energie
- Zeitliche Verschiebung der Nachfrage

Wie bereits eingangs erläutert, ist eine erzeugungsseitige Anpassung an den Energiebedarf mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen nur durch Abregelung zu realisieren, was jedoch dem politischen Ziel eines hohen Anteils EE an der Bruttostromerzeugung entgegensteht. Eine Abregelung konventioneller Kraftwerke zum Lastausgleich innerhalb kurzer Zeiträume ist hingegen aufgrund deren teilweise träges Regelungsverhalten nicht ohne weiteres möglich oder kann wegen der Verpflichtung zur Erbringung von Systemdienstleistungen nicht durchgeführt werden. Aufgrund erman- gelnder Alternativen wird zur Wahrung der Netzstabilität in betreffenden Zeiträumen vom sog. Einspeisemanagement Gebrauch gemacht und durch das EEG geschützte Anlagen abgeregelt, wofür die entsprechende Anlagen- betreiber finanziell entschädigt werden.

Eine weitere Möglichkeit diesen Herausforderungen zu begegnen, liegt in der Integration dezentraler Speichertechnologien in das Energieversor- gungssystem, wodurch die elektrische Energie in Teilen in der Region der Einspeisung verbleiben könne und somit der elektrische Leistungsfluss in den Haupttrassen verringert werden kann [P1]. Eine Speicherintegration wirkt sich darüber hinaus auch positiv auf pekuniäre Gesichtspunkte aus, wenn durch ein Beladen eines Speichers ein Abregeln einspeisebevorzug- ter, regenerativer Erzeugungsanlagen aufgrund netzstabilisierender Not-wendigkeiten in Fällen des Energieüberschusses verhindert werden kann. So können diese überschüssigen Energiemengen zu einem späteren Zeit- punkt in das Versorgungssystem rückgespeist werden, wohingegen ein netzbedingtes Abregeln EEG-geschützter Anlagen zu monetären Aus- gleichszahlungen für die entgangene Einspeisevergütung führt. Neben der Reduzierung von Leistungsflüssen in hochfrequentierten Netzabschnitten und der Vermeidung von Anlagenabregelungen wirkt sich eine Speicherin- tegration durch die Möglichkeit des Ein- und Ausspeicherns elektrischer Energie harmonisierend auf bilanzielle Divergenzen zwischen Stromerzeu- gung und -bezug aus und trägt dadurch zur Frequenzhaltung bei. Welche Art von Energiespeicher für das jeweilige Anwendungsszenario eingesetzt werden kann, ist abhängig von den Anforderungen bezüglich der Leistung

und der Speicherkapazität. In Tabelle 8 sind die Eigenschaften unterschiedlicher Speichertechnologien dargestellt, insbesondere diejenigen, die imstande sind wieder elektrische Energie direkt oder über Umwandlungsprozesse abzugeben.

Tabelle 8: Speichertechnologien und deren Eigenschaften, Datenquelle [147-149]

Technologie	Energiedichte in kWh/m ³	Leistung MW	Wirkungsgrad	Speicherkosten in €/kWh
Pumpspeicherkraftwerk	0,3 - 1,5	1 - 1000	75 - 82 %	5 - 20
Druckluftspeicher	3,0 - 6,0	300 - 1000	40 - 70 %	40 - 80
Bleisäurebatterien	50 - 100	k. A.	70 - 75 %	100 - 250
Li-Ion-Batterien	200 - 350	bis 300	80 - 85 %	300 - 800
NaS-Batterien	150 - 250	0,05 - 10	68 - 75 %	500 - 700
Redox-Flow-Batterien	20 - 70	0,05 - 50	70 - 80 %	300 - 500

Wie obenstehende Tabelle 8 zeigt, sind die Kosten aktuell verfügbarer Speichertechnologien im Vergleich zu derer von Pumpspeicherkraftwerken ökonomisch nicht konkurrenzfähig, um flächendeckend eingesetzt werden zu können. Soll beispielsweise die von Pumpspeicherkraftwerken erbrachte Speicherkapazität in Deutschland in gleicher Größenordnung mittels Lithium-Ionen-Batterien erweitert werden, so resultiert in diesem Fall ein Investitionsvolumen, unter Vernachlässigung von Skaleneffekten, von rund 7,5 Mrd. Euro. Sofern die Investitionskosten einzelner Technologien in Zukunft nicht deutlich abnehmen werden, ist unter diesen Gesichtspunkten eine großflächige Speicherintegration im Moment nicht abzusehen. Abhilfe kann jedoch künftig die Elektromobilität schaffen, indem die Batteriespeicher der Fahrzeuge als zusätzliche Energiespeicher im Versorgungssystem steuerbar und darüber nutzbar gemacht werden.

Verschiedene Faktoren bedingen jedoch schon heute immer häufiger Zeiträume mit Energieüberschüssen, die zur Beladung von Energiespeichern genutzt werden können. Diese Überschusszeiten äußern sich aufgrund des marktwirtschaftlichen Charakters des Energiesektors durch eine negative Preisbildung (vgl. Tabelle 9) für die Abnahme elektrischer Energie an der Strombörse. Die Gründe einer negativen Strompreisbildung sind allerdings nicht ausschließlich auf erneuerbaren Energien zurückzuführen. Für Kraftwerksbetreiber ist es oftmals ökonomisch sinnvoller einen Kraftwerksblock

im optimierten Betriebspunkt weiterzubetreiben und in diesem Zeitabschnitt negative Preise für die Stromabnahme zu akzeptieren, da ein Herunter- und anschließendes Wiederanfahren des Kraftwerks in vielen Fällen mit höheren Kosten verbunden ist. Weiterhin unterliegen viele Kraftwerke (> 100 MW) der Verpflichtung, Systemdienstleistungen in Form von Regel- oder Blindleistung bereitzustellen und haben daher ein bestimmtes Einspeiseniveau aufrechtzuerhalten, weswegen sie von Börsenpreisentwicklungen entkoppelt sind. Darüber hinaus leisten auch thermische Kraftwerke mit Wärmebereitstellungsverpflichtung einen elektrischen Beitrag, der die Flexibilität des Kraftwerks einschränkt. Ein negativer Strompreis ist folglich nicht alleine auf das Vorhandensein großer Einspeisemengen aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen zurückzuführen, sondern auf die Kombination deren Auftretens in Zusammenhang mit technischen und ökonomischen Restriktionen konventioneller Kraftwerke. [150]

Tabelle 9: Jahresstunden mit negativen Strompreisen an der Pariser Strombörse European Power Exchange nach [151]

Jahr	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Stunden mit negativen Preisen	12	15	56	64	64	126

Wie Tabelle 9 zeigt, traten in den vergangenen Jahren zunehmend Zeiten mit negativen Preisen auf. Im Jahr 2015 wurden bereits an 25 Tagen [152] des Jahres insgesamt 126 Stunden mit negativen Preisen an der Strombörse European Power Exchange (EPEX SPOT) in Paris registriert, womit sich die Anzahl der Stunden mit Negativpreisen im Vergleich zum Jahr 2010 verzehnfacht hat. Negative Strompreise treten meist dann auf, wenn die Einspeisung aus fluktuierenden regenerativen Energien überdurchschnittlich hoch ist, und zeitgleich eine geringe Nachfrage im Netz vorherrscht, wie beispielsweise an Wochenenden oder Feiertagen. Bild 26 zeigt die gehandelten Energiemengen an der Strombörse, den dafür aufgerufenen Strompreis, den Bedarf elektrischer Energie sowie die eingespeiste Energiemenge aus erneuerbaren Energien für einen exemplarischen Wochenendtag im Mai 2016. Dieser Tag ist geprägt von einer hohen Einspeiseleistung aus regenerativen Energien, sodass in den Mittagsstunden mit einer Leistung von bis zu 44 GW aus Windenergie- und PV-Anlagen in das Netz eingespeist wurde.

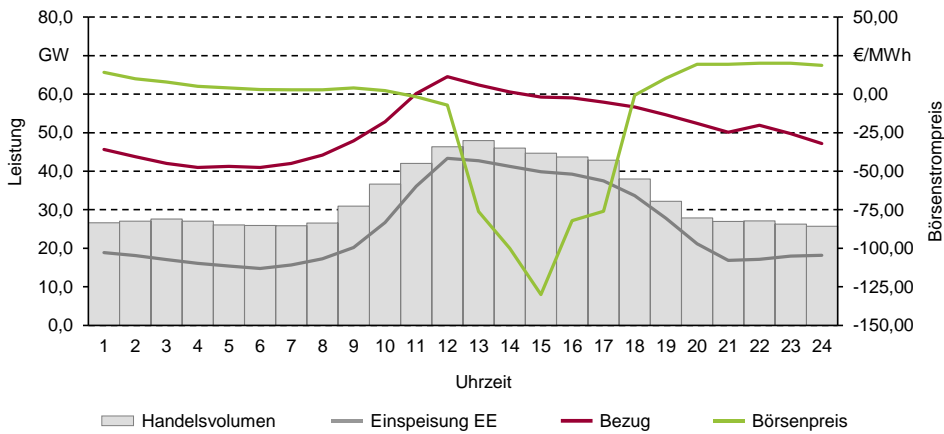


Bild 26: Börsenstrompreis, Handelsvolumen, Einspeisung aus EE sowie Strombezug für Sonntag, 8. Mai 2016, Datenquelle [153–155]

Trotz dieser maximalen Einspeisung, konnte zu keinem Zeitpunkt der Strombedarf in der Bundesrepublik rein aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden. Das zeigt, dass ein negativer Strompreis nicht alleine von der Einspeiseleistung fluktuierender Einspeiser abhängt, sondern auf eine mangelnde Flexibilität im Energiesystem zurückzuführen ist. Entsprechend ist in diesem Zeitraum die elektrische Leistung aus Gründen der Systemstabilität anderweitig abzunehmen, sodass sich bei erhöhtem Angebot, jedoch nur geringer Nachfrage ein negativer Strompreis einstellt. Götz *et al.* [156] prognostizieren unter der Annahme einer weiterhin fehlenden Flexibilisierung von Kraftwerken und Großverbrauchern bereits im Jahr 2022 eine deutliche Steigerung auf über 1200 Jahresstunden mit negativen Strompreisen. Demzufolge sind technische Lösungen notwendig, die eine zeitflexible Abnahme elektrischer Energie für den Energieversorger ermöglichen.

3.4.2 Handlungsbedarf

Da eine flächendeckende Integration diverser Speichertechnologien aufgrund hoher Investitionskosten derzeit keine wirtschaftlich realisierbare Lösungsoption bietet, um diese potentiellen Überschussmengen aufzunehmen, stellt in erster Linie die zeitliche Verschiebung der Nachfrage in Zeiträume des Überschusses eine zentrale Möglichkeit dar, Differenzen zwischen Erzeugung und Bezug zu harmonisieren. Im industriellen Umfeld finden Regelungs- und Lastbeeinflussungsmaßnahmen bereits praktische Anwendung. Neuartige Konzepte, wie beispielsweise die Nutzung von

Druckluftsystemen und kompressiblen Fluiden, sind hingegen in der Entwicklungsphase [P2, 157]. Während die lastseitige Beeinflussung in der Industrie gelebte Praxis ist, findet im Haushaltssektor bisweilen keine direkte Laststeuerung statt, obwohl, bezogen auf den Gesamtstrombedarf, ein nennenswerter Anteil in Höhe von 25 % auf den Sektor der Haushalte [158] entfällt und damit ein großes theoretisch zu erschließendes Potential birgt, um einen Beitrag zur Energieeffizienzsteigerung des Versorgungssystems zu leisten.

Vor diesem Hintergrund werden im Rahmen dieser Arbeit mögliche Potentiale zur Flexibilisierung des elektrischen Energiebedarfs und somit zur gezielten Laststeuerung im Umfeld des privaten Wohnens identifiziert sowie entsprechend ihres technischen Potential klassifiziert. Auf Basis der Beantwortung der Fragen, welche Gerätearten sich besonders für das Lastmanagement eignen und welche Potentiale einzelne Gerätegruppen ausweisen wird ein Konzept zur Nutzung jener Gerätegruppe entwickelt, der das derzeit höchstaufweisende Umsetzungspotential zugesprochen wird. Für die Entwicklung eines informations- und kommunikationstechnischen Konzeptes wird insbesondere die Frage entscheidend sein, ob der Nutzer selbst zum Lastmanagement angewiesen werden soll oder ob die Steuerung der Geräte zentral aus der Leitstelle des Energieversorgungsunternehmens heraus geschehen soll. Im Anschluss an die Entwicklung des Konzepts und der dafür notwendigen Softwarearchitektur sind die theoretischen Überlegungen innerhalb einer Testumgebung zu implementieren um etwaige Schaltverhalten der Geräte zu erproben. Aufgrund der Ermangelung ausreichender Energieüberschusszeiten und einer flächendeckenden Ausrüstung sämtlicher Haushalte innerhalb eines Versorgungsgebiet und der dadurch fehlenden Möglichkeit der Auswertung etwaiger Netzzrückwirkungen durch das Lastmanagement wird mittels verschiedener Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien das tatsächliche Demand Side Management Potential dieser Geräteklasse auf Basis von Simulationen ermittelt.

4 Potentialanalyse zum Lastmanagement im Sektor des privaten Wohnens

Die Analyse des innerdeutschen Endenergiebedarfs zeigt, dass der Sektor der Haushalte einen ähnlich hohen Anteil aufweist, wie der des Verkehrs und der Industrie (vgl. Bild 27, links). Unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen energiewirtschaftlicher Fragestellungen sind jedoch elektrische Gerätschaften und somit ausschließlich elektrische Energieverbräuche für eine nähere Betrachtung von Relevanz.

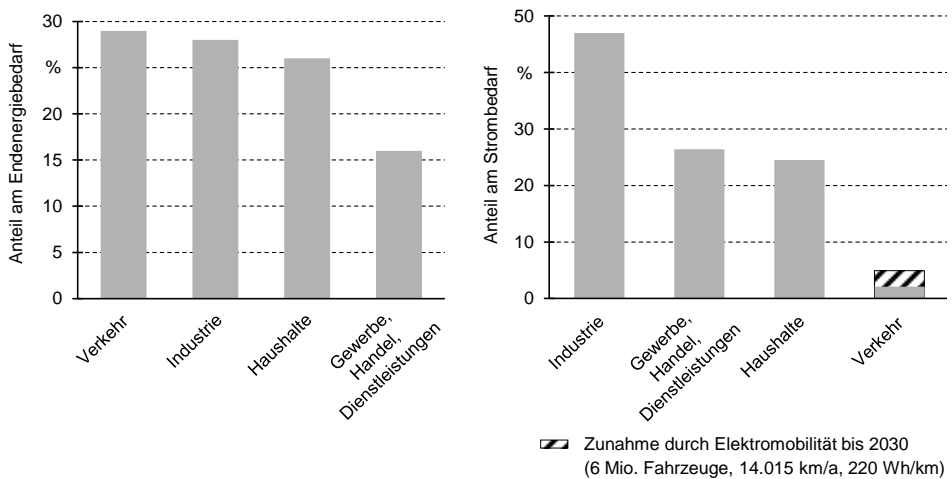


Bild 27: Endenergieverbrauch nach Sektoren (links) und Stromverbrauch nach Verbrauchsgruppen (rechts) in Deutschland im Jahr 2016, Datenquelle [5, 158]

Wie aus Bild 27 (rechts) hervorgeht, stellt sich bezüglich des elektrischen Energieverbrauchs eine gänzlich unterschiedliche Verteilung der aufgeführten Sektoren ein. So ist der Sektor der Privathaushalte, neben Handel, Gewerbe und Dienstleistungen, mit einem Anteil von 25 % am Gesamtstrombedarf, der zweitgrößte Strombezieher nach der Industrie in Deutschland. Mit vernachlässigbaren Strombedarfen folgen die Landwirtschaft und der Verkehrssektor, der jedoch aufgrund staatlicher Subventionen beim Kauf von Elektrofahrzeugen künftig ein deutliches Wachstum erfahren wird [159, 160]. Während im industriellen Umfeld die Flexibilisierung der Stromnachfrage bereits durch die Verlagerung zeitflexibler Prozesse in Zeiträume mit hoher Stromeinspeisung erfolgt [161, P3], finden im Bereich des privaten Wohnens bisher kaum Aktivitäten dieser Art statt, obwohl, bemessen am Energiebedarf, Potential in nennenswerten Umfang

vorhanden wäre. Im Folgenden werden daher grundlegende Maßnahmen des Lastmanagements erörtert, Energiesenken unterschiedlicher elektrischer Verbraucher im Sektor der Privathaushalte analysiert und entsprechend ihrer Eignung zum Demand Side Management geclustert.

4.1 Grundlagen des Lastmanagements

Die im Rahmen des fortschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien einhergehende Notwendigkeit zur zeitlichen Flexibilisierung des Verbraucherverhaltens durch Konsumenten, sei es im industriellen oder privaten Umfeld, haben vielfältige Begrifflichkeiten und Definitionen zur Beschreibung von Lastmanagement- bzw. -beeinflussungsmaßnahmen hervorgebracht, welche teilweise parallel oder synonym zur Beschreibung des identischen Inhalts verwendet werden. Zur Abgrenzung der Begrifflichkeiten werden diese im Folgenden anhand unterschiedlicher Definitionen verschiedener Autoren erörtert, die unterschiedlichen Konzepte zur zeitflexiblen Verschiebung von Verbrauchern erläutert sowie eine Abgrenzung des Potentialbegriffs vorgenommen.

4.1.1 Begriffsdefinition und Abgrenzung

Da es keine einheitliche, offizielle Definition gibt, werden im Zusammenhang mit lastbeeinflussenden Maßnahmen in der Forschungslandschaft vermehrt die Begrifflichkeiten *Lastmanagement (LM)*, *Demand Side Management (DSM)* und *Demand Response (DR)* synonym verwendet. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal in Bezug auf die Laststeuerung liegt nach der Interpretationen verschiedener Autoren in der Art der technischen Umsetzung. Ist diese indirekt, d. h. eine Veränderung der Verbrauchslast infolge einer Reaktion auf ein Anreizsystem, so ist allgemein hin der Terminus des Demand Response gebräuchlich. Entsprechend dieses Verständnisses verwendet das *U.S. Department of Energy* eine inhaltlich ähnliche Definition: „*Demand response is a tariff or program established to motivate changes in electric use by end-use customers in response to changes in the price of electricity over time, or to give incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high market prices or when grid reliability is jeopardized*” [162]. Aufgrund dieser Auffassung liegt der Anreiz zur Verhaltensanpassung in monetären Beweggründen mit dem Fokus auf einer Reduktion des Stromverbrauchs, wenn beispielsweise die Netzzuverlässigkeit gefährdet ist. Eine Lasterhöhung etwa in Zeiten erhöhter Energieeinspeisung wird nicht explizit adressiert, ist jedoch zwangsläufig die

Folge unter der Prämisse, dass keine allgemeine Energieeinsparung erfolgt und der Gesamtstrombedarf beim Kunden konstant ist.

Ohne dabei explizite monetäre Anreize als Grundlage zu nennen, nehmen *Albadi & El-Saadany* [163] diesen Gedankengang auf, indem sie DR als eine absichtlich hervorgerufene Lastkurvenverlaufsbeeinflussung durch Endkunden beschreiben.

Greening [164] merkt zudem an, dass neben der reinen Beeinflussung der Kundenseite infolge von Reaktionen auf Änderungen des Strompreises auch die Umsetzung energieeffizienter Technologien Bestandteile des DR seien.

Die *International Energy Agency* [165] beschreibt in ihrem „*Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programs*“ das DR als einen Oberbegriff für das DSM und das Demand Side Bidding (DSB). Unter DSM fallen deren Auffassung nach sämtliche Aktionen, die die Energieeffizienz im Allgemeinen betreffen und den Verbrauch von Energie langfristig beeinflussen. Dagegen charakterisiert DSB Prozesse, die zur kurzfristigen Flexibilisierung von Stromverbrauchern beitragen. Diese konträre Definition des Demand Side Managements beschreibt erstmals das Demand Response nicht als eine Reaktion auf Tarife, sondern vielmehr als eine generelle Beeinflussung der Lastseite.

Die *Energetischen Gesellschaft im VDE* [166] versteht das Demand Response hingegen, ebenso wie das *U.S. Department of Energy*, als die indirekte Beeinflussung des Kunden mittels Anreiztarifen. Dagegen will das Demand Side Management als die direkte Beeinflussung des verbrauchsseitigen Energiebedarfs verstanden werden, worunter nicht ausschließlich eine Reduktion des Energieverbrauchs zu verstehen ist, sondern, sofern dies erforderlich ist, auch eine zeitweise Erhöhung.

Einer ähnlichen Auffassung ist die *Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.* [167], die Demand Response als „eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt [...]“ ansieht. Auch nach deren Verständnis, ist DR eine indirekte Laststeuerung durch externe, monetäre Anreize.

Heussen et al. [168] unterscheiden hinsichtlich des Verständnisses zwischen direktem und indirektem Lastmanagement. Unter direktem Lastmanagement wird die aktive Steuerung einzelner Verbraucher verstanden, wohingegen das indirekte Lastmanagement ebenfalls über die Veränderung des Verbrauchsverhaltens aufgrund von Strompreisanreizen definiert wird.

Allen Definitionen und Interpretationen ist gemein, dass unter Lastmanagement die gezielte Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens bei Kunden verstanden wird. Im Fortlauf dieser Arbeit wird sich deshalb auch an der Mehrheit dieser Definitionen orientiert, die Demand Response als indirekte Beeinflussung des Kunden über Strompreissignale und Demand Side Management als direkte Beeinflussung des verbrauchsseitigen Energiebedarfs betrachtet, worunter im Zusammenhang dieser Arbeit die aktive Fernsteuerbarkeit elektrischer Verbraucher verstanden werden will.

4.1.2 Formen des Lastmanagements

Die übergeordnete Intension des Lastmanagements ist es, mit Hilfe unterschiedlicher Strategien die Kundenaktivitäten aktiv (Demand Side Management) oder passiv (Demand Response) so zu beeinflussen, dass sich dadurch der Gesamtlastgang im entsprechenden Versorgungsgebiet wesentlich ändert. Das Energieversorgungsunternehmen folgt dabei dem Ziel einer kostenoptimierten Kraftwerkseinsatzplanung und der damit einhergehenden Einsparung durch Verbrauchsreduzierung fossiler Brennstoffe (vgl. Bild 28).

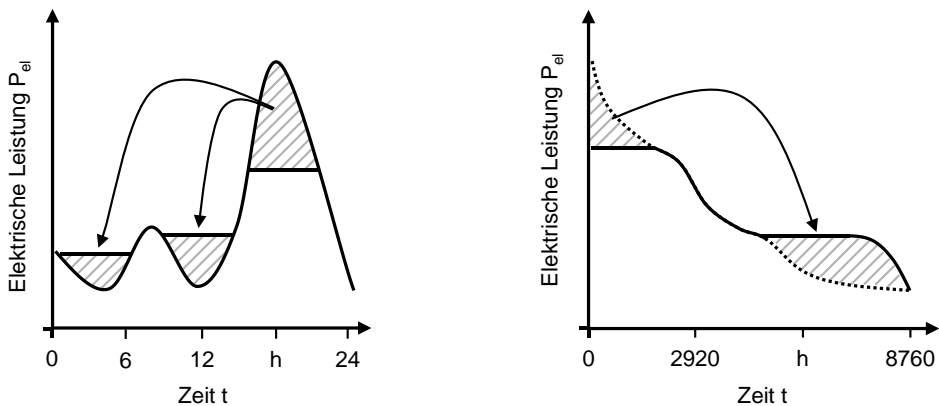


Bild 28: Lastmanagementmaßnahmen (links) zur Optimierung der Residuallastkurve bspw. kostenintensiver Gaskraftwerke (rechts), nach [169]

Im Rahmen der Energiewende und des Ausbaus erneuerbarer Energien kommt eine zusätzliche Optimierungsgröße hinzu, die die sinnvolle Verteilung und Nutzung überschüssiger elektrischer Energie aus regenerativen Erzeugungsanlagen durch unterschiedliche Lastmanagementmaßnahmen adressiert.

Eine erste Klassifikation verschiedener Ansätze zur Lastbeeinflussung wurde von *Gellings* [170] vorgenommen, dessen Charakterisierung der Strategien weitere Autoren folgen [171–173]. Demnach können nachfolgende sechs Maßnahmen innerhalb der gezielten Lastbeeinflussung unterschieden werden:

- Reduktion der Spitzenlast (Peak Clipping)
- Lasterhöhung in Schwachlastzeiten (Valley Filling)
- Zeitliche Lastverschiebung (Load Shifting)
- Flexibilisierung der Lastkurve (Flexible Load Shape)
- Strategische Lastreduktion (Strategic Conservation)
- Strategische Lasterhöhung (Strategic Load Growth)

So stellen das „Peak Clipping“ und das „Valley Filling“ die klassischen und ursprünglichen Formen der Lasteinflussnahme dar (vgl. Bild 29). Wie zuvor in Bild 8 dargestellt, weist der Lastgang eines durchschnittlichen Haushalts im Laufe eines Tages neben expliziten Lastspitzen auch Zeiträume mit geringer Nachfrage, sogenannte Lasttäler, auf. Zur Frequenzhaltung werden die verbrauchsseitigen Lastschwankungen erzeugungsseitig durch die Regelung der Einspeiseleistung konventioneller Kraftwerke kompensiert, sodass zu jedem Zeitpunkt ein Leistungsgleichgewicht vorherrscht. Da Kraftwerke auf Basis fossiler Energien lediglich in einem bestimmten Betriebspunkt kostenminimal in das Netz einspeisen können, sind Energieversorger bedacht, diese möglichst wenigen Leistungsänderungen auszusetzen und daher den Lastgang nach Möglichkeit zu harmonisieren [174]. Aufgrund hoher spezifischer Betriebskosten verursachen vor allem Lastspitzen, deren Ausgleich den Einsatz von Spitzenlastkraftwerken erfordert, hohe Kosten für das EVU.

Energieversorgungsunternehmen in den USA haben bereits ein hohes Potential darin erkannt, diese Lastspitzen verbrauchsseitig über direkte Fernschaltvorgänge (DSM) [175] bzw. indirekt durch variable Strompreise (DR), nach dem „Critical-Peak-Pricing“-Modell [176] zu kappen (Peak Clipping). Dadurch ergeben sich gänzlich neue Geschäftsmodelle und -felder auch für ursprünglich dem Energiesektor ferne Unternehmen, wie beispielsweise Google nest, durch die Steuerung von Klimageräten im Schwarm und darüber die Beeinflussung der Gesamtlastkurve [175].

Komplementär hierzu steht zur Vergleichmäßigung des Lastgangs das sog. Valley Filling, bei dem in Schwachlastzeiten eine Verbrauchserhöhung erfolgt. Klassischerweise werden hierzu Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt, um in Zeiten geringer Stromnachfrage die oberen Wasserreservoirs zu füllen, indem die dazu erforderlichen Pumpen als zusätzliche Netzlast, zur

Erhöhung derselben, betrieben werden. Da eine reine Verbrauchserhöhung durch Zuschalten elektrischer Verbraucher einer Form der Verschwendung gleichen würde, findet die kombinierte Anwendung des Peak Clippings und des Valley Fillings statt. Wie durch das Load Shifting maßgeblich gekennzeichnet, werden so Verbräuche von Spitzenlast- in Schwachlastzeiten verschoben (vgl. Bild 29).

Das Verschieben von Lastspitzen in Zeiträume geringen Strombezugs harmonisiert die Lastkurve und sorgt damit für eine Vereinheitlichung dieser. Beispielsweise stellt die Lastharmonisierung durch Load Shifting für Industrieunternehmen bereits heute eine wirtschaftlich interessante Option dar, da diese durch einen gleichmäßigen Strombezug die Kosten für Netznutzungsentgelte um bis zu 90 % reduzieren können⁸. Das Load Shifting findet bereits praktische Anwendung in großen Kühllhäusern [177], bei denen der Zeitpunkt des Betriebs oftmals zeitlich vorgelagert oder nach hinten verschoben werden kann.

Einen Schritt über das Load Shifting hinaus geht die Strategie der Flexible Load Shape mit einer vollständigen Flexibilisierung der Lastkurve. Durch den stattfindenden Wandel in der Energieversorgung, von einem auf fossile Energiequellen basierenden, nachfrageinduzierten System, hin zu einem auf die volatile Stromerzeugung ausgerichteten ist die vollständige Anpassung des Bedarfs an die Erzeugungskurve anzustreben. Die technische Umsetzung der Flexible Load Shape erfordert jedoch einen strikt an der Stromerzeugung ausgerichteten, variablen Strompreis, nach dem Modell des Real-Time-Pricings [178].

Neben der Beeinflussung der Lasthöhe innerhalb bestimmter Zeiträume zählt auch eine generelle Senkung des Stromverbrauchs zu den Lastmanagementmaßnahmen. Eine Verringerung des Strombedarfs führt überdies zur Reduktion des Brennstoffeinsatzes fossiler Kraftwerke und dadurch zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen, welche u. a. Kernbestandteil der europäischen Klimaziele sind. Auch das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung [76] sieht bis zum Jahr 2050 eine Reduzierung des Stromverbrauchs gegenüber dem Referenzjahr 2008 in Höhe von 25 % vor [174]. Die Lasterrhöhung als Gegenstück zur Lastsenkung findet heutzutage als strategisches Ziel des Lastmanagements indes keine Anwendung. Vielmehr ist darunter eine bis heute andauernde Elektrifizierung zu verstehen sowie die Fragestellung, wie der dadurch verursachte Mehrverbrauch elektrischer

⁸ Nach Stromentgeltverordnung StromNEV §19

Energie sinnvoll in das Lastmanagement zu integrieren ist. Eine partielle Anwendung der strategischen Lasterhöhung findet lediglich im Valley Filling statt.

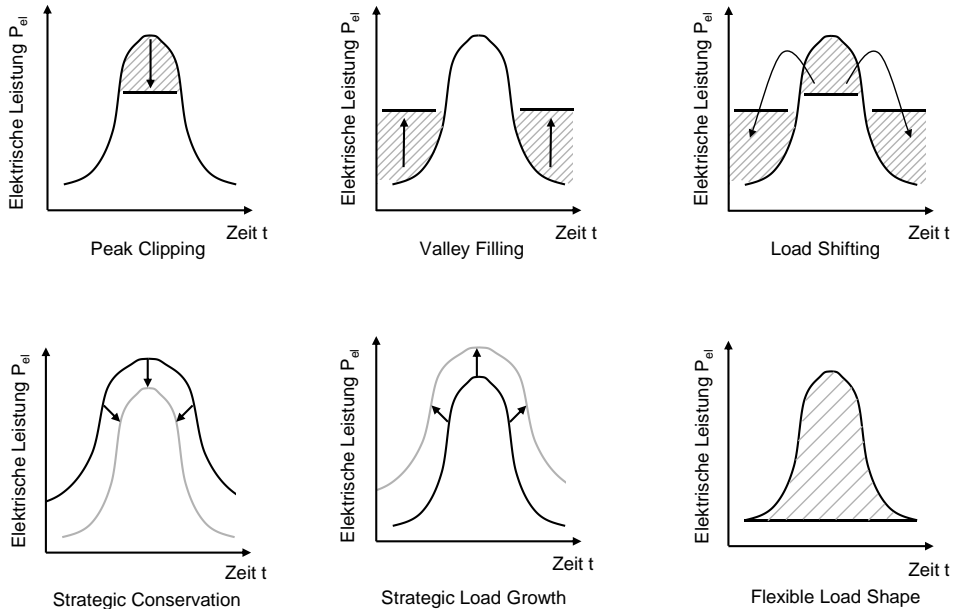


Bild 29: Typisierung von Lastkurvenveränderungen im Rahmen von DSM-Maßnahmen in Anlehnung an [170]

Die unterschiedlichen Maßnahmen zur Lastbeeinflussung nach *Gellings* [170] finden in abgewandelter Form auch in der heutigen Kapazitätsabstimmung zur Produktionssteuerung Anwendung. So kann beispielsweise die Annahme von Fremdaufträgen mit dem Valley Filling gleichgesetzt werden, wohingegen das Peak Clipping der Fremdvergabe von Aufträgen entspricht. Eine zeitliche Umverteilung von Fertigungsaufträgen zur Harmonisierung der Anlagenauslastung stellt das Äquivalent zur Strategie des Load Shiftings dar. Die abgeleiteten Methoden zur Produktionsplanung können wiederum in weitere Strategien für das Lastmanagement überführt werden. So kann der Zu- oder Verkauf von Energie als eine Form des Lastmanagements angesehen werden sowie die Verschiebung zwischen unterschiedlichen Primärenergieträgern.

4.1.3 Der Potentialbegriff

Da das Lastmanagement als technische Lösung u. a. ökonomischen Einschränkungen unterliegt, ist eine Abgrenzung des Potentialbegriffes notwendig. So findet eine Unterscheidung zwischen dem theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und realisierbaren Potential statt (vgl. Bild 30) [179]. Alle elektrischen Verbraucher stellen grundsätzlich ein theoretisch zu erschließendes Potential dar. Elektrische Geräte, die dem Demand Side Management zugänglich gemacht werden sollen, benötigen zudem eine kommunikationstechnische Anbindung zur Erfüllung des technischen Potentials. Das wirtschaftliche Potential umfasst zudem ökonomische Aspekte, d. h. lediglich solche Geräte und Anlagen, deren Einsatz zum DSM auch finanziell als sinnvoll erachtet wird. Eine weitere Restriktion der technischen Potentiale, stellt die Akzeptanz der Nutzer jener elektrischen Gerätschaften dar. Nur wenn diese im Rahmen einer Verhaltensänderung oder aktiven Teilnahme das Demand Side Management unterstützen, kann ein theoretisch vorhandenes Potential auch realisiert werden. Ziel der nachfolgenden Untersuchung ist es, jene Geräte innerhalb des Wohnumfeldes zu identifizieren, die ein theoretisches Potential aufweisen, um diese dann anschließend bezüglich ihres technisch-ökonomischen Potentials hin einzugrenzen.

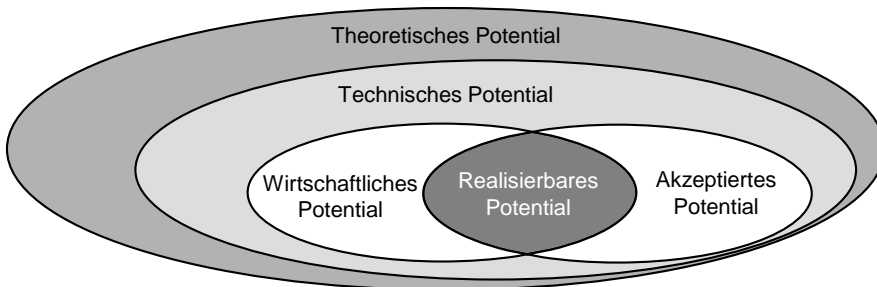


Bild 30: Abgrenzung des Potentialbegriffs, in Anlehnung an [180]

4.2 Analyse unterschiedlicher Energiesenken im Wohnumfeld

Die tatsächliche Höhe des theoretischen Potentials lastbeeinflussender Maßnahmen unterschiedlicher elektrischer Verbraucher im Bereich des privaten Wohnens, ist abhängig von deren Anzahl, deren Einsatzhäufigkeit

sowie der gerätespezifischen Eigenschaften. Darunter fällt die Leistungsaufnahme je Nutzungsvorgang sowie die jeweilige Nutzungsdauer.

4.2.1 Haushaltsentwicklung als Indikator der Geräteverfügbarkeit

Zur Ermittlung des Lastmanagementpotentials im Bereich der privaten Haushalte ist die Entwicklung der Haushaltszusammensetzung und der daraus resultierenden Anzahl der zur Verfügung stehenden elektrischen Geräte von signifikanter Bedeutung. Der Bevölkerungsstand in der Bundesrepublik Deutschland umfasste, gemäß der letztmaligen Erfassung im Rahmen des Mikrozensus [181] aus dem Jahr 2014, rund 80,1 Mio. Menschen, die zusammen 40,2 Mio. Haushalte [182] bewohnten. Die Zusammensetzung gemeinschaftlich bewohnter Objekte weist hierbei einen in den letzten Jahren zunehmenden Trend hin zu kleineren Haushaltsgrößen auf, was dem demografischen Wandel zugeschrieben wird. So führt diese Entwicklung dazu, dass der derzeitige Gebäudebestand zu 75 % als Single- bzw. Zwei-Personen-Haushalte geführt wird (vgl. Bild 31).

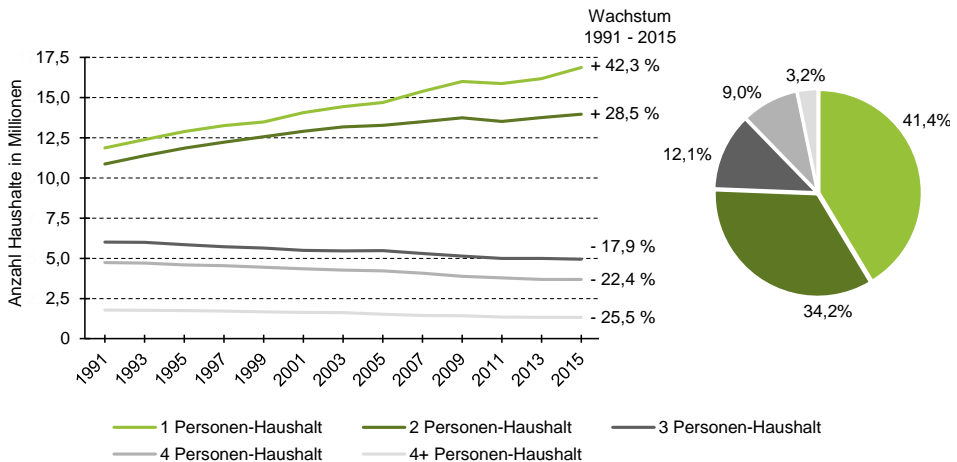


Bild 31: Entwicklung der Haushaltsgröße in Deutschland seit 1991 (links) und Zusammensetzung der Haushaltsgröße nach Personenanzahl im Jahr 2015 (rechts), Datenquelle [182–184]

Gemäß Statistischem Bundesamt kann zwischen der Anzahl in einem Haushalt lebender Personen und der Anzahl dort verfügbarer, unterschiedlicher elektrischer Geräte, ein Zusammenhang hergestellt werden, wonach die Geräteverfügbarkeit, insbesondere gemeinschaftlich genutzter Geräte von der entsprechenden Haushaltsgröße abhängig ist [185]. Demnach

nimmt mit zunehmender Haushaltsgröße die Anzahl typengleicher, vorhandener elektrischer Geräte pro Person über alle Geräteklassen hinweg durchweg ab. Im Hinblick auf den aktuellen Gesamtgerätebestand kann eine Abschätzung anhand der derzeitigen Haushaltszusammensetzung und der in den Haushalten vorhandenen Geräten vorgenommen werden. Entsprechend wird für die Bundesrepublik Deutschland der in Tabelle 10 aufgeführte Bestand unterschiedlicher elektrischer Verbraucher näherungsweise abgeschätzt.

Tabelle 10: Näherungsweise Bestand unterschiedlicher Elektrogeräte (auszugsweise) in deutschen Haushalten

Gerätetyp	Anzahl in Millionen	Gerätetyp	Anzahl in Millionen
Fernseher	65,5	Gefrierschrank, Gefriertruhe	23,2
Computer	84,1	Mikrowellengerät	31,0
Waschmaschine	40,4	Kaffeemaschine	48,8
Wäschetrockner	17,2	el. Warmwasserspeicher	1,9
Spülmaschine	29,1	Durchlauferhitzer	3,5
Kühlschrank, Kühl- und Gefrierkombination	50,9	Speicherheizung	6,0
		Wärmepumpen	1,0

Da sowohl die Anzahl der in Tabelle 10 aufgeführten Geräte unterschiedlicher Geräteklassen zueinander stark variiert als auch die Nutzungshäufigkeit sowie der gerätspezifischer Energiebezug pro Nutzungsvorgang, ist der Gesamtenergiebedarf jeder Geräteart von Bedeutung, um etwaige Nutzungspotentiale im Sinne lastbeeinflussender Maßnahmen beurteilen zu können. Elektrische Verbraucher zur Nutzung im Rahmen von Lastmanagementmaßnahmen haben insbesondere eine hohe gerätespezifische Schaltleistung aufzuweisen sowie eine Verfügbarkeit in großer Anzahl. Bild 32 zeigt diesbezüglich den Anteil einzelner Gerätegruppen am Gesamtstrombezug in deutschen Haushalten.

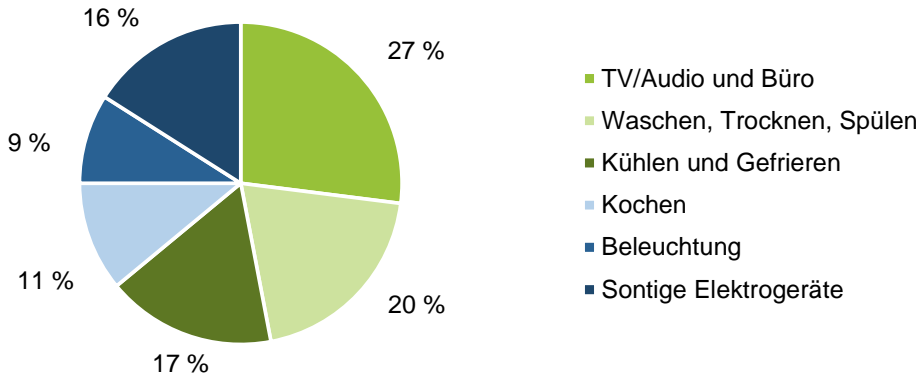


Bild 32: Anteil unterschiedlicher Geräteklassen im Haushalt am Gesamtstrombedarf, Datenquelle [186]

Aus Bild 32 geht eine relativ homogene Verteilung des Strombedarfs über die unterschiedlichen Geräteklassen hervor, sodass zur Identifikation der Lastmanagementpotentiale eine Detailbetrachtung aller Klassen notwendig ist. Dabei sind Geräte mit einem konstanten bzw. definierten Lastprofil und gleichzeitig hohem spezifischen Strombedarf pro Nutzungsvorgang, von gesteigertem Interesse. Gerade hier können mit einer geringen Geräteanzahl und somit geringem technischen Aufwand hohe Potentiale erschlossen werden.

4.2.2 TV/Audio und Büro

In die Gerätekategorie „TV/Audio und Büro“ werden zahlreiche unterschiedliche stationäre und mobile Gerätschaften subsummiert. Neben den klassischen Ausstattungsgegenständen eines Büros, wie Personal Computer (PC), Drucker, Faxgerät und Scanner sind auch Geräte der Informations- und Kommunikationstechnologie (IuK), wie Festnetz- und Mobiltelefone sowie der Breitband-Internetzugang dieser Kategorie zuzuordnen. PCs und Geräte der Gruppierung IuK sind in nahezu allen Haushalten mehrfach vorhanden. Zusätzlich gliedern sich Geräte der Unterhaltungselektronik in die Kategorie „TV/Audio und Büro“ ein. Neben Fernsehgeräten, DVD- und Blu-Ray-Player zählen hierzu ebenso Audioanlagen und Spielekonsolen. Je nach Größe, Ausstattung, Technologie und Nutzungshäufigkeit, weisen alle Geräte verschieden hohe Jahresstromverbräuche auf. Aus Tabelle 10 geht hervor, dass die Gerätegruppierung „TV/Audio und Büro“ die größte Anzahl an Einzelgeräte birgt, die über die aktiven Nutzungsphasen hinaus zumeist im Stand-by-Modus verweilen, weshalb diese

für ein Viertel des Gesamtstromverbrauchs innerhalb des Sektors der Haushalte verantwortlich sind. All diesen Verbrauchern ist jedoch gemein, dass die Lastprofile in Abhängigkeit der abgerufenen Leistung und Nutzungsdauer hochgradig individuell sind. So ist das Lastprofil eines Fernsehgerätes sowohl von der Bildschirmgröße als auch von der eingesetzten Technologie (LED, LCD, Plasma) abhängig, wogegen die bestimmenden Faktoren bezüglich der Leistungsaufnahme von PCs die Grafikkarte, der Prozessor und der Arbeitsspeicher sind. Obwohl diese Geräte für den größten Anteil des Strombedarfs verantwortlich sind, sind der Jahresstromverbrauch und die Schaltleistung von Einzelgeräten im Vergleich dazu sehr gering. Deshalb ist eine Nutzung dieser im Rahmen des Lastmanagements nicht zielführend [S2].

4.2.3 Kühlen und Gefrieren

Die Gruppe der Kühl- und Gefriergeräte stellt durch das Vorhandensein von durchschnittlich mindestens einer Geräteeinheit in deutschen Haushalten sowie eines Anteils von 17 % am Stromverbrauch eine ebenfalls potentiell interessante Gruppierung hinsichtlich des Lastmanagements dar. Der Einsatzzweck dieser Geräte ist durch das Kühlen und Gefrieren unterschiedlicher Lebensmittel definiert, mit dem Ziel deren Haltbarkeit zu verlängern. Dazu wird diesen Wärme innerhalb eines nach außen isolierten Hohlkörpers durch Verdampfen eines in Flüssigphase vorliegenden Kältemittels des im Kühl- bzw. Gefrierschrankinnenraum integrierten Verdampfers entzogen. Das während der Verdampfung den Aggregatzustand wechselnde Kältemittel wird anschließend über einen elektrischen Kompressor weiter verdichtet, wodurch dessen Druck und Temperatur ansteigt. Im Verflüssiger außerhalb der Kühlkammer wird das zuvor verdichtete, gasförmige Kältemittel durch die Raumtemperatur abgekühlt, wodurch dieses auskondensiert. Die frei werdende Kondensationswärme wird dabei an die umgebende Raumluft abgegeben. Im Anschluss fließt das flüssige Kältemittel durch ein Kapillarrohr zur weiteren Druckabsenkung, bevor das Kältemittel zur Kühlung des Innenraums erneut verdampft. [187]

Zur Aufrechterhaltung eines konstant niedrigen Temperaturniveaus ist es nicht erforderlich, dass der Kompressor fortwährend in Betrieb ist. Wie Bild 33 (links) zeigt, weist der Kühlschrank (im Versuch Modell Bosch Serie 6 KGN36HI32) eine Schalthysterese von 2 °C auf (vgl. auch *Krauter et al.* [188]), sodass der Kompressor erst bei Erreichen des oberen Schalthwertes wieder betrieben wird, um die Temperatur im Inneren abzusenken. Durch

die umgebende Isolierung sind vordergründig die Transmissionswärmeverluste über die Oberfläche der Kühlkammer zu kompensieren, wohingegen der Luftwechsel bei Öffnung des Kühl- bzw. Gefrierschranks eine in der Gesamtenergiebilanz untergeordnete Rolle einnimmt.

Zur Nutzung im Rahmen von Lastmanagementmaßnahmen sind die nahezu periodischen Betriebszeitpunkte (vgl. [189, 190]) des Kompressors zu flexibilisieren. Dabei darf die Haltbarkeit der zu kühlenden oder gefrierenden Lebensmittel keiner Einschränkung unterliegen. Für eine im Sinne des Lastmanagements optimierte Betriebsweise ist die Zeitdauer von aufeinanderfolgenden Kompressorbetriebszeitpunkten zu maximieren, um eine möglichst große Schaltflexibilität zu erzielen. Hierzu sind die Temperaturen der Lebensmittel in Kühl- oder Gefrierschränken auf ein Minimum zu senken und erst bei Erreichen eines zu definierenden maximalen Temperaturwertes erneut herabzukühlen. Die dadurch realisierbare Flexibilitätserhöhung kann genutzt werden, um höhere Leistungen über einen längeren Zeitraum, z. B. bei Erzeugungsüberschüssen zu schalten bzw. bei hohen Leistungsbedarfen die Kühlaggregate längere Zeit vom Netz zu nehmen (vgl. Bild 33, rechts).

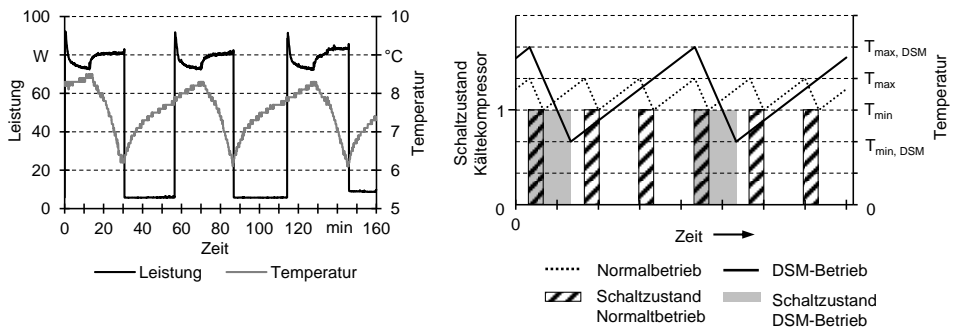


Bild 33: Reallast- und Temperaturverlauf eines gering gefüllten Kühlschranks (links), schematische Darstellung eines nach DSM-Kriterien betriebenen Kühlschranks (rechts)

Zur Ermittlung der maximalen Zeitdauer der Außerbetriebnahme des Kältekompressors eines Kühl- oder Gefrierschranks, ist das instationäre thermische Verhalten der Lebensmittel sowie des Kühlschranksgehäuses von Interesse. Ausgehend vom ersten Hauptsatz der Thermodynamik gilt für die Energiebilanz eines geschlossenen Systems ohne Massenaustausch

$$\frac{dU}{dt} = \dot{Q} + \dot{W}, \quad (4.1)$$

mit der inneren Energie U , der Zeit t , dem Wärmestrom \dot{Q} und der Volumenänderungsarbeit \dot{W} . Da äußere Oberflächen- und Volumenkräfte keine Arbeit verrichten, gilt $\dot{W} = 0$, womit die zeitliche Änderung der inneren Energie ($\frac{dU}{dt}$) dem zu- bzw. abgeführten Wärmestrom \dot{Q} entspricht:

$$\frac{dU}{dt} = \dot{Q} = \dot{Q}_{ab} + \dot{Q}_{zu} \quad (4.2)$$

Zur Beschreibung des thermischen Verhaltens dient das in Bild 34 dargestellte Modell, in dem die Raumtemperatur T_R und damit die Gehäuseaußentemperatur T_{GA} sowie die Kühlluft T_{KL} im Inneren als örtlich konstant angenommen werden.

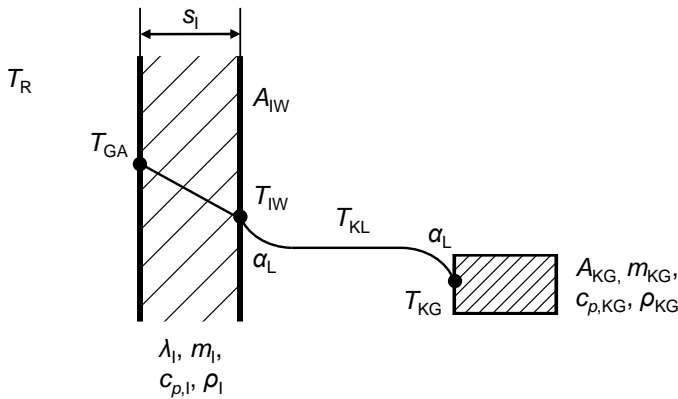


Bild 34: Temperaturverlauf des Wärmedurch- und -übergangs für den stationären Fall eines Kühl-/Gefrierschranks

Für den Wärmedurchgang \dot{Q} gilt allgemein

$$\dot{Q} = kA(T_1 - T_2) = \frac{T_1 - T_2}{R_{th}} \quad (4.3)$$

wobei für die Wärmeleitung in Abhängigkeit der Dicke s der Isolierung, der Wärmeleitfähigkeit λ sowie der wärmeübertragenden Fläche A für den thermischen Widerstand

$$R_{th,L} = \frac{s}{\lambda A} \quad (4.4)$$

gilt und für den konvektiven Wärmewiderstand $R_{th,K}$ in Abhängigkeit des Wärmeübergangskoeffizienten α sowie der wärmeübertragenden Fläche A ,

$$R_{\text{th,K}} = \frac{1}{\alpha A} \quad (4.5)$$

Entsprechend folgt für den konvektiven Gesamtwärnwiderstand $R_{\text{th,Kon,ges}}$ von der Kühltürwandinnenwand auf die Kühltluft ($R_{\text{th,K,IW-KL}}$) sowie von der Kühltluft auf das Kühltgut ($R_{\text{th,K,KL-KG}}$),

$$\begin{aligned} R_{\text{th,Kon,ges}} &= R_{\text{th,K,IW-KL}} + R_{\text{th,K,KL-KG}} \\ &= \frac{1}{\alpha_L A_{\text{IW}}} + \frac{1}{\alpha_L A_{\text{KG}}} = \frac{A_{\text{IW}} + A_{\text{KG}}}{\alpha_L A_{\text{IW}} A_{\text{KG}}} \end{aligned} \quad (4.6)$$

mit dem Wärmeübergangskoeffizient der Luft α_L , der wärmeübertragenden Kühltürwandinnenfläche A_{IW} sowie der Oberfläche des Kühltgutes A_{KG} . Damit gilt für die Wärmebilanz an der Kühltürwandinnenwand nach Gl. (4.2):

$$\dot{Q}_{\text{IW}} = \dot{Q}_{\text{zu}} + \dot{Q}_{\text{ab}} = \frac{\lambda_I}{s_I} A_{\text{IW}} (T_{\text{GA}} - T_{\text{IW}}) - \frac{\alpha_L A_{\text{IW}} A_{\text{KG}}}{A_{\text{IW}} + A_{\text{KG}}} (T_{\text{IW}} - T_{\text{KG}}) \quad (4.7)$$

Mit

$$\dot{Q}_{\text{IW}} = \frac{Q_{\text{IW}}}{\Delta t} = \frac{m_I c_{p,I} \Delta T}{\Delta t} = \frac{\rho_I s_I A_{\text{IW}} c_{p,I} \Delta T}{\Delta t} \quad (4.8)$$

folgt schließlich für die Temperaturdifferenz ΔT_{IW} an der Innenwand

$$\Delta T_{\text{IW}} = \frac{\Delta t}{\rho_I s_I c_{p,I}} \left(\frac{\lambda_I}{s_I} (T_{\text{GA}} - T_{\text{IW}}) - \frac{\alpha_L A_{\text{KG}}}{A_{\text{IW}} + A_{\text{KG}}} (T_{\text{IW}} - T_{\text{KG}}) \right) \quad (4.9)$$

mit Dichte ρ_I , der Schichtdicke s_I , der spez. Wärmekapazität $c_{p,I}$, und der Wärmeleitfähigkeit λ_I des Isolationsmaterials sowie der Temperatur der Kühltguts T_{KG} .

Darüber hinaus gilt für die Energiebilanz des Kühltguts

$$\dot{Q}_{\text{KL}} = \dot{Q}_{\text{KG}} = \frac{\alpha_L A_{\text{IW}} A_{\text{KG}}}{A_{\text{IW}} + A_{\text{KG}}} (T_{\text{IW}} - T_{\text{KG}}) = \frac{m_{\text{KG}} c_{p,\text{KG}} \Delta T_{\text{KG}}}{\Delta t}, \quad (4.10)$$

mit der Kühltgutmasse m_{KG} und der Wärmekapazität $c_{p,\text{KG}}$ des Kühltguts, womit für die Temperaturdifferenz ΔT_{KG} des Kühltguts

$$\Delta T_{\text{KG}} = \frac{\alpha_L A_{\text{IW}} A_{\text{KG}} \Delta t}{(A_{\text{IW}} + A_{\text{KG}}) m_{\text{KG}} c_{p,\text{KG}}} (T_{\text{IW}} - T_{\text{KG}}) \quad (4.11)$$

folgt.

Zur Verifikation des Modells dient eine Kühl-/Gefrierkombination, Modell Bosch Serie 6 KGN36HI32. Für die Ermittlung des Aufwärmverhaltens wurden Messungen mit einem wassergefüllten Kanister ($V = 20 \text{ dm}^3$) und einem wassergefüllten Messbecher ($V = 1 \text{ dm}^3$) durchgeführt. In Bild 35 sind die Mess- und Simulationsergebnisse in einer Darstellung gegenübergestellt. Für die Simulation wurde in Anlehnung an DIN EN ISO 6946 [191] ein Wärmeübergangskoeffizient α_L von $3,0 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$ gewählt. Die Dicke s_1 der Isolierung geht mit 4,5 cm in die Simulation ein.

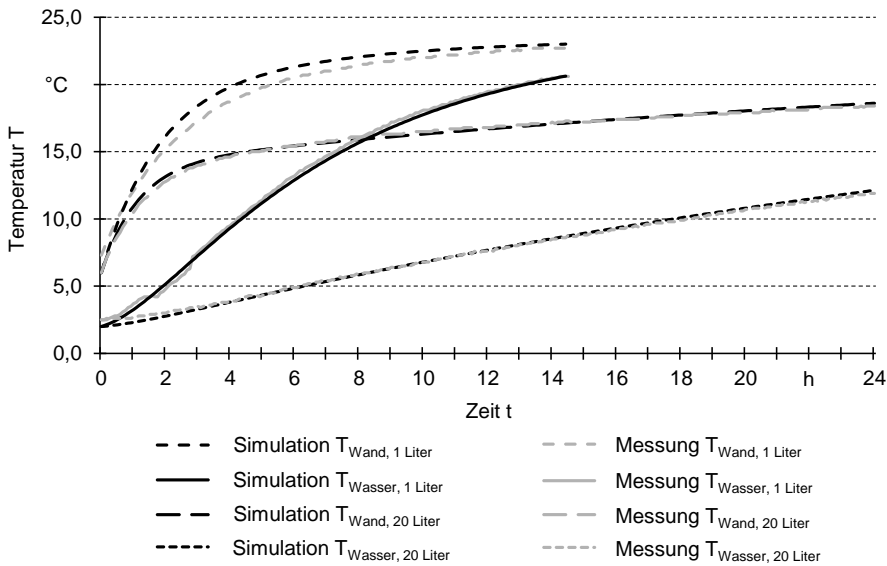


Bild 35: Messung und Simulation der Innenwand- und Wassertemperatur eines Kühlschranks mit unterschiedlichen Füllmengen

Wie Bild 35 zeigt, weisen Mess- und Simulationsergebnisse eine nahezu vollständige Übereinstimmung über die gesamte Zeitreihe hinweg auf, weshalb im Folgenden die Lastverschiebedauer auf Basis des verifizierten Modells ermittelt werden kann.

Gemäß DIN 10508 [192] sind leicht verderbliche Lebensmittel tierischen und pflanzlichen Ursprungs bis zu einer Höchsttemperatur von $+7 \text{ °C}$ aufzubewahren, wodurch im Rahmen des Lastmanagements eine Temperaturdifferenz $\Delta T_{\text{Kühlen}}$ von 5 °C zwischen der geringsten am Gerät definierbaren Temperatur ($+2 \text{ °C}$) und der Maximaltemperatur zur Verfügung steht. Für gefrorene Lebensmittel gilt hingegen eine nach DIN 10508 [192] empfohlene Höchsttemperatur von -12 °C , womit sich eine maximale Temperatur-

differenz $\Delta T_{\text{Gefrieren}}$ von 12 °C zwischen der Höchsttemperatur der Gefrier-
guts und der am Gerät definierbaren Minimaltemperatur von -24 °C für das
Lastmanagement einstellt.

Anhand der Temperaturdifferenzen ΔT des verifizierten Simulationsmo-
dells und der Kenntnis über die spezifischen Wärmekapazitäten c_p ver-
schiedener Lebensmittel (vgl. *Schädlich* [193]) können für unterschiedliche
Füllstände der Geräte die Zeitdauern t bis zur maximalen Erwärmung er-
mittelt werden. In Anlehnung an [193] wird für die Simulationen eine ge-
mittelte spezifische Wärmekapazität c_p von $3,5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$ für Kühlgüter und
 $1,9 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$ für Gefriergüter angesetzt. Bild 36 zeigt die resultierenden Simula-
tionsergebnisse für die maximalen Zeitdauern t der Außerbetriebnahme
des Kältekompressors für unterschiedliche Füllstände der Geräte und Tem-
peraturdifferenzen ΔT bei konstanter Raumtemperatur T_R von 21 °C.

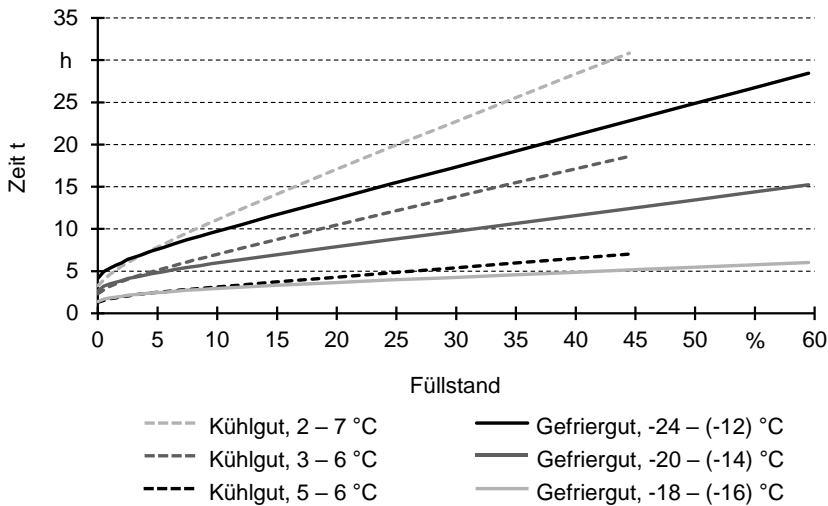


Bild 36: Maximale Abschaltdauer des Kältekompressors für Kühl- und Gefriergüter unter-
schiedlicher Temperaturdifferenzen in Abhängigkeit des Füllstandes der Geräte

Wie aus Bild 36 hervorgeht, steigt die Zeitdauer t bis zum Erreichen einer
kritischen Temperatur T_{max} mit zunehmenden Füllstand kontinuierlich an.
Dies liegt in der Tatsache begründet, dass ausschließlich die im Gerät be-
findlichen Güter zum Wärmespeichervermögen beitragen, da die im Kühl-
bzw. Gefrierschrank eingeschlossene Luftmasse eine im Verhältnis dazu zu
geringe Wärmekapazität c_p und Dichte ρ aufweist. Bei Kühlschränken ist
davon auszugehen, dass ein maximaler Füllstand von 30 – 40 % nur selten
überschritten wird [140], für Gefrierschränke wird hingegen eine maximale

Füllmenge von bis zu 40 – 50 % angenommen. Sofern kein Luftmassenaustausch erfolgt, ist für den Fall der maximalen Befüllung in beiden Fällen eine Aktivierung des Kältekompressors erst nach 24 Stunden wieder erforderlich. Die maximale negative Regelleistung steht folglich dann zur Verfügung, wenn die Kältekompressoren sämtlicher Geräte zeitgleich aktiviert werden.

Ausgehend vom Gesamtstrombedarf der Gerätegruppe „Kühlen und Gefrieren“ sowie dem Gesamtaufkommen der Geräte in Deutschland folgen für die theoretisch erzielbare Schaltleistung P , unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Geräteleistungen P_{el} und der Leistungszahl⁹ ε nach *Krauter et al.* [188], unter der Annahme eines normalverteilten Füllgrads mit dem Mittelwert μ und der Standardabweichung σ^2 für Kühlschränke von $N(25;5)$ sowie $N(35;5)$ für Gefrierschränke, bei einer ebenfalls normalverteilten Kühlguttemperatur von $N(4,5;1)$ für Kühl- und $N(-18;2)$ für Gefrierschränke, die in Bild 37 dargestellten Ergebnisse. Grundlage der Berechnungen sind ein Kühlschrank mit einem Fassungsvermögen von $V = 180$ Litern und ein Gefrierschrank mit $V = 140$ Litern.

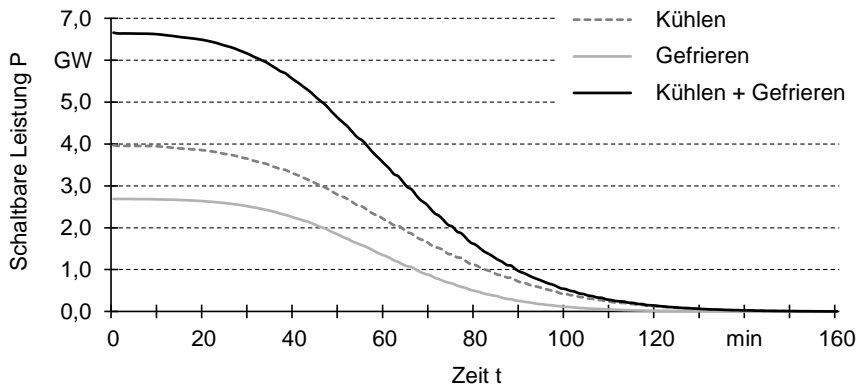


Bild 37: Potentielle Schaltleistungen der Gerätegruppe „Kühlen und Gefrieren“ für das Lastmanagement

Aus Bild 37 geht hervor, dass in Summe aus Kühl- und Gefrierschränken eine theoretische Leistung in Höhe von 6,7 GW geschaltet werden kann, die jedoch lediglich wenige Minuten in voller Leistungshöhe zur Verfügung steht, wodurch insgesamt maximal eine Energiemenge von 5,2 GWh zu ver-

⁹ Verhältnis erzeugter Kälteleistung zur eingesetzten elektrischen Energie

schieben ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für die ermittelten Leistungen lediglich die jeweiligen Kühl- und Gefriergüter als Kühlmedium berücksichtigt werden, die bis an die Temperaturgrenzen des Kühlgutkerns ausgenutzt werden. Etwaige Oberflächentemperaturen oder Lagerauswirkungen der Kühlgüter sind hingegen vernachlässigt. Eine bauliche Veränderung durch zusätzliche Integration eines Kältespeichers [194], vorzugsweise in Form von Phasenwechselmaterialien (PCM), kann überdies dazu beitragen, die maximalen Ausschaltzeiten ohne Beeinflussung der Kühlguttemperatur zu erhöhen. *Marques et al.* [195] zeigen auf, dass durch die Integration einer 5 mm dicken PCM-Platte das Zeitintervall aufeinanderfolgender Kompressorschaltungen auf 3 bis 5 Stunden ausgedehnt werden kann. Dazu ist es erforderlich PCMs zu identifizieren, deren Phasenwechsel im jeweiligen Temperaturbereich des Anwendungsfalles liegt. *Oró et al.* [196] geben hierzu einen umfassenden Überblick potentieller PCMs unterschiedlicher Temperaturbereiche, deren Gesundheitsaspekt für einen realen Einsatz vorab individuell zu prüfen ist. Bild 38 zeigt das Lastverschiebepotential für Kühl- und Gefrierschränke durch Integration von 5 l Tetrahydrofuran (eutektisch-organisch) und einer 22,4 %igen eutektischen Natriumchlorid-Lösung.

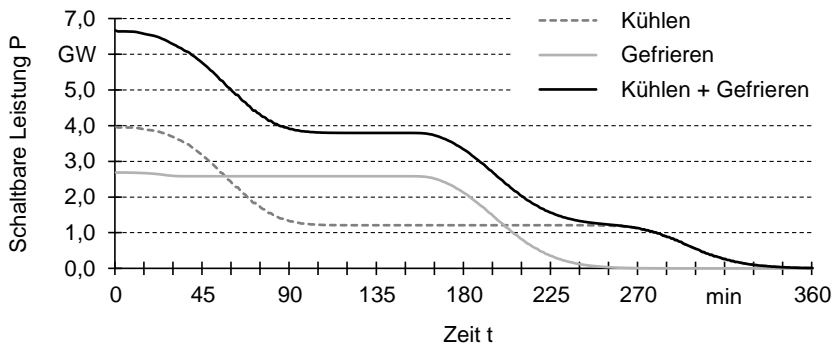


Bild 38: Lastmanagementpotential von Kühl- und Gefrierschränken mit jeweils 5 l PCM-Integration, Datenquelle der Stoffeigenschaften [197]

Wie Bild 38 zeigt, kann durch die PCM-Integration die zu verschiebende Energiemenge auf 17,3 GWh erhöht werden. Eine weitere Anhebung ist über eine Volumenvergrößerung des PCMs ohne weiteres möglich, wobei damit unweigerlich eine Reduktion des Nettokühlschrankschrankvolumens einhergeht. Eine Erhöhung der Schaltleistung ist hingegen durch eine PCM-Integration nicht möglich.

4.2.4 Waschen, Trocknen, Spülen

Elektrische Verbraucher der Gerätegruppierung „Waschen, Trocknen, Spülen“ sind durch Ausführung vordefinierter, durch den Nutzer frei wählbarer Programme charakterisiert. Auch wenn sich verschiedene Programme in ihrem Ablauf, der Zeitdauer, der Wiederholungsanzahl einzelner Teilprogramme sowie der Wassertemperatur unterscheiden, ist die Abfolge einzelner Teilprogramme innerhalb des Hauptprogramms stets konstant. Durch diese Eigenschaft ist jedes Programm durch ein individuelles, in der Abfolge aber starres Lastprofil charakterisiert (vgl. Bild 39).

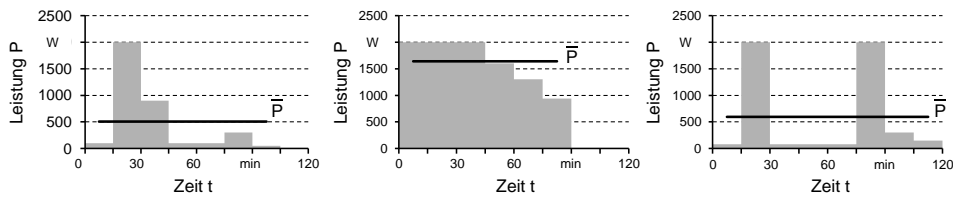


Bild 39: Referenzlastprofil eines Programms für Waschmaschinen (links), Wäschetrockner (Mitte) und Spülmaschinen (rechts), nach [198]

Die Verbraucher der Kategorie „Waschen, Trocknen, Spülen“ eignen sich durch Unterteilung der Haupt- in mehrere Teilprogramme grundsätzlich auf zwei unterschiedliche Art und Weisen für das Lastmanagement (vgl. Bild 40).

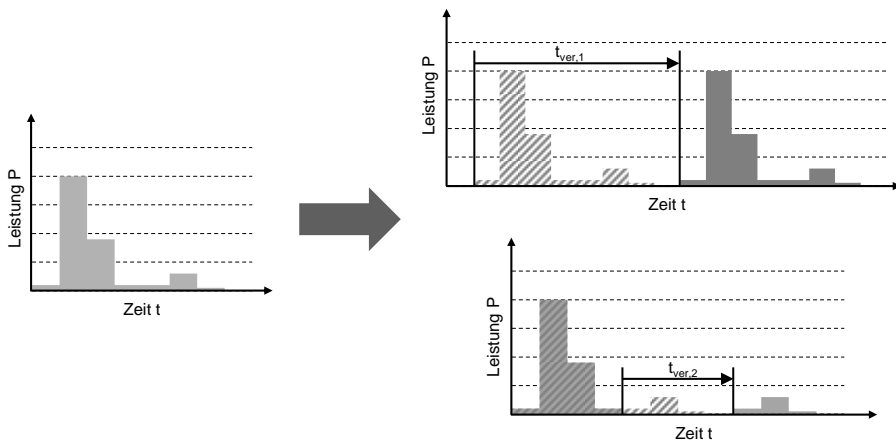


Bild 40: Lastmanagement durch zeitlich verschobenen Startzeitpunkt (rechts oben) bzw. durch zeitliche Verschiebung von Teilprogrammen durch Unterbrechung (rechts unten)

Wie das Referenzprofil einer Waschmaschine nach *Stamminger et al.* [198] exemplarisch zeigt, kann einerseits der Programmstart um die Zeitdauer $t_{\text{ver},1}$ in die Zukunft verschoben werden, um ein Auftreten überschüssiger Leistung aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen zu nutzen, andererseits kann auch während der Programmausführung zwischen zwei Teilprogrammen eine zeitliche Unterbrechung $t_{\text{ver},2}$ herbeigeführt werden. Dies kann beispielsweise zur notwendigen Kompensation von Lastspitzen im Energieversorgungsnetz der Fall sein.

Für die nachfolgende Betrachtung wird ausschließlich die Lastmanagementmöglichkeit nach Variante 1 berücksichtigt, die eine zeitliche Verschiebung des gesamten Programmablaufs ermöglicht. Zur Ermittlung des Lastmanagementpotentials der Geräteklasse „Waschen, Trocken, Spülen“ wird vom Gesamtjahresenergiebedarf E_{Ges} der unterschiedlichen Geräte [186] sowie deren Gesamtanzahl N_{Ger} (vgl. Tabelle 10) ausgegangen. Die Ermittlung des einzelnen durchschnittlichen gerätespezifischen Jahresenergiebedarfs E_{Ger} erfolgt über

$$E_{\text{Ger}} = \frac{E_{\text{Ges}}}{N_{\text{Ger}}}. \quad (4.12)$$

Für den durchschnittlichen Energiebedarf je Nutzungsvorgang E_{Nutz} folgt über die jährliche Gerätenutzungshäufigkeit H_{Ger} ,

$$E_{\text{Nutz}} = \frac{E_{\text{Ger}}}{H_{\text{Ger}}} \quad (4.13)$$

Mit der durchschnittlichen Nutzungsdauer t_{Ger} je Programmablauf und der Referenzlastprofile aus *Stamminger et al.* [198] gilt schließlich für die mittlere bezogene Leistung

$$\overline{P}_{\text{Ger}} = \frac{1}{t_{\text{Ger}}} \int_0^{t_{\text{Ger}}} P(t) dt. \quad (4.14)$$

Für die durchschnittliche, tägliche Geräteverfügbarkeit des Gesamtbestandes folgt auf Basis der Jahresgerätenutzungshäufigkeit H_{Ger} :

$$V_{\text{Ger}} = \frac{H_{\text{Ger}}}{365}. \quad (4.15)$$

Somit gilt schließlich für die theoretisch maximal erschließbare Schaltleistung $P_{\text{DSM,max}}$ in Abhängigkeit der Geräteverfügbarkeit V_{Ger} , der Gerätesamtanzahl N_{Ger} sowie der durchschnittlichen Gerätebezugsleistung $\overline{P}_{\text{Ger}}$:

$$P_{\text{DSM,max}} = V_{\text{Ger}} \cdot N_{\text{Ger}} \cdot \overline{P_{\text{Ger}}} \quad (4.16)$$

Über die durchschnittliche Nutzungsdauer t_{Ger} der unterschiedlichen Geräte kann mit der potentiell erschließbaren Schaltleistung $P_{\text{DSM,max}}$ die verschiebbare Energiemenge $E_{\text{DSM,max}}$ über

$$E_{\text{DSM,max}} = \overline{P_{\text{Ger}}} \cdot t_{\text{Ger}} \quad (4.17)$$

ermittelt werden. Die Ergebnisse der ermittelten verfügbaren Schaltleistungen $P_{\text{DSM,max}}$ sowie der dadurch zeitlich verschiebbaren Energiemengen $E_{\text{DSM,max}}$ für die unterschiedlichen Gerätetypen der Kategorie „Waschen, Trocknen, Spülen“, fasst Tabelle 11 zusammen.

Tabelle 11: Theoretisch verfügbare Schaltleistung und verschiebbare Energiemenge der Gerätegruppe „Waschen, Trocknen, Spülen“, Datenquelle [186, 198]

Gerät	Einheit	Waschmaschine	Spülmaschine	Wäschetrockner
Max. schaltbare Leistung $P_{\text{DSM,max}}$	GW	13,9	11,6	12,2
Max. verschiebbare Energiemenge $E_{\text{DSM,max}}$	GWh	24,4	23,3	18,4

Wie aus Tabelle 11 ersichtlich, kann für die Gerätegruppe „Waschen, Trocknen, Spülen“ je nach Geräteart eine theoretisch maximale Schaltleistung in Höhe von 11,6 – 13,9 GW erschlossen werden, wodurch eine Energiemenge von 18,4 – 24,4 GWh verschiebbar ist. Dieses Potential ist jedoch nur in voller Höhe abrufbar, sofern die Einzelgeräte durch die Nutzer vorbereitet werden und auf das Freigabesignal warten können. Insbesondere innerhalb dieser Gerätegruppe ist das „akzeptierte Potential“ aufgrund Wartezeiten bis zur Programmausführung von essentieller Bedeutung für eine technische Realisierung.

4.2.5 Kochen und Beleuchtung

Die Geräteklasse „Kochen“ umfasst im Sinne der Bild 32 sämtliche speisen- und getränkezubereitenden elektrischen Geräte. Neben dem Elektroherd inklusive Ofen, der Ausstattungsgegenstand beinahe eines jeden Haushalts in Deutschland ist [199] und mitunter Anschlussleistungen von über 10 kW aufweisen kann, zählen ebenso Mikrowellengeräte, Wasserkocher, Kaffeemaschinen etc. zu dieser Geräteklasse. Obwohl einzelne Geräte vergleichs-

weise hohe Anschlussleistungen aufweisen und dadurch für das Lastmanagement von gesteigertem Interesse sind, unterliegen deren Lastprofile, ähnlich denen der Gruppierung „Audio/TV und Büro“, hochgradig individuellen Anwendungsspezifika. Eine Ableitung standardisierter Referenzlastprofile ist aufgrund des variierenden Leistungsbezugs und der Nutzungsdauer entsprechend nicht möglich. Deshalb scheitert ein Einsatz im Rahmen des Lastmanagements angesichts der Inflexibilität in der zeitlichen Entkopplung von Leistungsbezug und Nutzerbedürfnissen.

Obwohl der Energiebedarf für Leuchtmittel innerhalb des privaten Wohnens aktuell einen ähnlich bedeutenden Anteil einnimmt wie die Geräteklasse des Kochens, ist zukünftig mit einem weiteren geringfügigen Rückgang zu rechnen [200]. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass durch das Verbot des Vertriebs der Glühbirne eine schrittweise Umstellung auf die deutlich energiesparsameren Kompaktleuchtstofflampen oder gar auf lichtemittierende Dioden (LEDs) erfolgt, die im Vergleich zur Technologie der Glühlampe deutlich geringere Leistungsaufnahmen aufweisen. Trotz unterschiedlicher Leistungsklassen verfügbarer Leuchtmittel eignen sich diese aufgrund der hohen Abhängigkeit der Nutzerinteraktionen ebenfalls nicht für das Lastmanagement.

4.2.6 Sonstige Elektrogroßgeräte

Neben der in Bild 32 aufgeführten Gerätegruppierungen der klassischen elektrischen Verbraucher innerhalb des Sektors des privaten Wohnens gibt es überdies noch vereinzelte elektrisch betriebene Technologien, die in zahlreichen deutschen Haushalten vorhanden sind und vornehmlich dem Bereich der Heiztechnologien und der Warmwassererzeugung zugeschrieben werden.

Elektrische Warmwasserbereitung

So werden in Deutschland in ca. 7,4 Mio. Haushalten (partiell) Entnahmestellen mittels elektrischer Energie mit Warmwasser versorgt [201]. Im Vergleich zu anderen europäischen Staaten, die mehrheitlich über eine zentrale Warmwasserversorgung verfügen, sind in Deutschland rund drei Viertel aller elektrischen Warmwasserbereitungsanlagen als dezentrale Systeme ausgeführt. Weitreichende Betrachtungen von *Lechner et al.* [202] zeigen zudem, dass dabei grundsätzlich drei unterschiedliche Technologien Anwendung finden (vgl. Bild 41).

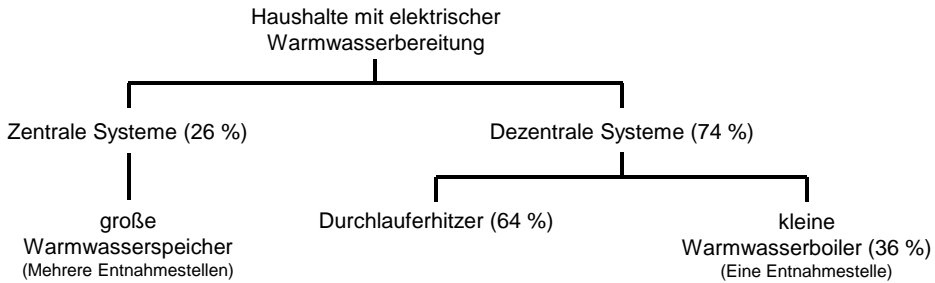


Bild 41: Aufkommen der unterschiedlichen Technologien zur Warmwasserbereitung in Deutschland, Datenquelle [202]

Hinsichtlich lastbeeinflussender Maßnahmen bietet der Durchlauferhitzer aufgrund seiner gerätespezifischen Technologie mit Anschlussleistungen bis zu 33 kW eine potentiell vielversprechende Möglichkeit, um im Geräteverbund kumuliert hohe Schaltleistungen zu erzielen. Diese hohen Leistungen P sind technologiebedingt erforderlich (vgl. Gleichung 4.18), da die zu entnehmende Warmwassermenge (Massenstrom $\dot{m} = \frac{dm}{dt}$) erst unmittelbar vor der Entnahmestelle durch eine im Gerät integrierte, elektrisch betriebene Heizwendel fließt und infolge des Durchflusses von dieser erwärmt wird (vgl. Bild 42).

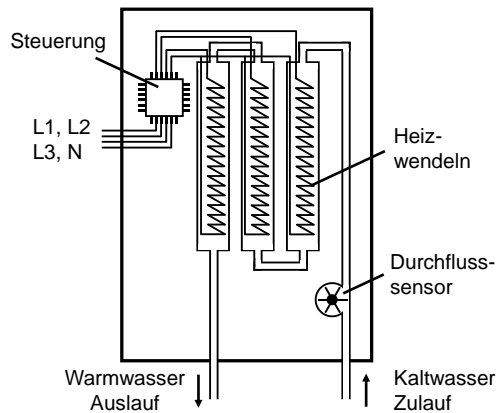


Bild 42: Schematische Darstellung eines Durchlauferhitzers

Für die erforderliche Heizleistung des Geräts gilt in Abhängigkeit der Entnahmemenge \dot{m} , der Temperaturdifferenz ΔT sowie der spezifischen Wärmekapazität $c_{p,W}$ des Wassers:

$$P_{el} = \frac{dm}{dt} \cdot c_{p,W} \cdot \Delta T \quad (4.18)$$

Da der Durchlauferhitzer zur Warmwasserentnahme jedoch stets instantan betrieben wird, ist im Gerät keine Speicherintegration vorgesehen, weshalb sich dieser im Rahmen des Lastmanagements aufgrund des fehlenden zu realisierenden zeitlichen Versatzes nicht eignet. Warmwasserboiler und -speicher sind hingegen imstande durch das beinhaltete Füllvolumen diesen zeitlichen Versatz zu realisieren. Den limitierenden Faktor bezüglich deren Vermögen zur Beistellung eines systemrelevanten Beitrags im Rahmen des Lastmanagements stellt jedoch das Wärmerückhaltevermögen der Geräte dar. So haben nach EU-Richtlinie [203] Speicher bis zu einem Füllvolumen von 2000 Litern mindestens die Effizienzklasse C aufzuweisen, womit sich in Abhängigkeit der Speichergröße die in Bild 43 dargestellten Wärmeverluste über der Zeit einstellen.

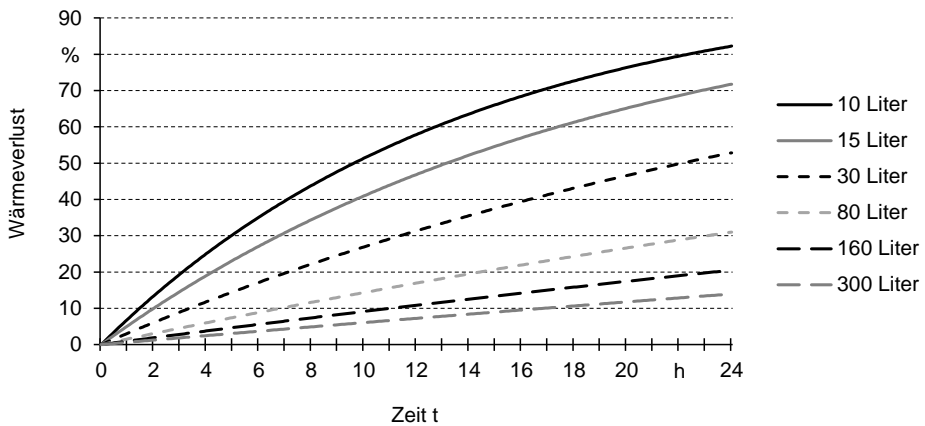


Bild 43: Wärmeverlust verschiedener Warmwasserspeicher mit Ausgangstemperatur von 65 °C und Umgebungstemperatur von 20 °C

Bei den in Deutschland mehrheitlich vorherrschenden dezentralen Systemen [202] zur Versorgung von lediglich einer Entnahmestelle sind die installierten Boilervolumina meist jedoch geringer als 15 Liter, bspw. bei Kochendwassergeräten oder am Handwaschbecken. Unter Berücksichtigung der zulässigen Wärmeverluste gemäß Bild 43 ist ersichtlich, dass sich Kleinspeicher aufgrund deren großer Speicherverluste nicht für eine Speicherung über einen längeren Zeitbereich hinweg eignen, da die Boiler kleineren Füllvolumens üblicherweise erst kurz vor deren Gebrauch in Betrieb genommen werden.

Zentrale Systeme zur Versorgung mehrerer Entnahmestellen weisen hingegen erheblich größere Speichervolumina auf, deren Wärmespeichervermögen aufgrund eines günstigeren Oberflächen-Volumen-Verhältnisses und eines isolierten Gehäuses deutlich besser ist. Erst dadurch ist es möglich,

den Warmwasserbedarf zeitlich von der Erwärmung zu entkoppeln, weshalb eine ökonomische Eignung für Lastmanagementmaßnahmen besteht. Für die Bereitstellung negativer Regelleistung, durch Zuschalten verfügbarer Geräte, eignen sich aufgrund der in Bild 43 dargestellten, zulässigen Wärmeverluste nach [203] lediglich Speicher mit einem Nennvolumen von 75 Litern und mehr. Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen täglichen Warmwasserbedarfs in Höhe von 40 Liter bei 60 °C pro Person [204], kommen hierfür lediglich Systeme bei Haushaltsgrößen von zwei Personen und mehr in Betracht. Zentrale Warmwasserspeicher werden in der Regel mit ihrem gesamten Füllinhalt einmal täglich, unter Nutzung eines Niedertarifs während der Nacht, auf ca. 60 °C erwärmt. Die Wasserentnahme erfolgt dabei stets im oberen Bereich des Speichers, während im unteren Bereich kaltes Leitungswasser nachströmt. Durch den Dichteunterschied zwischen dem warmen Speicherwasser und dem nachströmenden Kaltwasser stellt sich innerhalb des Speichers eine Temperaturschichtung ein, so dass stets Heißwasser aus dem oberen Bereich entnommen werden kann (vgl. Bild 44).

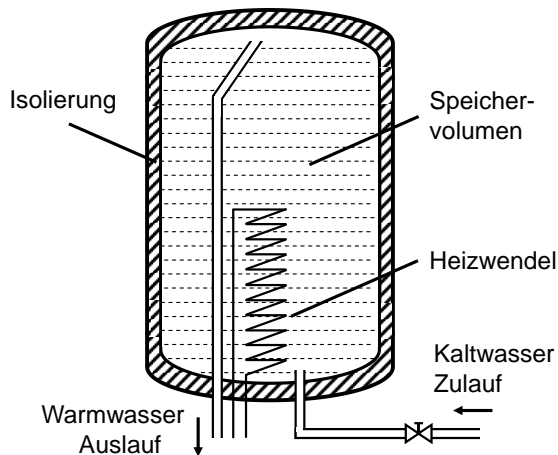


Bild 44: Schematische Darstellung eines elektrischen Warmwasserspeichers

Auf Basis der Haushaltszusammensetzung nach Bild 31 sowie des durchschnittlichen Warmwasserbedarfs, kann für elektrische Warmwasserspeicher das in Bild 45 dargestellte Potential im Rahmen des Lastmanagements ermittelt werden. Der Berechnung wird dabei eine durchschnittliche Anschlussleistung von 4 kW zugrunde gelegt, was der durchschnittlichen Anschlussleistung derzeit verfügbarer elektrischer Warmwasserspeicher entspricht. Um etwaige Restwärmemengen im Speicher zu berücksichtigen,

wird darüber hinaus für die Ausgangstemperatur im Speicher eine normalverteilte Wassertemperatur mit $N(20;5)$ angenommen.

Wie Bild 45 zeigt, kann mit den vorhandenen elektrischen Warmwasserspeichern eine theoretische Schaltleistung in Höhe von 3,3 GW für das Lastmanagement erschlossen werden, wodurch eine elektrische Energie in Höhe von maximal 5,8 GWh für die Wassererwärmung aufgenommen werden kann. In Ausnahmefällen ließe sich überdies die Zieltemperatur des Speicherwassers innerhalb der technischen Gerätegrenze auf $T_{\max} = 80\text{ °C}$ erhöhen. Damit kann die verschiebbare Energiemenge um weitere 40 % erhöht werden. Allerdings resultieren aufgrund der größeren Temperaturdifferenz zur Umgebungstemperatur höhere Speicherverluste über die Oberfläche.

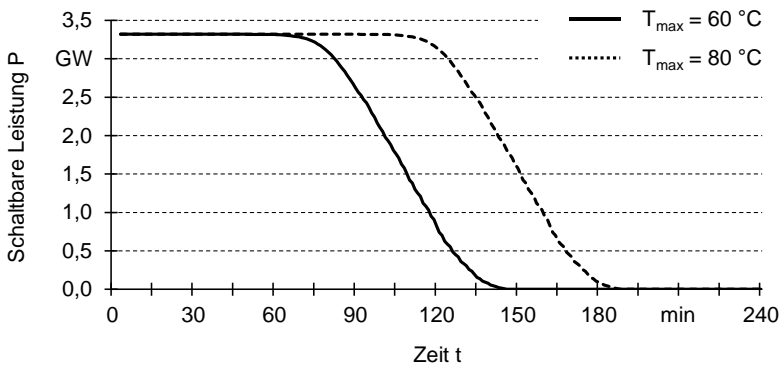


Bild 45: Maximales Potential zur Bereitstellung negativer Regelleistung durch elektrische Warmwasserspeicher

Elektrische Wärmepumpe

Ebenfalls zur elektrischen Warmwasserbereitung gehört die Technologie der Wärmepumpe, die im Wohnungsneubau durch gesetzliche Maßnahmen große Verbreitung erfährt. Im Jahr 2016 waren bereits etwa 1,0 Mio. Geräte in Betrieb, die mehrheitlich als Heizungswärmepumpen (73 %) gegenüber der Warmwasserwärmepumpen (27 %) ausgeführt sind [205–207]. Der große Vorteil der Wärmepumpentechnologie liegt in der Nutzung der in der Umgebung enthaltenen Wärmeenergie, um mittels eines linkslaufenden Kreisprozesses das Heiz- bzw. Trinkwasser auf ein höheres Temperaturniveau anzuheben [P4]. Mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl in Höhe von 3,7 über die unterschiedlichen Wärmepumpentechnologien hinweg [P5, 205], bedeutet dies, dass mit dem Einsatz von einer Kilowattstunde elektrischer Energie das 3,7-fache an Wärmeenergie für die Trink- und Heizwassererwärmung zur Verfügung gestellt werden kann.

Zur Lastbeeinflussung geeignete Geräte müssen hierbei jedoch über einen Warmwasser- bzw. Pufferspeicher verfügen, um eine zeitliche Entkoppelung zwischen dem Prozess der Wassererwärmung und des Bedarfs zu generieren. Bei den Geräten zur Trinkwassererwärmung, ausgeführt als Luft-Wasser-Wärmepumpe, ist ein Speicher meist zur Warmwasserversorgung des Haushalts integriert. Heizungsärmepumpen benötigen hingegen nicht zwangsläufig einen Pufferspeicher.

Nach Günther *et al.* [208] verfügen lediglich 45 % der Erdreichärmepumpen und 86 % der Luft-Wasser-Wärmepumpen über Pufferspeicher. Mit einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von 3,3 kW [205] sowie einer Temperaturerhöhung $\Delta T = 15$ K im Pufferspeicher ($V = 800$ dm³) für Heizungsärmepumpen und einer Erwärmung der Warmwassertemperatur auf 60 °C im Warmwasserspeicher ($V = 300$ dm³) und bei einer anfänglichen normalverteilten Speichertemperatur $N(30;5)$ folgt in Abhängigkeit der vorherrschenden Außentemperaturen das in Bild 46 dargestellte Potential zur Bereitstellung verfügbarer Schaltleistungen.

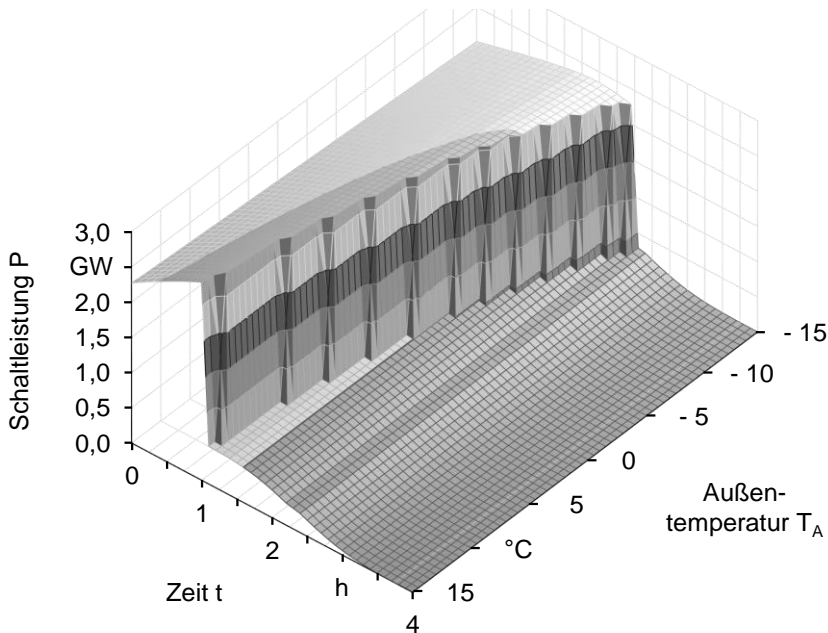


Bild 46: Potentielle Schaltleistungen durch Wärmepumpen bei unterschiedlichen Außentemperaturen

Bild 46 zeigt die Summenkurven aus Heizungs- und Warmwasserärmepumpen in Abhängigkeit verschiedener Außentemperaturen. Der darge-

stellte Leistungseinbruch ist auf die erreichte Temperaturerhöhung im Pufferspeicher ($\Delta T = 15 \text{ K}$) des Heizkreislaufes zurückzuführen. Aus der Grafik geht zudem deutlich die Abhängigkeit der Leistungszahl der Wärmepumpe von der vorherrschenden Außentemperatur hervor, die vor allem bei höheren Temperaturen eine deutliche Effizienzsteigerung aufweist. Auf Basis des heutigen Anlagenbestandes kann mit dieser Technologie eine Schaltleistung von 2,3 GW erschlossen und darüber eine Energiemenge in Höhe von maximal 5,3 GWh verschoben werden. Insgesamt kann der Wärmepumpentechnologie aufgrund der starken Zunahme im Wohnungsneubau in den kommenden Jahren ein weiterhin zunehmendes Potential zugeschrieben werden [209].

Elektrische Wärmespeicher

Eine weitere strombasierte Technologie zur Bereitstellung von Wärme ist durch elektrische Speicherheizgeräte gegeben, die bis heute flächendeckend in großer Anzahl am deutschen Energieversorgungsnetz angeschlossen sind und während ihres Betriebs Raumwärme durch Warmluft zur Verfügung stellen. Die derzeit 1,6 Mio. Haushalte der Bundesrepublik, die über diese Technik verfügen, bezogen im Jahr 2016 laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur [6] 12,0 TWh elektrische Energie zur Erwärmung der jeweiligen Wohnräume. Aufgrund dessen kann unter Berücksichtigung der vorherrschenden Außentemperatur eine durchschnittliche Anschlussleistung von 11 kW je Zählpunkt/Haushalt ermittelt werden. Somit ist in Deutschland noch immer eine Gesamtanschlussleistung in Höhe von 17,6 GW in Form elektrischer Wärmespeicher (EWS) vorhanden, die dadurch technologiebedingt eine Speicherkapazität in Höhe von 140 GWh aufweisen. Die Wärmebereitstellung durch Umwandlung aus elektrischer Energie zeichnet sich vornehmlich durch eine einfache Gerätebeschaffenheit mit geringem Wartungsaufwand aus.

Darüber hinaus benötigen EWS lediglich einen Stromanschluss für ihre Einsatzfähigkeit, wodurch insbesondere die investitionsaufwendige Installation erforderlicher Rohrleitungen und warmwasserbereitstellender Erzeugungseinheiten, wie sie wassergeführte Heizsysteme erfordern, entfallen. Da die zu beziehende Energiemenge zur Raumerwärmung eine Korrelation zur vorherrschenden Tagesaußenmitteltemperatur aufweist, für die Ladeleistung jedoch $P_{el} = \text{const.}$ gilt, stellt sich eine Abhängigkeit der notwendigen Ladezeit und damit der verfügbaren Zeitdauer für das Lastmanagement von der Außentemperatur ein.

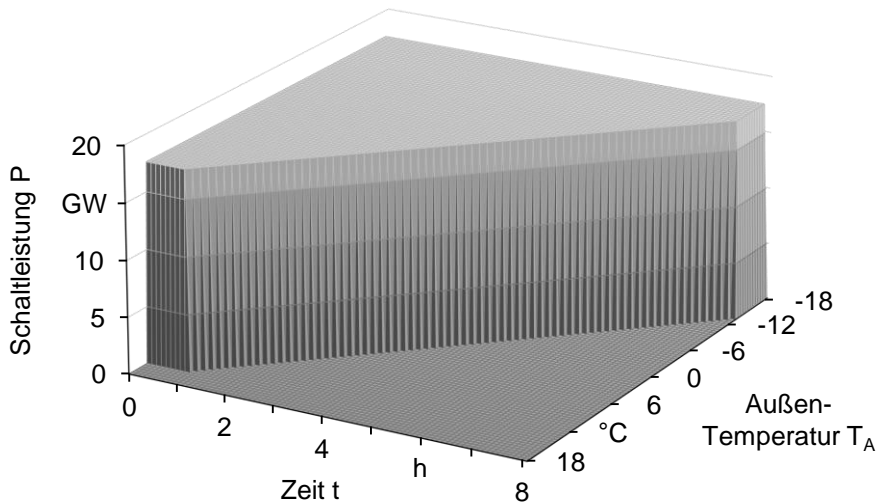


Bild 47: Potentielle Schaltleistungen durch elektrische Speicherheizgeräte bei unterschiedlichen Außentemperaturen

Wie aus Bild 47 hervorgeht, ist die gesamtverfügbare Speicherkapazität lediglich bei tiefen Außentemperaturen unterhalb -13 °C abrufbar und nimmt kontinuierlich mit deren Anstieg ab. Die Ermangelung gegenwärtiger Speichermöglichkeiten ist unter anderem auch im Stromhandelsaufkommen ersichtlich.

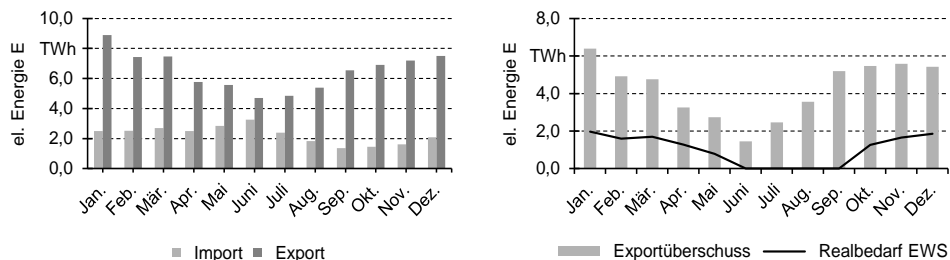


Bild 48: Stromimporte und -exporte Deutschlands 2016 (links) und Vergleich der Exportüberschüsse mit dem Energiebedarf für elektrischer Wärmespeicher im Jahr 2016 (rechts), Datenquelle [210, 211]

Bild 48 (links) zeigt hierzu den Vergleich der bilanziellen monatlichen Stromimporte Deutschlands mit den Exporten im Jahr 2016. Dabei ist ersichtlich, dass in jedem Monat ein bilanzieller Exportüberschuss vorhanden ist. Diese monatlichen Exportüberschüsse stünden grundsätzlich zur Beladung unterschiedlicher Speichertechnologien zur Verfügung. Bild 48 (rechts) zeigt diesbezüglich eine Gegenüberstellung der Differenzmenge aus Stromexporten und -importen und der Bedarfsmenge elektrischer

Energie zur Beladung sämtlicher elektrischer Wärmespeicher in Deutschland im Jahr 2016. Wie beide Diagramme aufzeigen, ergänzen sich der bilanzielle Exportüberschuss und der Bedarf elektrischer Energie zur Beladung EWS ideal und weisen darüber hinaus auch noch das Potential auf, eine deutlich größere Anzahl der Geräte versorgen zu können. Aufgrund der im Vergleich zu den vorangegangenen, analysierten Technologien stellen elektrische Speicherheizgeräte hinsichtlich des Lastmanagements aufgrund der hohen verfügbaren Schaltleistung und der großen verschiebbaren Energiemenge eine bedeutende Option dar [S3], auf deren detaillierten Funktionsweise im Fortgang der Arbeit (vgl. Kapitel 5) näher eingegangen wird.

Elektromobilität

Zusätzlich zu den elektrischen Verbrauchern des privaten Wohnumfeldes kann mit der Elektromobilität eine weitere Möglichkeit zum Lastmanagement erschlossen werden. Obwohl batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) grundsätzlich dem Verkehrssektor zuzuordnen sind, besteht durch die häusliche Lademöglichkeit mittels Wallbox eine Verbindung in das private Wohnen hinein, weswegen sie ebenfalls Berücksichtigung in der Analyse findet. Diese unterscheidet sich in der Fahrzeugnutzung jedoch grundsätzlich von Kraftfahrzeugen auf Basis eines Verbrennungsmotors. Werden kraftstoffbetriebene Fahrzeuge in der Regel erst wieder betankt und somit „geladen“ sofern der Tank leer ist, werden BEVs hingegen meist unmittelbar nach Fahrtbeendigung für den Ladevorgang an das elektrische Netz angeschlossen, wodurch für das DSM lediglich eine begrenzte Speicherkapazität zur Verfügung steht. Ausgehend von einem Bestand an BEVs von 53.861 im Jahr 2018 [212] und einer jährlichen Fahrleistung von 14.015 km je Fahrzeug [213] sowie einem Verbrauch von 220 Wh/km [214], resultiert bei einer 95%igen Fahrzeugverfügbarkeit [215] gegenwärtig eine maximale Speicherkapazität von 0,4 GWh. Bei einer Ladeleistung von 22 kW je Ladeplatz, kann somit eine maximale Schaltleistung von 1,13 GW abgerufen werden. Mit dem Koalitionsvertrag wurde das Mobilitätsziel von einer Million BEVs auf deutschen Straßen bis zum Jahr 2020 aufgegeben, wohingegen das Fernziel von 6 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2030 [216] unberührt blieb. Diesem Vorhaben zufolge resultiert für das DSM im Jahr 2030 ein Potential von 48,2 GWh bei einer maximalen Schaltleistung von 125 GW.

Neben der Steuerung bestehender Geräte ohne technischer Modifikation offeriert auch der Einsatz von Automatisierungslösungen weitere Nutzungspotentiale innerhalb des Wohnsektors. So etablieren sich in zuneh-

memdem Maße Roboterlösungen für vormalig händisch ausgeführte Aktivitäten, wie Rasenmäh-, Saug-, Wisch- oder Fensterputzroboter. Durch ihre Flexibilität aufgrund der autonomen Arbeitsweise eignen sich diese Geräte per Definition für das Lastmanagement, wobei jedoch einerseits deren Speicherkapazität marginal ist und andererseits nicht deren eigentliche Betriebsdauer für das DSM von Interesse sind, sondern die Zeitdauer des sich anschließenden Ladevorgangs. Unter der Annahme der Ausstattung eines jeden deutschen Haushalts mit einem Saugroboter¹⁰ resultiere eine maximale Schaltleistung von 1,13 GW bei einer verschiebbaren Energiemenge in Höhe von 1,91 GWh.

4.3 Klassifizierung verschiedener Geräte nach ihrer Eignung zum Demand Side Management

Grundsätzlich eignen sich für das Demand Side Management lediglich strombeziehende Geräte, um das Eingangskriterium des theoretischen Potentials zu erfüllen. Hinsichtlich des Lastmanagements ist neben dem Strombedarf maßgeblich die realisierbare Schaltleistung einzelner Gerätschaften von entscheidender Bedeutung. *Lünsdorf* [217] kategorisiert unterschiedliche Geräte anhand ihres Einsatzzweckes, wonach eine Unterscheidung zwischen

- Dienstleistung,
- Programm und
- Regelung

vorgenommen wird. Der Dienstleistung sind dabei Geräte zuzuordnen, die vom jeweiligen Nutzer aktiviert und dessen Nutzung unmittelbar zu erfolgen hat. Die Geräteaktivierung und die vom Gerät erbrachte Dienstleistung sind somit unmittelbar miteinander verbunden, automatisierte Eingriffsmöglichkeiten bestehen hingegen nicht. Im Rahmen dieser Kategorisierung sind Managementmaßnahmen lediglich über das aktive Wirken des Nutzers denkbar.

Die Kategorie „Programm“ umfasst Geräte deren Start vom Nutzer explizit ausgeführt wird. In vielen Fällen ist jedoch der Zeitpunkt der Durchführung von untergeordnetem Interesse, entscheidend für den Nutzer ist lediglich der Zeitpunkt der Fertigstellung des jeweiligen Prozesses. Deshalb

¹⁰ Akku: $U=14,4$ V, $Q_{el}=3.300$ mAh, Netzteil: $U=22,5$ V, $I=1,25$ A

kann der Prozessstart trotz direkter Abhängigkeit vom Benutzerverhalten durch explizite Eingriffsmöglichkeiten gesteuert werden.

Geräte der Gruppierung „Regelung“ erhalten lediglich den Betriebszustand innerhalb bestimmter Regelungsgrenzen. In vielen Fällen verfügen die elektrischen Verbraucher über eine Integration eines thermischen Speichers und halten die Temperatur auf einem bestimmten Temperaturniveau. Da dies auf einem Regelungsprozess basiert, und deren Auswirkungen nicht unmittelbar vom Nutzer wahrgenommen werden, eignen sie sich in besonderem Maße für eine automatisierte Betriebsweise/Regelung und bieten zudem die Möglichkeit zum Lastmanagement durch externe Eingriffsmöglichkeiten.

Die vorgenommen Kategorisierung im Rahmen dieser Arbeit erfolgt hinsichtlich der Möglichkeit einer zeitlichen Entkopplung von Funktionserfüllung bzw. Zustandserhaltung und Nutzerinteraktion. Hierbei lassen sich Parallelen zur Einteilung nach *Lünsdorf* identifizieren. Demnach werden elektrische Verbraucher grundsätzlich danach unterschieden, ob deren Einsatz eigenständig oder nachfragebedingt erfolgt. Selbstständig betriebene bzw. automatisch schaltende Geräte weisen einen kontinuierlichen oder sich periodisch wiederholenden Betrieb auf und agieren weitestgehend ohne direkte Nutzerinteraktion. Jener Untergruppierung sind elektrische Gerätschaften zuzuordnen, die zumeist über eine Speicherintegration verfügen oder die thermische Trägheit ausnutzen, um eine zeitweise Abschaltung zu ermöglichen. Geräte der Heiz- und Kältetechnik, wie Wärmepumpen, elektrische Wärmespeicher sowie Kühl- und Gefrierschränke sind Beispiele dieser Klassendefinition. Durch die Unabhängigkeit von etwaigen Nutzerinteraktionen eignet sich diese Klasse im besonderen Maße zum Lastmanagement.

Die erst durch das Interagieren mit dem Nutzer in Betrieb genommenen elektrischen Verbraucher bilden eine weitere Untergruppierung. Hierbei lässt sich das Betriebsverhalten jedoch noch nach der Art des Bedarfs untergliedern. So stellen programmierbare oder programmgetriebene Verbraucher die Untergruppierung des planbaren bzw. zeitvariablen Betriebs dar. Beispiele jener Gruppierung sind typischerweise Geräte der Kategorie „Waschen, Trocknen, Spülen“, die sich ebenfalls für das Lastmanagement eignen.

Geräte des umgehenden Bedarfs, welche ebenfalls dem nachfragebedingten Betrieb zuzuordnen sind, stellen hingegen keine Möglichkeit zur Nutzung im Rahmen lastbeeinflussender Maßnahmen dar. In der Regel erwart-

tet der Nutzer eine unmittelbare Gerätereaktion aufgrund seiner Interaktion, weshalb diese Geräte dem Energieversorgungsunternehmen nicht zugänglich sind. Bild 49 stellt die Klassifizierung der unterschiedlichen Verbraucher aus dem Umfeld des privaten Wohnens, nach ihrer Eignung zum Lastmanagement, zusammenfassend gegenüber [P6].

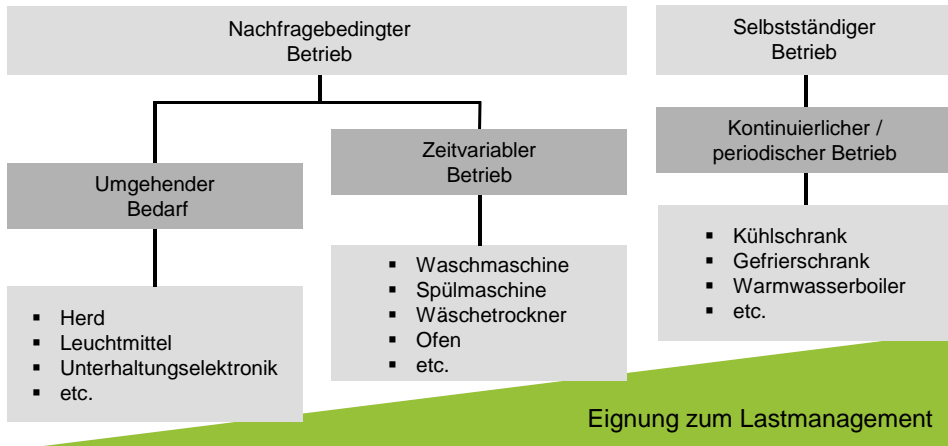


Bild 49: Klassifizierung elektrischer Verbraucher des Wohnumfelds nach Ihrer Eignung zum Lastmanagement

4.4 Bewertung aktueller kommerzieller und wissenschaftlicher Ansätze zum Lastmanagement

Lastbeeinflussende Maßnahmen im Sinne dieser Arbeit betreffen die Makroebene energieverorgungstechnischer Untersuchungen, indem die Auswirkungen einzelner Aktivitäten vor dem Hintergrund einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz zu sehen sind. Deren Ziel ist es dabei, die Last- und Erzeugungskurve in jedem Zeitpunkt anzugleichen. Dabei ist es unerheblich, ob die Umsetzung der in Kapitel 4.1.2 beschriebenen Formen des Lastmanagements über Demand Response (monetärer Anreiz) oder Demand Side Management (direkte Laststeuerung) erfolgt. Da sich aufgrund der regulatorischen Gegebenheiten in Deutschland kein Ansatz bisher flächendeckend in die Praxis umsetzen ließ, sind die Untersuchungen im Allgemeinen wissenschaftlicher Herkunft.

Kommerzielle Energiemanagementansätze werden gemeinhin unter dem Begriff „Smarthome“ mitunter direkt über die lokalen Energieversorgungs-

unternehmen¹¹ angeboten. In der Regel adressieren diese mit ihren Produkten das energetische Optimum auf der Mikroebene, innerhalb der Systemgrenze „Haus“, oder sorgen lediglich für einen Komfortzugewinn beim Kunden. Im Folgenden werden daher gängige kommerzielle und wissenschaftliche Lösungen vorgestellt, auf ihr Einsatzgebiet hin analysiert und entsprechend ihrer Eignung zum Lastmanagement bewertet.

4.4.1 Kommerzielle Produkte

Das *RWE Smarthome* der *Innogy SE* (bis 2016 *RWE Effizienz GmbH*) ist in Deutschland mit einem Marktanteil von 45 % im Jahr 2015 [218] das bekannteste und am weitesten verbreitete kommerzielle Produkt im Bereich Smarthome/Energiemanagement. Im Wesentlichen fokussiert sich das Unternehmen mit seinen Komponenten auf die Fernsteuerbarkeit elektrischer Geräte im privaten Wohnumfeld auf Basis funkbasierter Signalübertragung [219]. Im Produktsegment der Energieanwendungen bedient die *Innogy SE* steuerbare Heizkörperthermostate sowie schaltbare Zwischenstecker. Das Smarthome-Konzept basiert auf einer Zentraleinheit, der *RWE Smarthome-Zentrale*, die das verbindende Glied zwischen den eingebundenen Sensoren und Aktoren darstellt. Die über den Zwischenstecker am Stromnetz angeschlossenen elektrischen Geräte werden dadurch befähigt, über Fernzugriff innerhalb und außerhalb der Wohneinheit geschaltet zu werden. Im Gegenzug sendet der Zwischenstecker über Funk den aktuellen Schaltzustand an die *RWE Smarthome-Zentrale* zurück, sodass dem Kunden über ein (mobiles) Endgerät die Zustände einzelner Verbraucher ersichtlich werden. Eine Messeinrichtung zur Detektion des aktuellen Stromverbrauchs über den Zwischenstecker weist dieser hingegen nicht auf. Ebenso können verschiedene Sensoren, wie z. B. Tür-/Fenstersensoren oder Bewegungsmelder, neben den Heizkörperthermostaten in das System eingebunden werden. Erst durch den gebündelten Informationsgehalt einzelner Sensoren und Aktoren in der Zentraleinheit kann über das System der Energiebedarf der Wohneinheit innerhalb bestimmter Grenzen optimiert werden. So wird z. B. bei einem offenen Fenster die Heizung im betroffenen Raum automatisch heruntergeregt. Zudem lassen sich neben einer Fernsteuerung der Heizkörperthermostate auch Anwesenheitsprofile mit entsprechender Raumtemperaturvorgaben konfigurieren, wodurch in

¹¹ vgl. http://www.stadtwerke-bochum.de/privatkunden/produkte/stadtwerke_smart_home.html

unbewohnten Zeiträumen die Raumtemperatur abgesenkt wird. Das Produktsegment aus dem Bereich „Energie“ umfasst dabei Tür/Fenstersensoren, Heizkörperthermostate, die RWE Smarthome-Zentrale, Wandsender und die Zwischenstecker. Das angebotene Produktspektrum adressiert im Kern eine Komforterrhöhung, der Energieaspekt beschränkt sich auf eine szenarienbasierte Schaltung elektrischer Geräte über den Zwischenstecker bzw. auf die Steuerung des Heizkörpers in Abhängigkeit hinterlegter Anwesenheitsprofile und Raumtemperaturvorgaben. Bei weiteren am Markt erhältlichen Smarthome-Systemen mit hohen Marktanteilen in Deutschland, wie das *Homematic* der *eQ-3 AG* oder das *Qivicon* der *Deutsche Telekom AG*, ist der Leistungsumfang vergleichbar dem des beschriebenen RWE Smarthomes, sodass an dieser Stelle eine weitere Beschreibung entbehrlich ist.

Neben den reinen Smarthome-Systemanbietern drängen auch weitere Unternehmen in den Markt der Energiemanagementsysteme, wie die *SMA Solar Technology AG (SMA)*, dem Weltmarktführer [220] auf dem Gebiet der PV-Wechselrichtertechnik. Das Unternehmen bietet mit einer eigenen Smarthome-Lösung ein System zur Optimierung des Eigenverbrauchs an, indem es neben reinen PV-Wechselrichtern auch Energiespeichersysteme zur zeitlichen Entkopplung zwischen Energieerzeugung und -bezug in seinem Produktportfolio führt. Durch die Vernetzung des PV-Wechselrichters und einem optionalen Energiespeicher mit beliebig vielen elektrischen Verbrauchern über Funksteckdosen, ähnlich dem Zwischenstecker im RWE Smarthome, jedoch um den Funktionsumfang der elektrischen Leistungsmessung ergänzt, kann der Eigenverbrauch innerhalb der Systemgrenze Haus optimiert werden. Hierzu sind mittels Energy Meter entsprechende Messstellen, bspw. nach dem Wechselrichter, zu integrieren, um detaillierte Leistungskurven erfassen zu können. Auch innerhalb der Lösung von *SMA* agiert der sogenannte Sunny Home Manager als Zentraleinheit der Wohnung, worüber die unterschiedlichen Geräte miteinander vernetzt werden. Zusätzlich erlaubt das Portal eine Parametrisierung einzelner Komponenten zu einem ganzheitlichen Systemansatz. Zeitflexible Geräte (z. B. Wäschetrockner) können mit einem Zeitfenster belegt werden, welches eine Unterscheidung zwischen „must run“ und „can run“ zulässt. Damit ist es möglich, den Einschaltzeitpunkt dieser Geräte flexibel an der Erzeugungsleistung der PV-Anlage auszurichten und diese immer dann zu schalten, wenn ein Erzeugungsüberschuss vorhanden ist. Durch die Kooperation mit dem Hausgerätehersteller Miele ist überdies eine Steuerung jener Geräte ohne Funksteckdose möglich. [141, 221]

Im Gegensatz zum *RWE Smarthome*, liegt der Fokus von *SMA* eindeutig auf der Eigenverbrauchsoptimierung innerhalb der Systemgrenze Haus. Durch die automatische Eintaktung zeitflexibler Verbraucher bietet *SMA* als einer der wenigen Hersteller eine Möglichkeit diese Lastflexibilität auszunutzen. Im Vordergrund der Bestrebungen steht die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch die Integration einer elektrischen Speicherlösung. Sofern elektrische Verbraucher nicht über die Funksteckdosen geschaltet werden, ist der Nutzer durch die proprietären Kommunikationsschnittstellen jedoch auf die Komponenten von *SMA* und *Miele* beschränkt.

4.4.2 Wissenschaftliche Ansätze

Entgegen der kommerziellen Lösungen, die maßgeblich die Eigenbedarfsoptimierung und einen Komfortzugewinn durch Fernsteuerbarkeit elektrischer Geräte in den Vordergrund rücken, zielen wissenschaftliche Ansätze zur Laststeuerung auf eine direkte Einflussnahme der Netzlast ab.

Ifland [222] hat im Rahmen seiner Dissertation die Auswirkungen einer zeitflexiblen Tarifierung privater Letztverbraucher auf das Lastmanagement untersucht, in dem drei Preisstufen mit einer maximalen Preisspanne von 7 ct/kWh umgesetzt wurden. Die jeweiligen Preisstufen folgten dabei jedoch einem festen Ablauf und waren jeweils über mehrere Stunden am Stück hinweg aktiv, worauf sich der Nutzer im Zeitverlauf einstellen und entsprechend in seinen Tagesablauf einplanen konnte. Es wurde festgestellt, dass eine Verschiebung der Lasten durchaus möglich ist, was sich durch eine zeitweise Einsparung von bis zu 13 % während der Hochtarifphase und einem Mehrverbrauch von bis zu 6 % während der Niedertarifphase ausdrückt. Dennoch resümiert *Ifland* selbst die Zuverlässigkeit dieser DSM-Methode als fraglich.

Hillemacher [114] hat ebenfalls über einen Demand Response Ansatz den Einfluss eines monetären Anreizsystems auf das Lastverhalten der Kunden untersucht. Hierzu wurden fast 1000 Haushalte mit einer sogenannten Stromampel ausgestattet, worüber ein zeitvariables Strompreissignal des Energieversorgers empfangen und visualisiert werden kann (vgl. Bild 50) mit dem Ziel, dem Kunden einen Anreiz zu bieten, seinen Strombedarf in die für den Energieversorger günstige Zeiträume zu verlegen.



Bild 50: Stromampel in den Zuständen der Stufe 1 mit einem günstigen (links) und teuren Bezugspreis in Stufe 5 (rechts) [223]

Bild 50 zeigt exemplarisch zwei mögliche Zustände dieser Visualisierung. Der variable Bezugspreis für elektrischen Strom nahm im Feldversuch fünf unterschiedlich hohe Werte an, wobei der aktuelle Strompreis in Stufe 1 (günstigster Tarif) zusätzlich mit einer grünen Hintergrundfarbe visualisiert wurde. Zur raschen Informationsvermittlung wurden die Stufen 2 und 3 (mittlerer Tarif) mit gelber Hintergrundfarbe und Stufe 4 und 5 (hoher Tarif) mit roter Hintergrundfarbe hinterlegt. Darüber hinaus ist im Display der Strompreisverlauf des Tages einsehbar, mit Angabe einer Zeitdauer bis zur nächsten Änderung sowie der aktuellen Preisangabe. Wie Bild 50 zeigt, ändert sich der Strompreis lediglich in festen Stundenblöcken. Diese sind dem Kunden für den Folgetag bereits frühzeitig bekannt, wonach er sein Handeln entsprechend danach ausrichten kann. Eine Strompreisanpassung aufgrund ungeplanter Netzlastschwankungen findet hingegen nicht statt. Zur Detektion und Quantifizierung der Nutzungsumstellung sind zusätzlich in jeder Wohneinheit intelligente Stromzähler verbaut, die den Strombezug in den entsprechenden Tarifstufen transparent zuordnen. In der weiteren Projektphase wurden zahlreiche Kunden mit intelligenten Geräten (Kühlschrank, Geschirrspüler, Batteriespeicher etc.) sowie einem Energiemanagementsystem ausgestattet, welches Ihnen erlaubt, ähnlich der Smarthome-Lösung von SMA, für diese Geräte ein Zeitfenster des Betriebs vorzugeben, sodass das Energiemanagementsystem diese Geräte automatisch bei niedrigen Preisniveaus schaltet. Insgesamt kann nach vier Jahren Feldversuch als Ergebnis festgestellt werden, dass in den ersten drei Monaten der Testphase die Bereitschaft zur gezielten Steuerung zeitflexibler Geräte deutlich höher war als in den darauffolgenden (vgl. Tabelle 12). [223, 224]

Tabelle 12: Prozentuale Lastreduktion bei Tarifstufenwechsel [224]

Verglichene Preisstufen	Kunden in den ersten drei Monaten	Kunden nach drei Monaten
grün gegen rot (+10 ct/kWh)	25 - 35 %	7 - 12 %
grün gegen gelb (+5 ct/kWh)	10 - 22 %	4 - 7 %
gelb gegen rot (+5 ct/kWh)	3 - 15 %	2 - 4 %

Dabei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass eine Projektteilnahme als Testhaushalt tendenziell eher von einem technikaffinen Kundenkreis wahrgenommen wurde und daher die Bereitschaft zur aktiven Mitwirkung höher einzustufen ist [224]. Zudem ist einzubeziehen, dass durch die teilweise Bereitstellung intelligenter Geräte sowie des Energiemanagementsystems der eigene Aufwand zur Lastverschiebung deutlich gesunken ist und dennoch das Interesse bzw. die Bereitschaft diese in günstiger tarifierten Zeiträume zu betreiben, bereits nach drei Monaten um mehr als 60 % abgenommen hat.

Im Projekt *RegModHarz – Regenerative Modellregion Harz* wurden im Rahmen virtueller Kraftwerke Vermarktungsmöglichkeiten für erneuerbarer Energien unter der Einbeziehung von Haushaltskunden untersucht. Ähnlich der Arbeit *Hillemachers* [114] erhalten teilnehmende Haushalte das sog. *BEMI*, ein Energiemanagementinterface, worüber schaltbare Steckdosen parametrisiert und gesteuert werden können sowie Strompreissignale des Energieversorgers empfangen werden, in deren Abhängigkeit zeitflexible Verbraucher steuerbar sind. Eine weitere Parallele weist das Projekt dadurch auf, dass die Preissignale täglich in festen Stundenblöcken übermittelt werden und diese sich anschließend nicht mehr verändern. Das Projekt *RedModHarz* differenziert sich jedoch in der Art und Weise des umgesetzten Demand Response Ansatzes, indem ein Bonus-Malus-Systemansatz verfolgt wurde. [225]

Hierzu wird der Strombezugspreis in neun unterschiedlichen Preisstufen vorgegeben, wobei ein Bezug in den Stufen eins bis vier mit einer Bonuszahlung vergütet wird, in den Stufen sechs bis neun ist hingegen ein Malus fällig, Stufe fünf verhält sich neutral. Insgesamt entsteht dadurch eine Preisdifferenz von 32 ct/kWh zwischen Stufe eins (16 ct/kWh Bonus) und neun (16 ct/kWh Malus). Die vorgegebene Preisstufe richtet sich nach der Residuallast im Versorgungsgebiet und ist somit an vorherrschende energiewirtschaftliche Gegebenheiten gebunden [225].

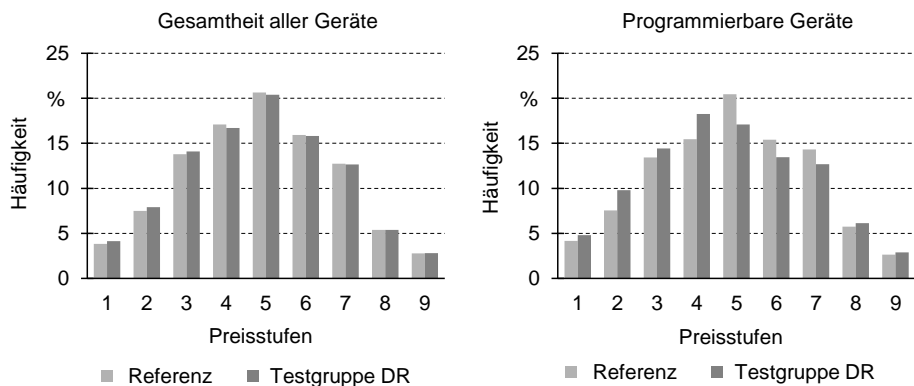


Bild 51: Preisstufen- und Verbrauchsverteilung mit Vorjahresreferenz für die Gesamtheit aller Geräte (links) und lediglich für programmierbare Geräte (rechts), nach [226]

Die Auswertung der Messergebnisse von 39 teilnehmenden Haushalten über eine Zeitdauer von sechs Monaten hinweg zeigt, dass im Durchschnitt ein geringfügiger Bonus in Höhe von 1,17 ct/kWh erzielt werden konnte (vgl. Bild 51, links). Weiterhin kann aus Bild 51 (rechts) entnommen werden, dass erst durch den Einsatz programmierbarer Geräte eine deutliche Änderung zum Referenzlastprofil festzustellen ist.

So haben *D'hulst et al.* [227] über eineinhalb Jahre hinweg den Einsatz smarter Spül- und Waschmaschinen sowie Wäschetrockner untersucht. Die Testhaushalte hatten dazu die Möglichkeit, über ein Userinterface das spätmögliche Ende des auszuführenden Programms der entsprechenden Geräte festzulegen. Die maximale Zeitspanne war dabei jedoch auf ein Zeitintervall von 24 Stunden begrenzt. Im Ergebnis konnte über die Projektlaufzeit hinweg festgestellt werden, dass die Möglichkeit zur Nutzung der „Smart-Function“ lediglich in deutlich weniger als 50 % der Fälle genutzt wurde (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Nutzungshäufigkeit verschiedener Geräte über die Smart-Function, Datenquelle [227]

	Spülmaschine	Waschmaschine	Wäschetrockner
Gerätenutzung über Smart-Function	56 %	29 %	31 %

Die Nutzung der Smart-Function zeigt zudem eine tendenzielle Verschiebung der Gerätenutzung in die Abend- und Nachtstunden hinein, insbesondere bei Spülmaschinen. Für die Gerätegruppe der Waschmaschine ist

eine zeitliche Verlagerung in die Morgenstunden zu identifizieren. Diese Ergebnisse entsprechen denen von *Kobus et al.* [228].

4.4.3 Fazit

Sämtliche kommerziell zu erwerbenden Systemlösungen aus dem Bereich des Energiemanagements adressieren entweder eine reine Komforterhöhung des Bewohners oder zielen auf eine Effizienzerhöhung bzw. Eigenverbrauchsoptimierung ab. Da jedoch in beiden Fällen eine direkte oder indirekte Kommunikation mit dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) ausbleibt, tragen diese Technologien bisweilen nicht unmittelbar zu einem netzdienlichen Verhalten nach Vorgabe des EVUs bei.

Betrachtungen im akademischen Umfeld zielen hingegen auf die Beantwortung der Frage ab, inwieweit private Haushalte zur Harmonisierung der Last- und Erzeugungskurve beitragen können, um das elektrische Versorgungsnetz im Rahmen der Energiewende zu entlasten bzw. vor Überlast zu schützen. Etwaige Maßnahmen verfolgen dabei bis dato den Ansatz des Demand Response, bei dem über einen monetären Anreiz die Bewohner dazu bewogen werden, ihren Energiebezug in für das EVU günstige Zeiträume zu verlegen. Die Analysen des Demand Response Ansatzes nach *Ifland*, *Hillemacher* sowie den Projekten „ModRegHarz“ und „Linear“ zeigen, dass partiell ein netzdienliches Verhalten durch monetäre Anreize zu erzielen ist.

Zudem kann festgestellt werden, dass das Vorhandensein smarter Geräte nicht unmittelbar zu deren Funktionsnutzung führt [227], sowie dass das Interesse am Strompreis angelehnte Handeln innerhalb kurzer Zeit deutlich abnimmt [224]. Bei den Ergebnissen der praktischen Untersuchungen ist zudem stets zu berücksichtigen, dass die Testhaushalte auf freiwilliger Basis am Versuch teilnehmen und sich dabei naturgemäß ein der Technik aufgeschlossener Personenkreis einfindet. Eine direkte Übertragbarkeit auf die Allgemeinheit ist mitunter nicht immer vollumfänglich gegeben.

Ferner ist das Konzept der variablen Strompreisgestaltung dem Bundesbürger im Allgemeinen unbekannt [229]. Darüber hinaus ist sich nach *Gerpott und Mahmudova* [230] ein wesentlicher Teil der strombeziehenden Haushalte in Deutschland der einzelnen Komponenten zur Zusammensetzung des aktuellen Strompreises nicht bewusst und das Interesse zur Auseinandersetzung mit dem tages- bzw. stundenaktuellen Strompreis entsprechend gering.

In diesem Zusammenhang haben *Dütschke und Paetz* [229] 160 Haushalte zum Thema Lastmanagement in Verbindung mit variablen Strompreisen anhand der in Tabelle 14 dargestellten Attribute und deren Spezifikationen befragt. Den Attributen Dynamik, Preisspanne und Lastmanagement können jeweils zwei bzw. drei Spezifikationen zugeordnet werden, wodurch sich in Summe zwölf Möglichkeiten ergeben, die im Rahmen einer Conjoint-Analyse betrachtet wurden. Im Ergebnis kommen *Dütschke und Paetz* [229] zu dem Resultat, dass die befragten Haushalte ein statisches Preismodell mit einer lediglich geringen Preisspanne befürworten. Ebenso wird ein automatisiertes Lastmanagement einem manuellen bevorzugt. *Ericson* [231] stellt zudem fest, dass eine Verhaltensänderung von Nutzern abgelehnt wird und tägliche Routinen beizubehalten sind. Einer Verringerung des Komforts durch eine dynamische Preisgestaltung wird nicht entsprochen. Im Kern gleichen sich die Ergebnisse dahingehend, dass ein Tätigwerden des einzelnen Nutzers abgelehnt wird und das Lastmanagement eher dem Ansatz einer automatisierten Lösung oder des Demand Side Managements durch eine direkte Lastbeeinflussung durch den Energieversorger folgen sollte.

Tabelle 14: Untersuchte Attribute und Spezifikationen hinsichtlich dynamischer Preisprogramme [229]

Attribut	Spezifikation	Beschreibung
Dynamik	statisch	drei Preisniveaus nach festem Zeitplan
	dynamisch	drei Preisniveaus mit stündlichem Wechsel
	variabel	Preise variieren frei innerhalb einer Spanne
Preis-spanne	gering	zwischen 15 und 25 ct/kWh
	hoch	zwischen 10 und 35 ct/kWh
Lastma-nagement	manuell	manuelle Gerätesteuerung, Preise werden auf Display visualisiert
	automatisch	Geräte reagieren automatisch auf Preisinformationen

Basierend auf den Erkenntnissen der verschiedenen Untersuchungen zum Thema Lastmanagement grenzt sich das im Fortlauf dieser Arbeit zu entwickelnde Konzept zur Nutzung privater elektrischer Verbraucher im Rahmen des Demand Side Managements durch die Umsetzung eines zentralen Steuerungsansatzes ab. Entgegen der preisbasierten Ansätze hat das Energieversorgungsunternehmen so zu jedem Zeitpunkt eine Schaltmöglichkeit

der Geräte und kann durch diesen Handlungsspielraum, z. B. durch Bündelung einzelner Geräte zu virtuellen Kraftwerken, am Regelleistungsmarkt teilnehmen, um darüber weitere Geschäftsfelder erschließen.

4.5 Zusammenfassung

Da die direkte Speicherung elektrischer Energie über Akkumulatoren (vgl. Tabelle 8) einen hohen Kostenaufwand bedeutet und auch die Umwandlung in eine andere Energieform, mit anschließender Speicherung und Rückwandlung im Bedarfsfall, mit jedem Prozessschritt den Gesamtwirkungsgrad vermindert und die Kosten erhöht, ist die Erschließung von Flexibilitätspotentialen die derzeit ökonomischste und ökologischste Option.

Darüber hinaus konnte in verschiedenen Untersuchungen bereits nachgewiesen werden, dass ein monetärer Anreiz zur Verhaltensänderung lediglich über einen kurzen Zeitraum direkt nach der Einführung, einen positiven Effekt auf das Lastverhalten hat. Nach kurzer Zeit nimmt das Interesse, die eigene Verhaltensweise einem flexiblen Tarif anzupassen, stark ab. Es wurde zudem festgestellt, dass Kunden generell weniger bereit sind ihr Verhalten anzupassen und unter keinen Umständen bereit wären Komforteinbußen hinzunehmen. Darüber hinaus präferieren Kunden eine automatisierte Lösung nach dem Demand Side Management Ansatz und weniger nach dem Demand Response.

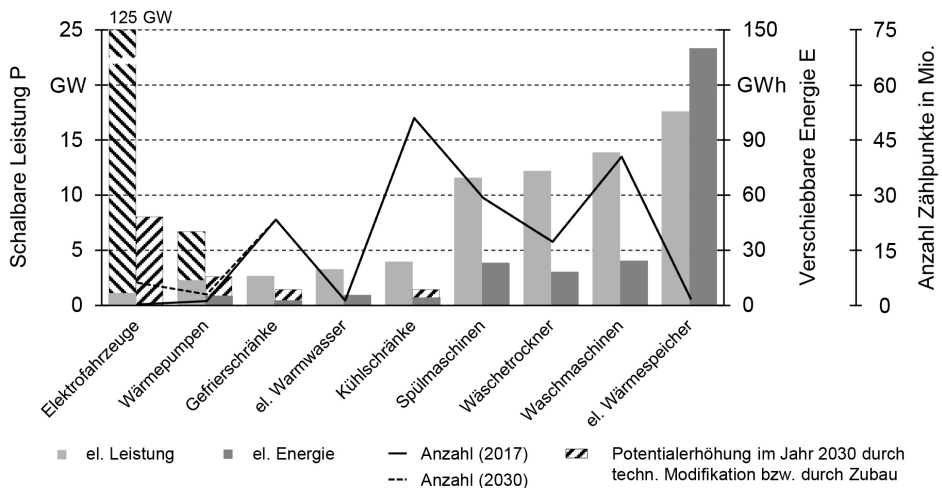


Bild 52: Zusammenfassung theoretisch zu erschließender Schaltleistungen, verschiebbarer Energiemengen und Anzahl der dazu notwendigen Zählpunkte unterschiedlicher el. Geräte des Haushaltssektors

Untersuchungen verschiedener elektrischer Geräte und Gerätegruppierungen zeigen, dass sich nicht alle elektrischen Verbraucher zum Lastmanagement eignen und große Unterschiede in ihrem Potential zueinander aufweisen. Neben den wichtigsten dargestellten Kenngrößen aus Bild 52, wie der schaltbaren Leistung und der verschiebbaren Energiemenge, sind zur Quantifizierung elektrischer Verbraucher bezüglich Ihre Eignung zum DSM noch weitere Attribute wesentlich (vgl. Tabelle 15). Hierzu zählen neben der Schaltleistung je Zählpunkt, die maximal mögliche Schaltdauer, die Verfügbarkeit aufgrund zeitlicher Restriktionen sowie das Erschließungs- und Erweiterungspotential. Ausgehend von einer hohen maximalen Gesamtschaltleistung einer Geräteart, die die Grundvoraussetzung für eine prinzipielle Eignung für das Lastmanagement darstellt, ist ebenso der technische Implementierungsaufwand zu berücksichtigen, der sich in der Schaltleistung je Zählpunkt widerspiegelt. Zudem ist neben der Schaltleistung die zu verschiebende Energiemenge relevant, die sich durch die maximale Geräteschaltdauer einstellt. Die zeitliche Verfügbarkeit bewertet einerseits inwieweit Geräte innerhalb eines Jahres nutzbar sind und andererseits ob diese lediglich durch Handeln des Bewohners verfügbar werden, wie beispielsweise Waschmaschinen, die ein Befüllen sowie eine Programmwahl erfordern. Der Erschließungsaufwand drückt hingegen aus, inwiefern zur Nutzung der Geräte in deren interne Steuerung einzugreifen ist oder ob eine einfache Spannungsversorgung ausreichend ist. Das Erweiterungspotential beschreibt schließlich den technischen Aufwand zur Inbetriebnahme weiterer Geräte sowie deren zusätzliches Marktvolumen.

Tabelle 15: Bewertung der DSM-Fähigkeit verschiedener elektrischer Verbraucher

Geräteart	Max. Gesamtschaltleistung	Schaltleistung je Zählpunkt	Max. Schaltdauer	Zeitliche Verfügbarkeit	Erschließungsaufwand	Erweiterungspotential
Elektrofahrzeuge	o	+++	++	++	+++	+++
Wärmepumpen	+	+	++	++	++	++
el. Warmwasser	+	+	++	+++	+++	+++
Gefrierschränke	+	o	+	+++	o	o
Kühlschränke	+	o	+	+++	o	o
Spülmaschinen	++	o	+	+	+	o
Wäschetrockner	++	o	+	+	+	o
Waschmaschinen	++	o	+	+	+	o
Haushaltsroboter	o	o	+	o	o	+++
el. Wärmespeicher	+++	++	+++	++	+++	+++

Auf Basis der Akzeptanzuntersuchungen nach *Dütschke und Paetz* [229] sowie nach *Ericson* [231] und der Auswertungen der Verfahren nach dem Demand Response Ansatz sowie der durchgeführten Potentialanalyse kann festgestellt werden, dass ein großes zu erschließendes Potential zur Flexibilisierung von Lasten in elektrischen Wärmespeichern, bis dato als Nachtspeicherheizungen bezeichnet, liegt. Obwohl die Geräte nur etwa drei Viertel des Jahres genutzt werden, offerieren sie aufgrund der hohen Leistung pro Zählpunkt sowie der hohen Aufnahmekapazität eine für das Energieversorgungsunternehmen große Möglichkeit, elektrische Lasten gezielt zu schalten, ohne dass der Kunde unmittelbar betroffen wäre und Komforteinbußen hinnehmen müsste. In Anbetracht dieser Tatsache wird im folgenden Kapitel ein auf weitere Technologien übertragbares Konzept zur intelligenten Vernetzung, Steuerung und Nutzung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das Energieversorgungsunternehmen entwickelt.

5 Konzept zur Ansteuerung elektrischer Wärmespeicher einzelner Haushalte

Elektrische Wärmespeicher gibt es in der Bundesrepublik Deutschland seit den 1950er Jahren. Sie werden während der Nacht zur Aufnahme elektrischer Energie eingesetzt, um dadurch in Schwachlastzeiten die Netzlast mittels Valley Filling zu erhöhen, weshalb sie auch bis heute teilweise als „Nachtspeicherheizung“ bezeichnet werden. Die Einführung dieser Geräte war erforderlich, um den Wirkungsgrad schlecht regelbarer Kraftwerke zu erhöhen, die sich durch eine mangelnde Anpassungsfähigkeit an ein definiertes Lastprofil auszeichnen und deshalb mit konstanter Leistung in ihrem Auslegungspunkt während der Nacht in das Energieversorgungsnetz einspeisen.

Um dem im September 2005 erlassenen Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (EnEG) [232] gerecht zu werden, wurde im Rahmen der Energieeinsparverordnung (EnEV) [233] die teilweise Außerbetriebsetzung von Nachtspeicherheizungen verabschiedet. Demnach durften in Wohngebäuden mit mehr als fünf Wohneinheiten ab 2019 keine Nachtspeicherheizungen mehr betrieben werden, die vor dem 1. Januar 1990 eingebaut wurden. Für alle nach dem 31. Dezember 1989 installierten Geräte galt eine maximale Betriebsdauer von 30 Jahren. Dieses Verbot der Nachtspeicherheizung wurde jedoch im Rahmen der Novellierung des Energieeinsparungsgesetzes vom 4. Juli 2013 [234] unter der Prämisse, dass im Rahmen der Energiewende Speichertechnologien benötigt werden und mit den (ehemaligen) Nachtspeicherheizungen entsprechende Speichermedien potentiell zur Verfügung stünden, wieder vollständig außer Kraft gesetzt.

5.1 Aufbau und Funktionsweise elektrischer Wärmespeicher

Aufgrund der steigenden Strompreise der vergangenen Jahre wird die Raumwärmebereitstellung auf Basis elektrischer Energie zusehends unattraktiv. Gleichwohl wird in der Bundesrepublik noch jede 25. Wohnung elektrisch beheizt [201]. Aufgrund hoher Sanierungskosten zur Installation eines wassergeführten Heizsystems ist jedoch auch künftig noch mit einer großen Anzahl elektrisch beheizter Wohneinheiten zu rechnen. Darüber hinaus können insbesondere bei fortschreitendem Zubau regenerativer

Erzeugungsanlagen und des anhaltenden Mangels kostengünstiger Speichertechnologien strombasierte raumwärme- und warmwasserbereitstellende Technologien eine bedeutende Alternative werden, sofern diese mit geeigneten Tarifmodellen angeboten werden können. Im Fortlauf dieser Arbeit wird daher eine auf weitere Technologien adaptierbare Möglichkeit aufgezeigt, wie bestehende elektrische Wärmespeicher aus der Leitstelle des Energieversorgers heraus individuell steuerbar werden [S4], mit dem Ziel im Kontext der Energiewende einen systemrelevanten Beitrag leisten zu können.

5.1.1 Aufbau elektrischer Wärmespeicher

Elektrische Wärmespeicher bestehen im Wesentlichen aus einem Feststoff-Speichermedium im Inneren und einem nach außen thermisch isolierten Gehäuses (vgl. Bild 53). Zur Beladung der Wärmespeicher sind in den Speicherfeststoff, das ein Paket geschichteter Eisenoxidsteine (Fe_2O_3) mit einer hohen spezifischer Wärmekapazität $c_{p,WS}$ darstellt, widerstandsbehaftete Leiter (Heizwiderstände) eingebettet, die sich bei Stromdurchfluss erhitzen und über ihre Oberfläche – maßgeblich mittels dreidimensionaler Wärmeleitung – Wärme an die umgebenden Steinpakete übertragen.

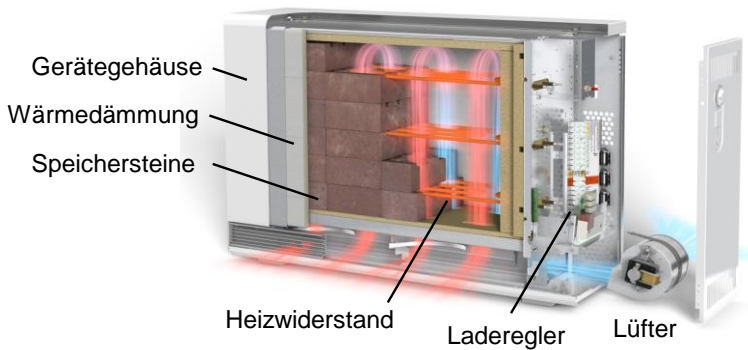


Bild 53: Aufbau eines elektrischen Wärmespeichers nach [235]

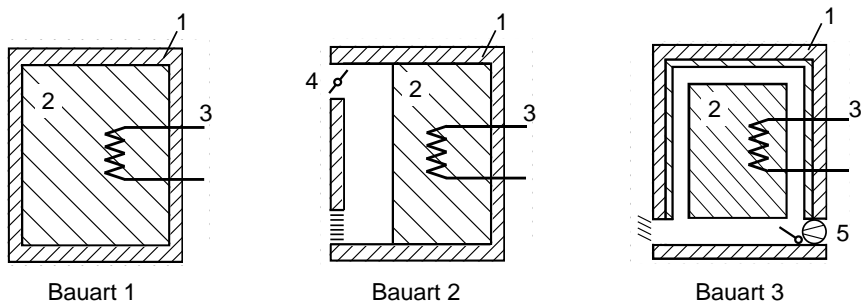
Die Geräte sind dabei in ihrer Leistung so bemessen, dass der Speicher innerhalb von acht Stunden vollständig beladen wird. Die in diesem Zeitraum speicherbare Wärmemenge Q_{WS} ist über

$$Q_{WS} = m_{WS} \cdot c_{p,WS} \cdot \Delta T = V_{WS} \cdot \rho_{WS} \cdot c_{p,WS} \cdot \Delta T \quad (5.1)$$

definiert und demzufolge maßgeblich von der Masse m_{WS} , der spezifischen Wärmekapazität $c_{p,WS}$ des Speichermaterials sowie der realisierbaren Temperaturdifferenz ΔT abhängig. Da die maximale Oberflächentemperatur am Gehäuse gesetzlichen Bestimmungen unterliegt, werden zur Erzielung hoher Wärmerückhaltevermögen, d. h. einer langen Zeitdauer bis zur vollständigen oder teilweisen Selbstentladung, leistungsfähige Dämmmaterialien (z. B. Vermiculite mit $\lambda(400\text{ °C}) = 0,15 \frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$) eingesetzt. Zur Einhaltung dieser Vorgaben stellt sich technologiebedingt eine herstellerabhängige, maximale Kerntemperatur im vollbeladenen Zustand von ca. 600 °C ein. Damit ist eine Skalierung der Wärmespeicherkapazitäten lediglich über die Parameter der Speichermasse m_{WS} sowie der spezifischen Wärmekapazität $c_{p,WS}$ der Speicherelemente gegeben. Die Wärmeabgabe des Speichers in den zu erwärmenden Wohnraum erfolgt über die Mechanismen der statischen und dynamischen Entladung mittels Konvektion und Wärmestrahlung [P7, P8] und unterscheidet sich in ihrem Anteil zueinander, je nach Bauart des Gerätes.

5.1.2 Bauarten

Elektrische Wärmespeicher unterscheiden sich maßgeblich hinsichtlich der Regelbarkeit der Wärmeabgabe in verschiedene Gerätebauarten. Geräte der „Bauart 1“ zeichnen sich durch eine rein statische Wärmeabgabe mittels Wärmestrahlung und natürlicher Konvektion an deren Oberfläche aus. Durch das Fehlen jeglicher Art von Steuerungsmöglichkeiten kann die Wärmeabgabe folglich nicht extern beeinflusst werden und ist lediglich von den Dämmeigenschaften des Isolationsmaterials des vollumschlossenen Speicherkerns abhängig. Elektrische Wärmespeicher der zweiten Bauart sind entgegen der „Bauart 1“ um Luftöffnungsklappen zur manuellen Steuerung der Wärmeabgabe erweitert. Hierdurch ist es möglich, durch Öffnen der Luftklappen zusätzliche Konvektion zur Erwärmung des Raumes zu nutzen. Nahezu alle elektrischen Wärmespeicher in Deutschland sind jedoch Geräte der „Bauart 3“. Diese beinhalten einen im Gerät integrierten Ventilator (vgl. Bild 54), der über die regelbare Lüfterdrehzahl gezielt die Wärmeabgabe in den Raum mittels erzwungener Konvektion steuert. Weiterhin verfügen diese Geräte über eine bessere Wärmedämmung (Isolationsschichtdicke und Wärmeleitfähigkeit) als die der Bauart 1 und 2, da die Wärmeabgabe vornehmlich über Konvektion erfolgen soll, um nicht genutzte Räume bei zeitlicher Abwesenheit nicht unnötig aufzuheizen.



1. Isolierung, 2. Speicher Kern, 3. Heizelement, 4. Luftklappe, 5. Ventilator

Bild 54: Unterschiedliche Bauarten elektrischer Wärmespeicher, nach [236]

5.1.3 Funktionsweise

Wenn die Lastkurve im Versorgungsnetz ein Minimum aufweist, werden elektrische Wärmespeicher während der Nacht zur Glättung der Netzlast nach Erhalt eines Freigabesignals durch den Energieversorger geladen. Die Ladefreigabe erfolgt dabei zentral aus der Netzleitstelle des Energieversorgers mittels Rundsteuertechnik bzw. über Tarifzeitschaltuhren in den Haushalten der Kunden. Zur gleichmäßigen Verteilung der durch die Beladung der Wärmespeicher hervorgerufenen Netzlast werden diese nach drei unterschiedlichen, vom Energieversorger vorgegebenen Ladecharakteristiken gesteuert (vgl. Bild 55).

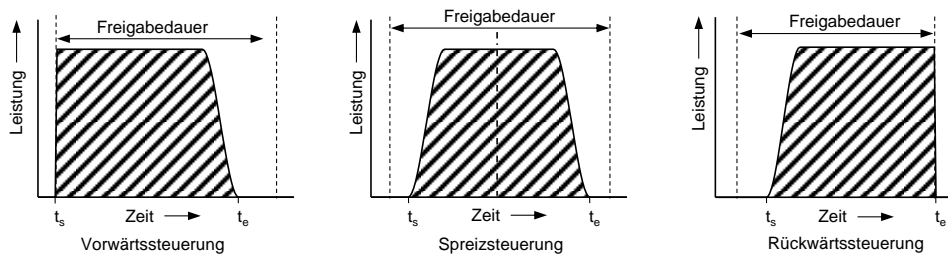


Bild 55: Summenlastprofile unterschiedlicher Ladesteuerungen für elektrische Wärmespeicher nach [237]

Elektrische Wärmespeicher, die der Ladecharakteristik der Vorwärtssteuerung folgen, beginnen den Ladevorgang in Höhe ihrer Nennleistung P_N mit Beginn der Freigabedauer zum Zeitpunkt t_s und schalten bei Erreichen ihres vordefinierten Sollladegrads in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur selbstständig ab. Geräte, die hingegen nach dem Modell der Rückwärtssteuerung geladen werden, ermitteln die Ladedauer durch Abgleich des

Soll- und Istladegrads und starten den Ladevorgang entsprechend zeitverzögert, sodass das Ladeende t_e mit dem Ende der Freigabedauer identisch ist. Bei der Spreizsteuerung wird der Ladebeginn t_s so errechnet, dass sich das gesamte Ladefenster symmetrisch um die Mitte der Freigabedauer befindet.

Zur Ermittlung der erforderlichen Energiemenge ist ein Zentralsteuergerät notwendig, welches auf Basis der Messdaten eines Außentemperaturfühlers die Sollladegradvorgabe als Führungsgröße $w(t)$ für sämtliche Wärmespeicher innerhalb einer Wohneinheit ermittelt. Der Sollladegrad $w(t)$ bestimmt somit denjenigen Anteil der Gesamtspeicherkapazität, der für die Deckung des Wärmebedarfs erforderlich ist. Da die Auslegung der Speichergröße je Raum durch eine individuelle Wärmebedarfsrechnung nach DIN EN 12831 [238] erfolgt, ist die Sollladegradvorgabe $w(t)$ in Prozent für alle Räumlichkeiten in Abhängigkeit der jeweils installierten Leistung gleich groß. Mittels eines Temperaturfühlers wird durch Messung der Kerntemperatur des Speichermaterials, die vorhandene Restwärmemenge, der sog. Istladegrad (Regelgröße $y(t)$), eines jeden Wärmespeichers ermittelt und an den integrierten Laderegler zur Bestimmung der Regelabweichung $e(t)$, übergeben. Für die Stellgröße $u(t)$ wird im Laderegler ein binäres Ausgangssignal in Abhängigkeit der Regelabweichung $e(t)$ nach Gleichung (5.2) erzeugt:

$$u(t) = \begin{cases} 1 & \text{wenn } e(t) > 0 \\ 0 & \text{wenn } e(t) \leq 0 \end{cases} \quad (5.2)$$

Ist $u(t) = 1$, schaltet der Laderegler die Thermorelais der Heizwiderstände, woraufhin der Speicher in Höhe der Nennleistung P_N lädt, sofern das Freigabesignal des Energieversorgers vorliegt (vgl. Bild 56).

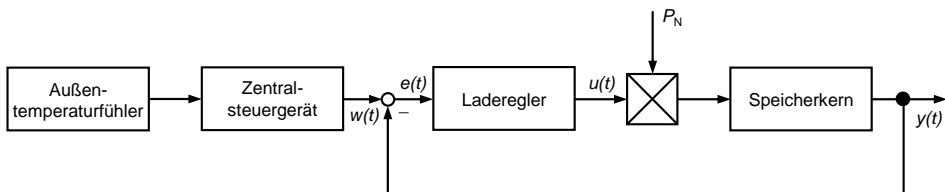


Bild 56: Vereinfachter Regelkreis einer Ladesteuerung für elektrische Wärmespeicher

Die Beladung der Speicher erfolgt dabei über einen Zweipunktregler (ein/aus), d. h. die Leistungsaufnahme der Geräte ist über die gesamte Ladedauer hinweg konstant und entspricht der Nennleistung P_N . Zur Ermittlung des Sollladegrads in Abhängigkeit der Außentemperatur ist die Ladekennlinie der Geräte zu definieren. Da das persönliche thermische

Wohlempfinden unterschiedlich wahrgenommen wird, sind die Temperaturwerte zur Vollladung (E_1), des Ladebeginns (E_2) sowie die Höhe des Sockelladegrads (E_{15}) zu bestimmen (vgl. Bild 57), welche freiwählbar innerhalb bestimmter Grenzen sind.

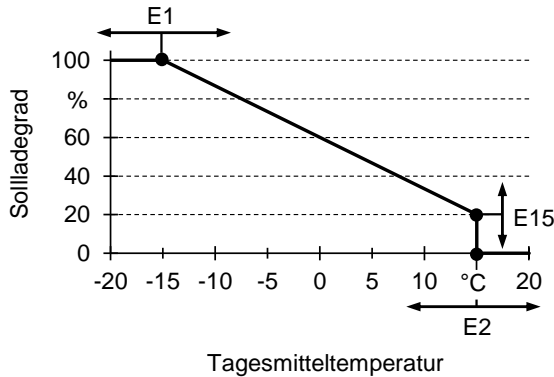


Bild 57: Exemplarische Ladekennlinie zur Sollladegradermittlung in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur

Die Punkte E_1 , E_2 und E_{15} sind nach DIN EN 50350 [237] wie folgt definiert:

- E_1 : Tagesmitteltemperatur, unterhalb derer die Speicher voll beladen werden
- E_2 : Tagesmitteltemperatur, ab der die Speicher beladen werden
- E_{15} : Sockelladegrad zu Ladebeginn

Durch die Definition dieser drei Werte, kann die Ladedauer in Abhängigkeit der Außentemperatur und der Restwärmemenge im Gerät ermittelt werden. Die Wärmeabgabe der in Deutschland hauptsächlich vorherrschenden Wärmespeicher dritter Bauart erfolgt in geringen Teilen über statische Entladung durch Wärmestrahlung und natürliche Konvektion, bedingt durch die erhöhte Oberflächentemperatur am Speichergehäuse. Der Großteil der Wärme wird jedoch in Form von erzwungener Konvektion abgegeben, indem ein im Gerät verbauter Ventilator einen Druckgradienten Δp aufbaut und in Folge dessen einen Luftmassenstrom \dot{m} durch die im Steinpaket eingebrachten Lüftungsgänge hervorruft. Dieser nimmt beim Durchströmen die Wärme an den Oberflächen der Speicherelemente auf und strömt am Kanalende unter Beimischung der angesaugten Frischluft in den zu beheizenden Raum ein. Die Regulierung der Drehzahl des Ventilators findet unter Berücksichtigung der Messwerte eines Raumthermostats statt, welches die Raumtemperatur über Messung mit der Sollwertvorgabe des Nutzers abgleicht.

Die Prognose des Energieversorgers zu den auftretenden Lasten während der Nacht erfolgt anhand temperaturabhängiger Standardlastprofile. Die Lastprofile werden als Kurvenscharen in 1 °C-Schritten über einen, je nach Standort unterschiedlichen, Temperaturbereich gebildet. Hierdurch ist es dem Energieversorger möglich, in Abhängigkeit der Außentemperatur, die zu erwartende Last zu ermitteln.

Da im Rahmen des Ausbaus regenerativer Erzeugungsanlagen und dem damit einhergehenden Rückgang schwer regelbarer, konventioneller Kraftwerke nicht länger davon ausgegangen werden kann, dass Lasttäler lediglich während der Nacht auftreten (vgl. Bild 17), sind für einen systemdienlichen Betrieb elektrischer Wärmespeicher, deren Beladungszeiträume zu flexibilisieren. Deshalb werden neue Anforderungen an die bisherige Beladungssteuerung gestellt.

5.2 Entwicklung eines durchgängigen IuK-Konzepts

Die Nutzung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das Energieversorgungsunternehmen erfordert zum Ausgleich volatiler Einspeiser eine neuartige Betriebsweise zur Beladung der Anlagen. Zu den Anforderungen an eine der Netzlast orientierte Betriebsweise zählen die

- Adressierbarkeit individueller Verbrauchspunkte zur Skalierung schaltbarer Leistungen sowie ein
- durchgängiger, bidirektionaler Informationsfluss zur Informationsbereitstellung verfügbarer Speicherkapazitäten für das Energieversorgungsunternehmen, insbesondere bei Teilnahme am Regelleistungsmarkt [P9].

Basierend auf den theoretischen Überlegungen *Wiechmanns* [239], der unter Berücksichtigung zeitlicher Preisdifferenzen für Dienstleistungen im Strommarkt Ansätze neuer Lademodelle für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (UVE) entwickelt hat, um für das Energieversorgungsunternehmen Arbitrage zu erzielen, hat die EnBW im Modellversuch „*Flexibler Wärmestrom*“ [240] bei ausgewählten Kunden sog. Steuerboxen installiert, um jene UVEs fernzusteuern. Eine Detailbeschreibung der Steuerboxen ist nicht veröffentlicht. Durch die fehlende Bidirektionalität der UVEs zum Energieversorger fehlt zudem eine Statusübertragung der Geräte. Deshalb ist eine detaillierte Fahrplanvorgabe nicht möglich, da keine Informationsbereitstellung von möglichen Kapazitäten und verfügbaren Schaltleistungen erfolgt. Im bis Mitte 2018 andauernden Projekt „*RealValue*“ [241] als Teilprojekt des EU-Projekts Horizon 2020 wird ebenfalls das Verhalten von

Speicherheizungen in einem Feldversuch erprobt, um mittels thermischer Speicher einen Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch zu realisieren. Konkrete Projektergebnisse sind derzeit noch nicht veröffentlicht.¹²

Zur Erfüllung der Anforderungen an eine individuelle Schaltsignalübertragung sowie eines durchgängigen bidirektionalen Informationsflusses ist eine Kommunikationsstruktur erforderlich, die diesen technischen Anforderungen an ein systemdienliches Verhalten entspricht.

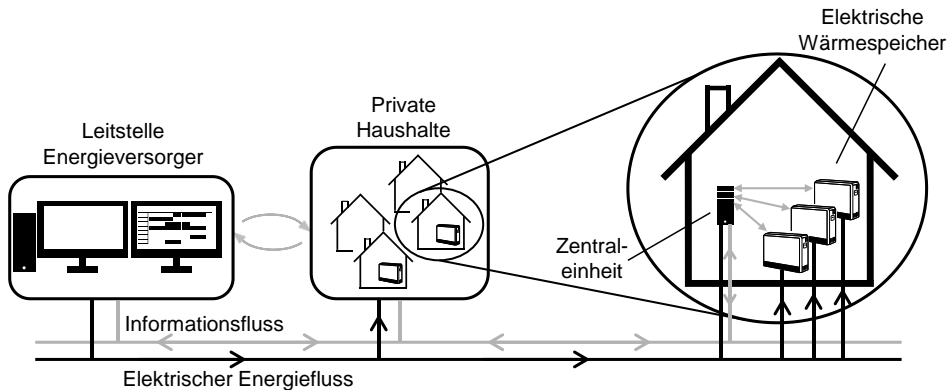


Bild 58: IuK-Konzept zur Nutzung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das Energieversorgungsunternehmen [P10]

In Bild 58 ist ein diesen Anforderungen entsprechendes IuK-Konzept schematisch dargestellt, dessen Kernelement der neuen Kommunikationsstruktur eine zentrale Steuereinheit (im Fortlauf als Zentraleinheit bezeichnet) innerhalb der Wohneinheit bildet. Diese stellt das Gateway zum Energieversorger dar, um entsprechende Schaltinformationen zur Steuerung der elektrischen Wärmespeicher zu empfangen. Darüber hinaus ist die Zentraleinheit mit allen Speicherheizgeräten innerhalb einer Wohneinheit verbunden, womit sie das Bindeglied zwischen dem EVU und den Einzelgeräten darstellt. Durch die informationstechnische Anbindung an die Wärmespeicher kommuniziert die ZE zum einen die Ladebefehle des EVUs weiter, indem sie die Schaltbefehle übermittelt, zum anderen erfasst die ZE deren Status und gibt diesen aggregiert an den Energieversorger zurück. Dadurch entsteht eine bidirektionale Kommunikationsstruktur mit einem geschlossenen Regelkreis.

¹² <http://www.realvalueproject.com/>, Stand 18.03.2018

Die technische Umsetzung dieser IuK-Struktur erfordert eine deutliche Weiterentwicklung der bisherigen Form der Ladesignalübermittlung innerhalb unterschiedlicher Geräteebenen, die im Fortlauf näher erläutert werden.

5.2.1 Schaltsignalübertragung des Energieversorgers

Für die kommunikationstechnische Anbindung örtlich verteilter Zentraleinheiten an eine zentrale Leitstelle zur gezielten Steuerung elektrischer Verbraucher ist eine entsprechende Datenverbindung über weite Strecken erforderlich. Die Wahl der notwendigen Technologie zur Umsetzung eines dafür notwendigen Wide-Area-Networks (WAN) wird dahingehend stark beschränkt, da für die Nutzung vieler Übertragungsmedien Lizenzgebühren zu entrichten sind. Das bedeutet, dass entweder auf einen der etablierten Dienste zurückgegriffen werden muss oder ein an der Kommunikation beteiligter Partner im Besitz der dafür notwendigen Datenleitung ist. Mögliche leitungsgesicherte Übertragungsmöglichkeiten sind hierbei die Tonfrequenz-Rundsteuertechnik (TRT) oder die Powerline-Communication (PLC), die zur Übertragung entsprechender Signale das Stromnetz als Übertragungsmedium nutzen.

Tonfrequenz-Rundsteuertechnik

Die TRT agiert dabei im Frequenzbereich bis 1,6 kHz. Zur Informationsübermittlung verfügt das Energieversorgungsunternehmen (EVU) über einen bzw. mehrere sogenannte Rundsteuersender, die im Umspannwerk zwischen zwei Spannungsebenen installiert sind. Der Rundsteuersender besteht aus einer Drehstrombrücken-Gleichrichterschaltung, die die dreiphasige Netzspannung in Gleichspannung transformiert und über einen Zwischenkreiskondensator glättet. Die nachgelagerte Wechselrichterschaltung wandelt die Gleichspannung wieder zurück in eine Dreiphasen-Wechselspannung, die mit der entsprechenden Rundsteuerfrequenz beaufschlagt wieder dem Netz zugeführt wird. Die Rundsteuerfrequenzen werden der 50 Hz-Netzspannung je nach Spannungsebene, mit einer Amplitude von 1 – 5 % der jeweiligen Netzspannung aufmoduliert, wodurch ein Impulstelegramm entsteht (vgl. Bild 59). Die mit der Rundsteuerfrequenz aufmodulierte Netzspannung wird im gesamten, dem Umspannwerk der Signaleinspeisung untergelagerten Netz übertragen. Der Empfang des Signals erfolgt über sog. Rundsteuerempfänger, die das Signal demodulieren, interpretieren und entsprechende Schalthandlungen ableiten. [242]

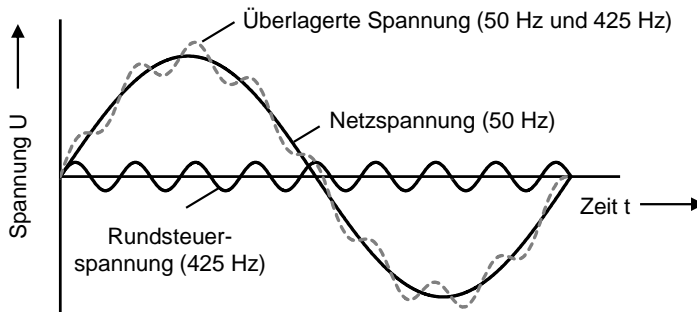


Bild 59: Prinzip der Rundsteuersignalübertragung, in Anlehnung an [242]

Sie bestehen aus einer Eingangseinheit, die aus der Netzspannung das rundsteuerfrequente Signal herausfiltert und über einen Gleichrichter in Gleichspannungsimpulse wandeln. Mittels eines Amplitudenbewerter wird die empfangsabhängige Spannungshöhe geprüft und bei Überschreiten definierter Schwellenwerte an den Decoder der Auswerteeinheit übergeben. Sofern der empfangene Impulscode mit dem im Empfänger hinterlegten Code übereinstimmt, prüft die Auswerteeinheit die Impulslänge und Positionierung im Impulsraster und weist das Relais in der Ausgangseinheit zum Schaltvorgang an. Zur Übertragung von Schaltinformationen ist nach dem Decabit-Impulsabstandsverfahren eine Zeitdauer von etwa sieben Sekunden notwendig. Verfahren die nach dem Impulsintervallverfahren agieren, können durch das Aufweisen von Pausen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Impulsen auch Zeitdauern von einer Minute und mehr zur Übertragung der Schaltbefehle benötigen. Entsprechend dieser notwendigen Zeitdauern ist die Datenrate zur Signalübertragung sehr gering. Darüber hinaus zeichnet sich die TRT lediglich durch eine unidirektionale Übertragungsrichtung aus, stets vom zentralen Sender (Energieversorger) hin zu den Kunden. Für eine gezielte Ansteuerung individueller Kundenanlagen sind mit der TRT unterschiedlichen Frequenzen notwendig, die jeweils nur von einer Kundenanlage ausgewertet werden kann. Dadurch ist es erforderlich die entsprechenden Rundsteuerempfänger jeweils nur für eine bestimmte Frequenz auszulegen. Aufgrund der begrenzten Rundsteuersender müssten zudem alle Schaltbefehle sequenziell durchlaufen werden, wodurch sich sehr hohe Latenzzeiten ergeben. Die TRT eignet sich entsprechend aufgrund folgender technischer Restriktionen nicht für ein individuelles Lastmanagement einzelner Anlagen:

- Beschränkter Adressraum
- Hohe Latenzzeiten, sequenzielle Signalübertragung bei verschiedenen Adressaten
- Unidirektionale Übertragungsrichtung [242]

Funkrundsteuertechnik

Neben der TRT existiert darüber hinaus die Möglichkeit zur Übertragung von Rundsteuersignalen durch Funk mittels Langwellen. In Deutschland existieren hierzu in *Burg* und *Mainflingen* zwei von insgesamt drei mittteleuropäischen Sendeanlagen mit einer Sendereichweite von jeweils 500 km, die für die Signalübertragung im Bundesgebiet verantwortlich sind. Der Vorteil der Übertragung mittels Funkwellen (129,1 kHz bzw. 139,0 kHz) besteht einerseits in der Unabhängigkeit von Eigentumsrechten einer Stromleitung und andererseits in der großen Übertragungsdistanz. Die Sendeanlagen senden die zu übertragenden Signale auf zwei Wege. Zum einen werden Raumwellen ausgesendet, die in der Ionosphäre reflektiert werden, zum anderen werden entlang der Erdoberfläche Bodenwellen übertragen (vgl. Bild 60).

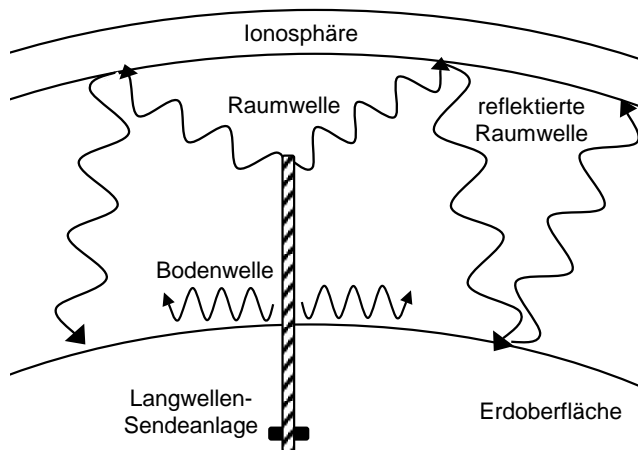


Bild 60: Ausbreitungseigenschaften einer Langwelle [243]

Insbesondere die Bodenwellen sind für die Rundsteuersignalübertragung von Interesse, da das magnetische Feld aufgrund der niedrigen Frequenz tief in das Erdreich eindringen kann und somit das EFR-Signal auch in Kellerräumen sicher empfangen werden kann. Da technologiebedingt für alle deutschen Teilnehmer jedoch lediglich eine Datenrate von 200 Bd verfügbar ist, ist die Umsetzung eines Lastmanagements mittels Langwellenfunk ebenfalls nicht zielführend, da neben der zu geringen Datenrate die Sende-richtung – ebenso wie bei der TRT – lediglich unidirektional erfolgen kann. [243]

Als jüngere Alternative zur Signalübertragung mittels Langwelle und zur TRT kann auch das Funkrufnetz im UH-Frequenzbereich dienen, deren technische Entwicklung zur Signalübertragung hauptsächlich vom Verteilnetzbetreiber „Stromnetz Berlin“ versiert wurde. Für die Schaltsignalübermittlung ist im Wesentlichen ein Leitrechner, ein Kommunikationsserver, das Funkrufnetz als Kommunikationsmedium sowie eine Empfängereinheit notwendig. Im Leitrechner erfolgt neben der Generierung der Schaltprogramme ebenso die Verwaltung einzelner Empfängereinheiten sowie deren Gruppierungen. Die Erstellung der eigentlichen Telegramme geschieht im Kommunikationsserver, ebenso wie die Adressverwaltung. Die Übertragung dieser generierten Telegramme zu den Empfängereinheiten erfolgt anschließend über das Funkrufnetz, weshalb technologienbedingt der Kommunikationsweg ebenfalls unidirektional ist. Die Empfangsgeräte beim Kunden empfangen das Funkruftelegramm und leiten nach der Prüfung der Signaturen entsprechende Schaltbefehle ab. Die Nutzung der UHF-Technik bietet den Vorteil der Bildung von Nutzergruppen, weist jedoch ebenso den Nachteil der einseitigen Datenübertragung auf, wodurch kein Antwortsignal übertragbar ist. [244, 245]

Powerline-Communication

Neben der Tonfrequenz-Rundsteuertechnik bietet auch die Technologie der Powerline-Communication (PLC) die Möglichkeit der Nutzung des Stromnetzes zur Signalübertragung. Während der Frequenzbereich bis 1,6 kHz durch Rundsteuertechnik zur Informationsübermittlung beansprucht wird, verfügt die Breitband-PLC über das Frequenzband von 1 bis 30 MHz [246]. Transformatoren im Versorgungsnetz weisen jedoch durch die Trägheit mechanischer Systeme Tiefpass-Charakter auf, ebenso wie lange Stromleitungen durch ihren bauteilspezifischen Widerstand und deren Kapazität, die bei jedem Signalwechsel umgeladen werden muss. Entsprechend werden Signale höherer Frequenzen, wie die der PLC, aufgrund des Tiefpass-Charakters der zu passierenden Leitungen und Bauteile stark gedämpft. Demzufolge kann eine Übertragung über große Distanzen hinweg nicht sichergestellt werden. [247]

TCP/IP-basierte Kommunikation

Da die Informationsübertragung aller bisher beschriebenen Verfahren ausschließlich unidirektional vom Sender zum Empfänger stattfindet, kann keine Rückmeldung bzw. Quittierung des Erhalts der Steuerinformation erfolgen. Bedingt durch die teilweisen geringen Datenraten und der dadurch langen Latenzzeiten, speziell bei der TRT nach dem Impulsinter-

vallverfahren, ist zudem lediglich eine parallel Ansteuerung aller Empfänger möglich, wodurch die Rundsteuertechnik im Wesentlichen charakterisiert ist. Für die Signalübertragung im Rahmen gezielter Laststeuerung, d. h. skalierbare Leistungen durch flexibel ansteuerbare Verbraucher und der Übermittlung verfügbarer (Speicher)Kapazitäten, eignen sich die zuvor beschriebenen Verfahren hingegen nicht. Da die Installation neuer Datenleitungen zudem unwirtschaftlich ist, beschränkt sich der Lösungsraum auf Kommunikationstechnologien bereits existierender Dienste. Hierbei bietet insbesondere die IP-basierte Datenübertragung (vgl. Bild 61) über das Internet eine ausreichend große Bandbreite, über dessen Zugang inzwischen beinahe jeder Haushalt in Deutschland verfügt. [248]

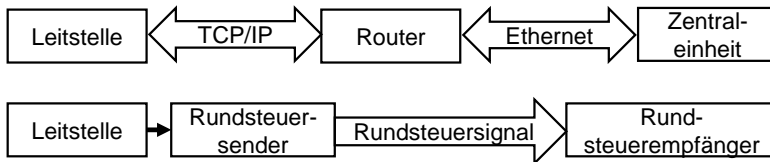


Bild 61: Vergleich der Kommunikationsmöglichkeiten für die Schaltsignalübertragung

Als Kommunikationssystem dient hier meist der Breitbandanschluss DSL. Es sind jedoch auch anderweitige TCP/IP-basierte Einbindungen bspw. über Mobilfunk mit GSM oder dessen Erweiterung EDGE möglich, welche von den örtlichen Gegebenheiten bzw. der Netzabdeckung abhängen. Die Vorteile von TCP/IP sind vor allem im weltweit gültigen Standard der Übertragung sowie in der Herstellerunabhängigkeit zu sehen. Weiterhin zeichnet sich TCP/IP durch eine Unabhängigkeit der darüber liegenden Anwendungsschicht aus, wie auch durch die Nutzungsmöglichkeit im WAN sowie im Local-Area-Network (LAN). Insbesondere der DSL-Breitbandanschluss ermöglicht hohe Datenraten und geringe Latenzen zur Signalübertragung. Da die TCP-Protokolle eine Anwendung in jeder Netzinfrastruktur erlauben sowie einen bidirektionalen und kontrollierten Datentransport ermöglichen, erfüllt die IP-basierte Kommunikation zur Schaltsignalübertragung alle notwendigen Anforderungen, die an die IuK-Struktur gestellt werden.

5.2.2 Anbindung an die Netzleitstelle des EVUs

Die gegenwärtige Verfahrensweise zur Fernsteuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen (UVE) sieht lediglich eine unidirektionale Signalübertragung mittels der zuvor erläuterten Rundsteuertechnik vom

Energieversorgungsunternehmen hin zu den Geräten vor. Da für die bisherigen Anforderungen an das Lastmanagement eine zeitgleiche Beladung der UVEs innerhalb des Schwachlastzeitraums während der Nacht (z. B. Nachtspeicherheizungen, elektrische Warmwasserbereitung) bzw. eine Unterbrechung während des Spitzenlastzeitraums (z. B. Wärmepumpen) ausreichend war, erfüllte die Schaltsignalübertragung mittels Rundsteuertechnik jene technischen Erfordernisse. Die Umsetzung eines Lastmanagementsystems innerhalb eines dynamisch agierenden Energiesystems erfordert jedoch eine der entwickelten IuK-Struktur entsprechende Betriebsweise, die eine Möglichkeit der Adressierung einzelner Verbraucherpunktzählpunkte vorzusehen hat sowie die fortwährende Statusübertragung steuerbarer Verbraucher, um etwaige Speicherkapazitäten im gesamten Netzgebiet permanent erfassen zu können und bei Bedarf entsprechend individuell zu nutzen.

Folglich bedingt dies neben der kommunikationstechnischen Anbindung der schaltbaren Verbraucher an die Leitstelle des Energieversorgers ein entsprechendes SCADA-System zur Visualisierung und Steuerung der im Netzgebiet verfügbaren Geräte und Speichersysteme. Für die Schutz- und Leitechnik existiert mit der IEC 61850 eine Normreihe, die u. a. den Informationsaustausch für Schutz-, Überwachungs-, Steuerungs- und Messeinrichtungen definiert und damit das Ziel verfolgt für Interoperabilität zu sorgen, womit die Vielfalt herstelllerspezifischer Produkt- und Systemlösungen reduziert werden soll. Die Implementierung der Steuerfunktionalität in der Leitstelle erfolgt demnach zwangsweise auf Basis des in der Energiewirtschaft stark verbreiteten IEC 61850 Übertragungsprotokolls. Dieses sieht für die Kommunikation in der Leitwarte zwei unterschiedliche Möglichkeiten vor. Neben zwei Peer-to-Peer-Diensten offeriert die Norm eine klassische Client-Server-Kommunikation, basierend auf dem TCP/IP-Basisprotokoll der Vermittlungs- und Transportschicht und der Nutzung der in der IEC 61850-8-1 [249] beschriebenen Manufacturing Messaging Specification (MMS) [250] mit einer zusätzlichen RFC1006 Aufprägung [251], einer Erweiterung des TCP-Protokolls [252]. Durch die RFC1006 Aufprägung können über die standardisierten TPC-Datensätze hinaus zusätzliche Informationen zwischen den Kommunikationspartner übertragen werden. Die RFC1006 ermöglicht eine nachrichtenorientierte Übertragung, d. h. vom Empfänger klar erkennbare, abgeschlossene Nachrichtenblöcke, die in der Automatisierungstechnik zwingend erforderlich sind, im Gegensatz zum datenstromorientierten TCP-Protokoll, bei dem der Empfänger keine explizite Kenntnis darüber hat, wo eine Nachricht im Datenstrom endet und eine neue beginnt.

Durch das objektorientierte Datenmodell der IEC 61850 werden Objektnamen im Klartext beschrieben, die zwischen den beteiligten Kommunikationspartner mitübertragen werden. Dadurch wird neben der zu übertragenden Werte beispielsweise auch deren zugehörige Einheit übermittelt. Im Gegensatz dazu benötigen signalorientierte Datenmodelle eindeutige Adressen, die sowohl den Sendern als auch den Empfänger bekannt sein müssen, um die Signale korrekt interpretieren zu können, womit es notwendig ist, dass die erforderlichen Adressendatenbanken in den entsprechenden Anlagen gepflegt werden. Entsprechend können auch keine Signale abgegriffen werden, die über Ihre Adresse nicht eindeutig zu identifiziert sind. Durch die feste Koppelung der Kommunikation mit der Anwendung ist beim Einsatz einer neuen Kommunikationstechnik zudem die entsprechende Anwendung stets aufwändig neu zu modellieren.

Bei der IEC 61850 wird hingegen zwischen Kommunikationsprotokoll und Datenmodell differenziert. Das Kommunikationsmodell vereinbart lediglich wie Daten zwischen den Teilnehmern ausgetauscht werden, wohingegen das objektorientierte Datenmodell der IEC 61850 eine einheitliche Sprache innerhalb eines hierarchischen Informationsmodells zur Beschreibung von Systemkomponenten als Einheiten aufweist (vgl. Bild 62). Aufgrund dieser Trennung ist es beim Einsatz einer neuen Kommunikationstechnik nicht erforderlich, die Anwendung nachzumodellieren, wodurch die IEC 61850 sehr flexibel in der Wahl und der Austauschbarkeit der darunterliegenden Übertragungskkanäle ist [253].

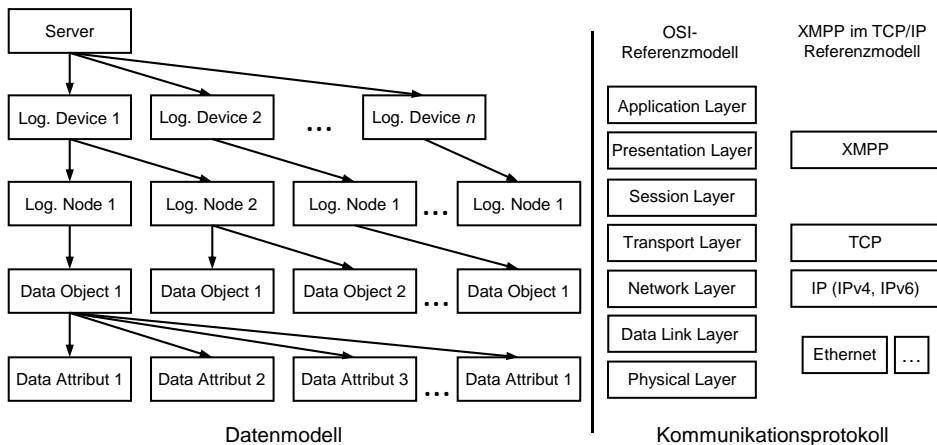


Bild 62: Objektorientiertes Datenmodell der IEC 61850 nach [253]

Wie Bild 62 zeigt, werden im Datenmodell vorgegebene Funktionen als logische Knoten definiert und mit Datenobjekten und -attributen belegt. Dadurch sind Datenobjekte eindeutig beschrieben, die bei Werteänderung diese ereignisbasiert kommunizieren und von den Teilnehmern klar als solche identifiziert werden können. Zudem lassen sich Systemkomponenten und Topologien über die XML-basierte Substation Configuration Description Language (SCL) beschreiben. Beim Hinzufügen neuer Komponenten erklären sich diese über die standardkonforme SCL-Datei selber, werden von den andern Komponenten erkannt und nehmen so automatisch am Gesamtsystem teil. Durch die Multicast-Fähigkeit sind die Geräte zudem in der Lage ad-hoc-Zustandsänderungen untereinander zu kommunizieren und entsprechend zu reagieren [253, 254].

5.2.3 Laderegler mit Kommunikationsmodul

Der in den einzelnen elektrischen Wärmespeichern integrierte elektronische Laderegler (vgl. Bild 53) ist in seiner Funktion für den eigentlichen Schaltvorgang der Geräte verantwortlich. Hierzu erhält der Regler das Freigabesignal des Energieversorgers, woraufhin der Ladevorgang auf dessen Anweisung hin begonnen werden soll. Nach Empfang des Freigabesignals schaltet der Laderegler unmittelbar das Heizungsschutz im Gerät, wodurch am Ladestromkreis Spannung anliegt. In Abhängigkeit der vorherrschenden Außentemperatur und unter Berücksichtigung der individuell definierbaren Ladekennlinie (vgl. Bild 57) erhält der Laderegler zudem eine Sollladegradvorgabe als Eingangsgröße. Mittels eines integrierten Platintemperaturmessfühlers wird darüber hinaus die aktuelle Wärmemenge des Speichers erfasst, woraus sich der aktuelle Istladegrad des Geräts ableitet. Dieser wird als weitere Eingangsgröße an den Laderegler übertragen, der einen Vergleich von Ist- und Sollladegrad durchführt. Übersteigt der Sollladegrad den Wert des Istladers, werden die Thermorelais der Heizwiederstände geschaltet, woraufhin sich ein Stromfluss durch diese einstellt. Für den Ladevorgang müssen entsprechend zwei Anforderungen erfüllt sein:

- Spannung liegt nach Ladefreigabe des Energieversorgers an
- Ladestromkreis ist nach Soll-/Istladegradvergleich geschlossen

Diese Verfahrensweise impliziert jedoch auch die zwei größten Schwächen des Systems im Hinblick auf ein gezieltes Lastmanagement. Einerseits hat der Energieversorger keinerlei Kenntnis darüber ob der Schaltvorgang entsprechend seiner Vorgabe ausgeführt wurde und ob überhaupt Kapazitäten verfügbar sind und andererseits erfolgt die Beladung der Wärmespeicher

ausschließlich über einen Zeitpunktregler, wodurch keine Leistungsskalierung möglich ist. Die Nutzung elektrischer Wärmespeicher als skalierbare Verbraucher zur gezielten Verschiebung elektrischer Lasten erfordert daher eine Modifikation und Funktionserweiterung des Ladereglers. Dieser hat zum einen eine auf die neue Kommunikationsstruktur angepasste Schnittstelle zur Datenübertragung vorzusehen, zum anderen ist der Laderegler zur Skalierbarkeit der Schaltleistung um Leistungsstufen zu erweitern. Für den bidirektionalen Informationsfluss vom Energieversorger hin zu den elektrischen Wärmespeichern ist nach dem entwickelten IuK-Konzept eine Zentraleinheit (ZE) als Bindeglied vorgesehen. Diese nimmt die Schaltbefehle des Energieversorgers entgegen und leitet sie an die einzelnen Wärmespeicher weiter. Auf der anderen Seite aggregierte die ZE die Zustandsdaten der einzelnen Geräte und sendet diese an die Leitstelle zurück. Demnach sind die Laderegler der unterschiedlichen Speicher für eine beidseitige Datenübertragung mit der Zentraleinheit zu verbinden, worüber die Weitergabe der Informationen von und an die Leitstelle des EVUs gewährleistet wird. Zur Signalübertragung zwischen den beiden Systemkomponenten bieten sich grundsätzlich die Optionen der funk- und kabelgebundenen Datenübertragung (vgl. Tabelle 16) mit ihren technologiespezifischen Vor- und Nachteilen unter Berücksichtigung des Signalempfangs am Gerät an.

Tabelle 16: Technologienvergleich zur Kommunikationsanbindung des Ladereglers

Lösungsvariante	Vorteile	Nachteile
Funktechnologien im ISM-Band	Keine zusätzliche Infrastruktur erforderlich	Funkantenne notwendig Antenne muss zum Empfang aus Gehäuse geführt werden Möglichkeit von Sendeschatten durch Blechgehäuse
Drahtgebundener Bus	Hohe Datenrate	Zusätzliche Datenleitung notwendig
Powerline Communication	Nutzung vorhandener Infrastruktur	Übertragungsgeschwindigkeitseinschränkungen bei alten und langen Stromleitungen

Wie aus Tabelle 16 hervorgeht, weist die Datenübertragung mittels ISM-Funk systemrelevante Nachteile auf. Mit der erforderlichen Funkantenne ist ein zusätzliches Bauteil notwendig, welches zur Gewährleistung der Empfangsqualität mit baulichem Aufwand aus dem Gehäuse zu führen ist.

Dies steht jedoch der Zielsetzung einer Nachrüstlösung entgegen. Außerdem können bei Funkübertragungen in unmittelbarer Nähe von metallischen Gegenständen Sendeschatten auftreten, durch die die Datenübertragung nicht vollständig sichergestellt werden kann. Da das drahtgebundene Bussystem im Gegensatz zur Datenübertragung mittels Powerline Communication (PLC) eine zusätzliche Datenleitung erfordert, die Übertragungsgeschwindigkeit bei Datenmengen von lediglich wenigen Bytes jedoch eine untergeordnete Rolle einnimmt, bietet sich für die Umsetzung der Datenstrecke zwischen Zentraleinheit und elektrischen Wärmespeichern PLC als geeignetes Medium an.

Für den Einsatz im Rahmen der Nutzung regenerativer Energien, bspw. durch Einbindung einer eigenen Photovoltaikanlage als zusätzlicher Stromlieferant für das System, ist innerhalb eines Wärmespeichers zudem eine Leistungsskalierung notwendig, um potentielle Überschussmengen in ihrer Höhe energiewirtschaftlich optimal zu verwerten. Für die technische Umsetzung dieser eignet sich eine Phasenanschnittsteuerung über eine Zweirichtungs-Thyristortriode (Triac) [255], die als leistungselektronischer Schalter agiert. Dieser Schalter schneidet je nach Einstellung des Zündwinkels α die aufsteigende Flanke der Sinusspannung ab (vgl. Bild 63), wodurch die Leistung entsprechend feingranular eingestellt werden kann. Technologiebedingt liegt beim Umschalten von Durchlass- auf den Sperrbereich eine hohe Sperrspannung an, während zeitgleich für eine geringe Zeitdauer noch ein großer Ausräumstrom fließt. Infolge dessen stellt sich kurzzeitig eine hohe Verlustleistung ein, die ggf. zum Schutz des Geräts Kühlkörpern aufgrund der Wärmeentwicklung erfordert [255].

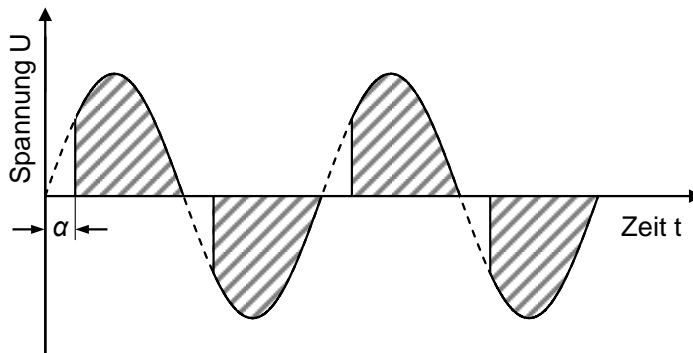


Bild 63: Spannungsverlauf zur Leistungsskalierung durch Phasenanschnittsteuerung in Abhängigkeit des Zündwinkels α nach [255]

Alternativ kann durch die Nutzung des dreiphasigen Wechselstroms zur Beladung der elektrischen Wärmespeicher jede Phase einzeln über elektromagnetische Relais geschaltet werden. Dadurch ist jedoch eine Leistungsskalierung lediglich in drei Stufen möglich, die aufgrund der geringen Anschlussleistung einzelner Geräte eine hinreichend genaue Leistungsabstufung aufweist. Durch das Vorhandensein meist mehrerer elektrischer Wärmespeicher innerhalb einer Wohneinheit stellt sich über alle Geräte hinweg eine ausreichend große Anzahl unterschiedlicher Leistungsstufen zur Skalierung der Gesamtanschlussleistung ein. Aufgrund der in Tabelle 17 zusammengefassten Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Lösungsmöglichkeiten zur Leistungsskalierung ist die Umsetzung mittels elektromagnetischer Relais zu bevorzugen.

Tabelle 17: Technologievergleich zu Leistungsskalierung eines Wärmespeichers

Lösungsvariante	Vorteile	Nachteile
Phasenanschnittsteuerung mittels Triac	Leistung fein modulierbar	Nicht-sinusförmiger Stromverlauf Auftreten von Verzerrungsblindleistung Aufwendige Potentialtrennung Hohe Verlustleistung erfordert Kühlkörper
Relais	Einfache Ansteuerung (an/aus) Geringe Wärmeentwicklung	Leistung nur in drei Stufen regelbar (3 Phasen an/aus)

5.2.4 Zentraleinheit

Für die Kommunikation innerhalb der Wohneinheit ist ein entsprechendes IP-basiertes Local-Area-Network (LAN) erforderlich, welches über die Zentraleinheit eine Schnittstelle zur Netzleitstelle des Energieversorgungsunternehmens über das Internet herstellen kann. Die Anforderungen an die zu konzipierende Zentraleinheit umfassen dabei:

- Schnittstellenbereitstellung zum Energieversorger (Gateway)
- Definitionsmöglichkeit der Ladekennlinie der Wärmespeicher
- Integration der Aufgaben Ladegradermittlung, Schaltsignalverarbeitung und Schaltsignalweitergabe

- Schnittstellenbereitstellung zu den einzelnen elektrischen Wärmespeichern
- Integrationsmöglichkeit notwendiger Sensoren (z. B. Temperatursensor, Fensterkontakte)
- Zentrale Plattform zur Steuerung der Wärmespeicher (Wärmeabgabe, Temperaturprofilvorgabe) über elektronische Endgeräte

Durch die Notwendigkeit der internetbasierten Datenübertragung zwischen dem Energieversorgungsunternehmen und den Zentraleinheiten verfügen die ZEs zwangsweise über einen Zugang zum Internet. Dieser Zugang wird im neuartigen IuK-Konzept darüber hinaus verwendet, um über einen internetbasierten Wetterdienst standortspezifische Wetterdaten des Folgetages einzuholen, auf deren Basis anschließend die Sollladegradermittlung der Wärmespeicher erfolgt. Dadurch kann die zu Heizzwecken benötigte Wärmemenge deutlich exakter errechnet und bereits im Voraus dem Energieversorgungsunternehmen übermittelt werden, der diese Information im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigen kann.

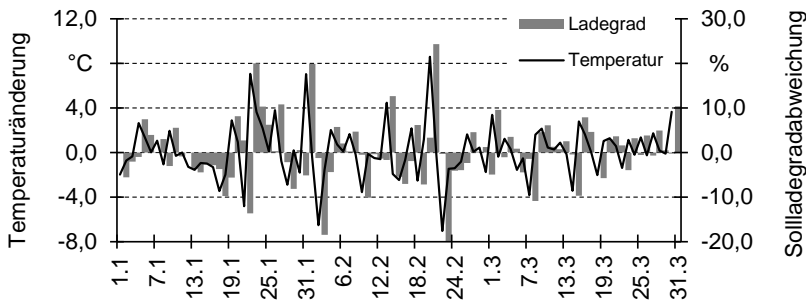


Bild 64: Fehlerhafte Sollladegradermittlung aufgrund unberücksichtigter Schwankungen der Tagesmitteltemperaturen für den Standort Nürnberg im ersten Quartal des Jahres 2016, Datenquelle [256]

Bild 64 veranschaulicht hierzu deutlich den Nachteil der gegenwärtigen Bedarfsermittlung. Auf Basis eines Außentemperaturfühlers wird die gemittelte Tagestemperatur bestimmt. Diese bildet schließlich die Grundlage der Berechnung des benötigten Sollladegrades für den Folgetag. Die derzeit implementierte Logik geht davon aus, dass die Schwankungen der Tagesmitteltemperaturen zweier aufeinanderfolgender Tage lediglich gering ausfallen und somit die Tagesmitteltemperatur des aktuellen Tages T_n auf den Folgetag T_{n+1} mit einer hinreichenden Genauigkeit projiziert werden könne. In Bild 64 sind exemplarisch die Tagesmitteltemperaturen für den Standort Nürnberg im ersten Quartal 2016 ausgewertet sowie aus deren Differenzen resultierende Sollladegradabweichung aufgrund der Temperaturprojektion

auf den Folgetag. Es sind dabei deutliche Schwankungen der Tagesmitteltemperaturen im Bereich mehrere Grad Celsius von zwei aufeinanderfolgender Tage zu erkennen, was unmittelbar zu einer erhöhten oder zu geringen Beladung der Wärmespeicher führt. Für eine Energieeffizienzsteigerung durch präzisere Ermittlung der notwendigen Wärmemenge ist hingegen die Berechnung des Sollladegrads auf Basis künftiger/prognostizierter Wetterdaten zielführend und anzustreben. Dadurch können starke Temperaturschwankungen durch z. B. Wettereinbrüche mitberücksichtigt werden. Dies erfordert die Einbindung eines Onlinewetterdienstes, auf Basis dessen Datenbestandes die Bedarfsermittlung standortgenau für den Folgetag durchgeführt werden kann.

Für die Umsetzung der Zentraleinheit als zentraler Knotenpunkt innerhalb der neuartigen Vernetzungsstruktur ist neben der Definition der Funktionsanforderungen ebenso die Wahl des zu verwendenden Kommunikationsprotokolls von Bedeutung. Entgegen dem energiewirtschaftlichen Umfeld, in dem mit dem IEC 61850-Übetragsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik ein Standard existiert, hat sich im Bereich des Internet of Things (IoT) dieser noch nicht endgültig herauskristallisiert. Deshalb existieren zahlreiche unterschiedliche Protokolle mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen.

HTTP

Das Hypertext Transfer Protocol (HTTP) zählt zu einem der ersten seiner Art im Rahmen der internetbasierten Datenübertragung und wird vornehmlich zur Auslieferung von Webseiten an den Browser eingesetzt. Es ist jedoch nicht alleine auf diese Anwendung beschränkt weshalb es auch häufig allgemein zur Datenübertragung verwendet wird. HTTP ist ein universell einsetzbares, jedoch in seiner Eigenschaft ein zustandsloses, objektorientiertes Protokoll das auf dem Client/Server-Prinzip basiert und nach dem Request/Response-Muster (vgl. Bild 65) agiert. Dabei sendet der Client eine Anfrage (request) an den Server zur Erbringung eines konkreten Dienstes, der nach Durchführung der damit verbundenen Aufgabe unmittelbar das Ergebnis zurücksendet (response). Im Anschluss an die Interaktion wird die Verbindung bis zur nächsten Anfrage wieder vollständig aufgehoben. Das zugrundeliegende Muster erlaubt dadurch keine 1 zu n Kommunikation, wodurch eine Nachricht nicht gleichzeitig an mehrere Empfänger gesendet werden kann. Die Zustandslosigkeit des Protokolls sorgt dafür, dass unterschiedliche Anfragen stets unabhängig voneinander bearbeitet werden, d. h. es kann aufgrund fehlenden Speicherns von Sitzungsdaten kein Zusammenhang zu früheren Anfragen hergestellt werden.

Da HTTP zudem rein textbasiert agiert, weist das Protokoll aufgrund des bei jeder Anfrage zu übertragenden HTTP-Headers einen hohen Protokoll-overhead auf. Für die Anwendung in mobilen Netzwerken, wenn die Datenmenge ein entscheidender Faktor ist, ist HTTP daher nicht zwangsläufig die erste Wahl. [257]

CoAP

Im Gegensatz zum HTTP ist das Constrained Application Protocol (CoAP) auf Effizienz hin optimiert, weshalb das CoAP inklusiver notwendiger Header binär ist. Ebenso wie HTTP nutzt das CoAP das Request/Response-Muster, basiert jedoch nicht auf TCP sondern auf dem User Data Protocol (UDP). Das UDP ist im Gegensatz zu TCP ein ungesichertes, verbindungsloses Übertragungsprotokoll. Das bedeutet, dass es keine Garantie über den Erhalt eines Datenpaketes gibt bzw. über die Paketreihenfolge der eintreffenden Daten. Zur Gewährleistung einer dennoch zuverlässigen Datenübertragung werden zwei unterschiedliche Übertragungsmodi auf der Anwendungsschicht angeboten. Neben der Non-Confirmable Message (NON) bei der keine Quittierung durch den Nachrichtenempfänger notwendig ist gibt es als zweiten Modus die sogenannte Confirmable Message (CON). Nach dem Senden der CON wird ein Timeout gestartet innerhalb dessen die Nachricht vom Empfänger mittels Acknowledge Message (ACK) zu bestätigen ist, wodurch beim Sender eine Quittierung erfolgt. Eine fehlende bidirektionale Verbindung des UDPs stellt insbesondere bei der Netzwerkadressenübersetzung ein Problem dar, wie sie die Kommunikation im Internet erfordert, weshalb CoAP hauptsächlich auf ressourcenbeschränkten Geräten in kabellosen Sensornetzwerken eingesetzt wird. [258, 259]

OPC UA

Die Open Platform Communications Unified Architecture (OPC UA) hat sich in Bezug auf Industrie 4.0 bereits zum Standard im industriellen Umfeld entwickelt. Wie der Name bereits vermuten lässt, ist OPC UA jedoch mehr als nur ein M2M-Kommunikationsprotokoll, weshalb der Vergleich mit den anderen Kommunikationsprotokollen im Rahmen des Internet of Things etwas schwerlich fällt. Bei OPC UA handelt es sich vielmehr um ein hersteller- und plattformunabhängiges, service-orientiertes Architekturframework, das im Fertigungsumfeld einen einheitlichen Daten- und Informationsaustausch forciert, bei dem insbesondere die Interoperabilität im Vordergrund steht. OPC UA bietet eine vollständige Architektur mit einem hierarchischen Objektmodell dessen Stärke in den Objektverbindungen untereinander liegt, auch wenn sich diese auf unterschiedlichen Servern befinden. OPC UA ist dabei ebenfalls dienstorientiert mittels klassischen

Client/Server-Prinzip umgesetzt (vgl. Bild 65). Da die Kommunikation somit lediglich unidirektional erfolgt, muss jeder Server der Daten benötigt einen entsprechenden Client implementiert haben. Mittels OPC UA werden zwischen den Kommunikationspartnern jedoch nicht nur die reinen Datenpakete ausgetauscht, sondern innerhalb der Nachricht auch semantische Informationen, um die Anzahl unterschiedlicher Schnittstellen gering zu halten und ein hohes Maß an Interoperabilität zu wahren. Die Semantik ist aufgrund der objektorientierten Struktur OPC UAs dabei stets in den Objektkontext integriert. Da OPC UA vornehmlich auf industrielle Domain-Anforderungen und weniger auf Flexibilität und technisch höchste Leistungsfähigkeit abzielt, ist der Kommunikations-Overhead aufgrund der Semantikintegration der Datenpakete relativ groß.

MQTT

Zur Bewältigung der Herausforderungen durch das IoT in den Bereichen Interoperabilität, d. h. die Erfordernis zur Verwendung eines offenen Protokolls, der Skalierbarkeit zur Übertragung auf eine große Anzahl von Nutzern und der Kommunikation über das (mobile) Internet, mit den dadurch teilweise verbundenen niedrigen Bandbreiten, langen Timeouts und hohen Latenzen, bietet das schlanke Message Queue Telemetry Transport (MQTT) große Vorteile. MQTT ist ein Nachrichtenprotokoll für die Machine-to-Machine-Kommunikation, das ebenfalls über TCP/IP implementiert wird, aber auch eine Version für nicht TCP/IP-Netze bereithält. Der Vorteil des MQTTs gegenüber anderen Kommunikationsprotokollen liegt in der Effizienz des Protokolls mit nur geringem Protokolloverhead¹³. Den zentralen Aspekt der Nutzung stellt jedoch die verwendete Architektur des ereignisgesteuerten Publish/Subscribe-Paradigmas dar [260]. Dadurch ist keine Ende-zu-Ende-Verbindung mit einer Request/Response-Architektur wie beim HTTP notwendig, sondern ein zentraler Server (Broker) stellt die Schnittstelle zu Empfängern und Sendern gleichermaßen dar (vgl. Bild 65). Entsprechend beinhaltet der MQTT-Broker den Gesamtdatenbestand aller angeschlossenen Kommunikationspartner und kann als Zustands-Datenbank genutzt werden, da keine direkte Kommunikation der angeschlossenen Geräte und Sensoren untereinander stattfindet. Gesendete Nachrichten (published), bspw. von einem Sensor, werden in sog. Topics angelegt, einem hierarchisch aufgebauten String mit Trennzeichen, wie z. B. die Kerntemperatur des Wärmespeichers im Wohnzimmer unter dem Topic „Wohnung/Wohnzimmer/Wärmespeicher/Kerntemperatur“.

¹³ vgl. www.mqtt.org

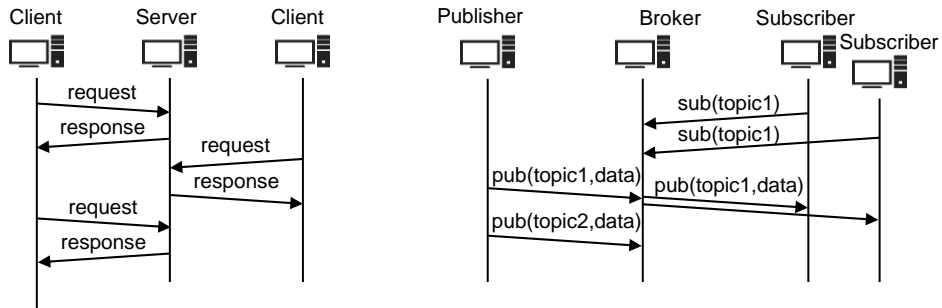


Bild 65: Vergleich von Request/Response-Kommunikation (links) und Publish/Subscribe-Kommunikation (rechts), in Anlehnung an [260, 261]

Ein entsprechender Nachrichtenempfänger (subscriber) meldet sich am Broker an und abonniert ein entsprechendes Topic um künftige Updates dieses Topics zu erhalten. Beim Request/Response-Muster, wie es beim HTTP verwendet wird, sendet der Client hingegen eine Anfrage (request) an den Server zur Erbringung eines konkreten Dienstes, der nach Durchführung der damit verbundenen Aufgabe unmittelbar das Ergebnis zurücksendet (response). Im Anschluss an die Interaktion wird die Verbindung bis zur nächsten Anfrage wieder vollständig aufgehoben. Beim Publish/Subscribe-Verfahren hinterlegt der Dienstnutzer hingegen eine Subskription auf ein bestimmtes Topic, bei dessen Zustandsänderung eine Aktualisierung der Statusmeldung erfolgen soll. Sobald ein Client an dem vom Subskribenten interessierten Topic eine Zustandsänderung veröffentlicht, wird die Änderung unmittelbar weitergeleitet. Der wesentliche Vorteil des MQTTS, gegenüber dem HTTP besteht folglich darin, dass der Client bei Abonnement eines Topics automatisch über Zustandsänderungen benachrichtigt wird und keine eigenen Anfragen zu stellen sind, um etwaige Statusupdates zu erhalten. Dadurch entsteht ein deutlich geringerer Kommunikationsaufwand unter den Komponenten, wodurch der Ressourcenverbrauch reduziert werden kann [P11]. Dem entsprechend eignet sich MQTT für die Implementierung als schlankes und effizientes Kommunikationsprotokoll auf der Zentraleinheit ideal. [260, 261]

5.2.5 Zusammenfassung künftiger Systemanforderungen

Aus der Analyse der Anforderungen an die einzelnen Systemkomponenten der bisherigen Informations- und Kommunikationsstruktur zur Steuerung elektrischer Wärmespeicher können die in Tabelle 18 zusammengefassten Anforderungen an ein System abgeleitet werden, welches eine Nutzung zur

aktiven Lastverschiebung bestehender Geräte durch das Energieversorgungsunternehmen ermöglicht.

Tabelle 18: Zusammenfassung notwendiger Entwicklungsstufen zur Steuerung elektrischer Wärmespeicher im Rahmen des Lastmanagements

System-komponenten	Bisher	Künftig
Leitstelle des Energieversorgers	<p>Signalübermittlung via Rundsteuertechnik:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Unidirektionaler Informationsfluss - Massenansteuerung - Beaufschlagung der Netzspannung mit Zwischenharmonischen <p>Keine Datenübermittlung zu Speicherzuständen, schaltbaren Leistungen sowie verfügbarer Speicherkapazitäten</p>	<p>Internetbasierte Signalübertragung:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bidirektionaler Informationsfluss - Keine „Spannungsverunreinigungen“ - Möglichkeit zur Adressierung einzelner Wärmespeicher - Möglichkeit zur automatisierten Schaltung einzelner Wärmespeicher auf Basis aktueller Netzsituation <p>Datenverfügbarkeit einzelner Wärmespeicher bezüglich schaltbarer Leistungen sowie verfügbarer Speicherkapazitäten</p>
Zentral-Steuergerät	<ul style="list-style-type: none"> - Sollladegradvorgabe der elektrischen Wärmespeicher auf Basis der Tagesmitteltemperatur des Vortages 	<p>Internetfähige Zentraleinheit:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sollladegradvorgabe der elektrischen Wärmespeicher auf Basis prognostizierter Außentemperaturen - Einbindung funkbasierter Thermostate (außen & innen) sowie weiterer Sensoren (z. B. Fensterkontakt) für energetisch optimierten Betrieb - Möglichkeit zur Einbindung eigener Stromerzeugungsanlagen - Nutzung weiterer elektrischer Verbraucher im Rahmen des Lastmanagements durch offene Systemplattform

Laderegler	<ul style="list-style-type: none"> - Zeitgleiches Schließen der Heizstromkreise (3 Phasen) auf Basis der Sollladevorgabe und des Istladegrads 	<ul style="list-style-type: none"> - Einzelansteuerung der drei Heizstromkreise (jede Phase separat) - Informationsbereitstellung des Istladegrads an die Zentraleinheit (→ Notwendigkeit einer Kommunikationsschnittstelle) - Laden der Wärmespeicher unter Nutzung eigener regenerativer Erzeugungstechnologien
Raum-Thermostat	<ul style="list-style-type: none"> - Einfaches Raumthermostat mit Festverdrahtung zum jeweiligen Wärmespeicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Integrationsmöglichkeit funkbasierter Raumthermostate, keine Verdrahtung notwendig - Möglichkeit der Definition raumindividueller Temperaturprofile zur Energieeinsparung

5.3 Softwarearchitektur für einen bidirektionalen Informationsfluss

Auf Basis des IuK-Konzepts und der daraus resultierenden Anforderungen für die Nutzung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das Energieversorgungsunternehmen folgt in diesem Abschnitt die Entwicklung der dazu notwendigen Softwarearchitektur der einzelnen gesamtsystemrelevanten Komponenten.

5.3.1 Elektronischer Laderegler

Für die Umsetzung eines bidirektionalen Informationsflusses aus dem Wärmespeicher über die Zentraleinheit hin zur Leitstelle des Energieversorgungsunternehmens ist der elektronische Laderegler im Wärmespeicher um eine Kommunikationsschnittstelle zu erweitern, um Steuerinformationen zu empfangen und Statusdaten an die Zentraleinheit zu übermitteln.

Die Datenübertragung zur und aus der Zentraleinheit (1) mittels Powerline Communication (2) erfordert zur Realisierung einer Kommunikationsstrecke ein entsprechendes PLC-Modul (3) im Kommunikationsmodul. Dieses bedarf einer seriellen Schnittstelle (4), um über einen erforderlichen Mikrocontroller (5) gesteuert zu werden, der im PLC-Modul entsprechende Parameter setzt und darüber die Kommunikation zur Zentraleinheit realisiert. Darüber hinaus ist er über eine weitere UART-Schnittstelle (4) mit

dem Mikrocontroller des Ladereglers (6) verbunden, um damit eine durchgängige, bidirektionale Verbindung zum Datenaustausch herzustellen (vgl. Bild 66).

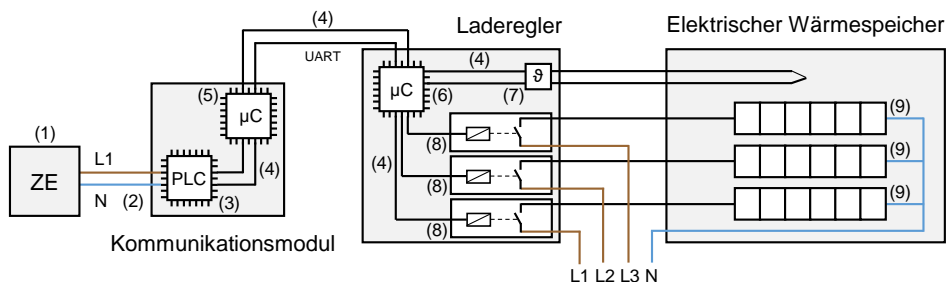


Bild 66: Schematische Darstellung des Kommunikationsmoduls und des Ladereglers im Wärmespeicher

Das Kommunikationsmodul erhält unter Nutzung der Stromleitung als Übertragungsmedium über das PLC-Modul die entsprechenden Datenpunkte zur Steuerung der Wärmespeicher aus der Zentraleinheit. Diese werden im Mikrocontroller des Kommunikationsmoduls (5) verarbeitet und an den Mikrocontroller des Ladereglers (6) über die digitale, serielle Schnittstelle (4) übergeben. Dieser erhält neben der Ladefreigabe und der erforderlichen Leistungsstufe aus der Zentraleinheit als weitere Eingangsgröße den Istladegrad des Speichers über einen integrierten Platinkern-temperaturmessfühler (7). Auf Basis dieser Datengrundlage steuert der Mikrocontroller (6) die einzelnen elektromagnetischen Relais (8), die über potentialfreie Kontakte die drei Netzphasen zur Versorgung der Heizwiderstände (9) mit elektrischer Energie schalten. Sofern der Wärmespeicher direkt über eine im Gesamtsystem integrierte PV-Anlage beladen wird, um etwaige elektrische Überschüsse energetisch optimal zu nutzen, kann die Leistungsanpassung über die einzelnen Relais so in drei Leistungsstufen (33,3 %, 66,6 % und 100 %) erfolgen. Dazu wird die zugeführte Leistung durch zyklisches Schalten der Relais gleichmäßig auf die drei Heizstromkreise verteilt. Im Standardbetrieb durch Steuerung der elektrischen Wärmespeicher durch den Energieversorger, findet eine Beladung der Speicher erst dann statt, wenn zwei Bedingungen erfüllt sind. Zum einen ist am Mikrocontroller des Ladereglers das Freigabesignal des Energieversorgers notwendig, zum anderen muss der Speicher über ein entsprechendes Ladepotential verfügen, indem der Istladegrad geringer als die Sollladegradvorgabe ist. Der entsprechend eingeleitete Ladevorgang endet hingegen, wenn der Istladegrad dem Sollladegrad entspricht bzw. mit Erlöschen der Ladefreigabe (vgl. Bild 67).

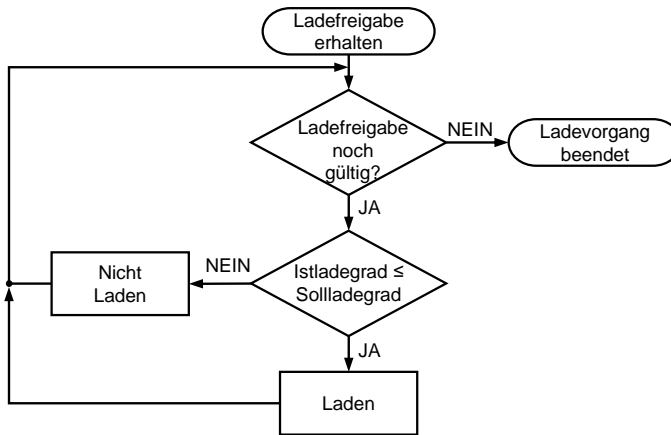


Bild 67: Programmablauf des Ladereglers zum Schalten der Heizrelais

Zum Datenaustausch sendet das PLC-Modul in einem Intervall von einer Sekunde die entsprechenden Datenpunkte an den Laderegler. Das PLC-Modul agiert dabei als Master und fordert mit der Übertragung des Kommandoframes die Parameterwerte als Antwort an. Der Kommandoframe besteht aus dem Kommandobyte, gefolgt von den Sendedaten und dem abschließendem CRC-Byte, der zyklischen Redundanzprüfung zur Detektion von Übertragungsfehlern. Der als Slave ausgelegte Laderegler agiert lediglich nach Aufforderung durch den Master und sendet als Quittierung die Parameterwerte zurück. Die Datenpunkte des Ladereglers werden vom Kommunikationsmodul anschließend an die ZE weitergegeben.

5.3.2 Zentraleinheit

Die Zentraleinheit als steuerndes Element der Vernetzungsstruktur stellt die Schnittstelle zwischen dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) und den Wärmespeichern der einzelnen Haushalte dar und beinhaltet darüber hinaus die Logik zur Steuerung und Regelung der Geräte. Da das entwickelte IuK-Konzept als Nachrüstlösung für bereits bestehende Wärmespeicher konzipiert ist, hat die Integration zur Regelung der Geräte notwendiger Sensoren funkbasiert zu erfolgen, um bauliche Maßnahmen zu vermeiden, weshalb die Zentraleinheit diesbezügliche Datenschnittstellen vorsieht. Zur Bestimmung der nötigen Wärmemenge zur Beheizung der jeweiligen Räume, ist die Erfassung der Außentemperatur erforderlich, auf deren Basis die Sollladegradermittlung erfolgt. Der notwendige Temperatursensor stellt jedoch lediglich eine Systemkomponente zum Validieren ortsspezifischer Wetterdaten eines integrierten Onlinewetterdienstes dar,

bzw. ist als Informationsquelle erforderlich, sofern keine Verbindung zum datenbereitstellenden Server¹⁴ möglich ist. Zur Regelung der Wärmeabgabe durch Steuerung der Lüfterdrehzahl der in den Speichern integrierten Ventilatoren ist hingegen die Erfassung der jeweiligen Raumtemperaturen sowie die Statusdaten vorhandener Fenster erforderlich. In Abhängigkeit der Temperaturdifferenz von Soll- und Istladegrad sowie unter Berücksichtigung etwaiger nichtgeschlossener Fenster wird die Lüfterdrehzahl stufenlos in 1 %-Schritten zur definierten Wärmeabgabe geschaltet. Die Regelung der Be- und Entladung der Wärmespeicher stellen somit zwei vollständig voneinander unabhängige Regelkreisläufe dar. Für die Datenübertragung zwischen den erforderlichen Sensoren zur Zentraleinheit stehen unterschiedliche funkbasierte Technologien mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen zur Verfügung (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 19: Vergleich der Eigenschaften unterschiedlicher Funktechnologien

Technologie	Standard	Frequenz	Datenrate	Reichweite	Energiebedarf	Quelle
WLAN	offen	2,4 GHz	bis 200 Mbit/s	30 - 100 m	hoch	[262]
Bluetooth	offen	2,4 GHz	bis 1 Mbit/s	1 - 100 m	mittel	[263, 264]
ZigBee	offen	868 MHz	20 kbits/s	10 - 100 m	gering	[265]
Home-Matic	proprietär	868 MHz	k. A.	k. A.	gering	[266]
RWE Smart-home	proprietär	868 MHz	k. A.	k. A.	gering	[266]
Z-Wave	offen	868 MHz	9,6 kbits/s	ca. 30 m	gering	[265]
EnOcean	offen	868 MHz	125 kbits/s	ca. 30 m	sehr gering	[263, 267]

Tabelle 19 führt die am häufigsten verwendeten Funktechnologien innerhalb des privaten Wohnens auf. Da die Zentraleinheit zur Integration weiterer Sensoren als offenes System ausgeführt wird, kommen für die Auswahl dieser lediglich Technologien mit einem offenen Standard in Betracht. Deshalb werden die im Smarthome-Umfeld teilweise vorherrschenden proprietären Lösungen, wie das Home Matic oder das RWE Smarthome nicht berücksichtigt. Vorteile hinsichtlich der erreichbaren Datenrate bieten die WLAN- und Bluetooth-Technologien, welche beide

¹⁴ www.meteoblue.com

auf den weltweit lizenzfreien 2,4 GHz Frequenzband basieren [5]. Diese bieten neben einer hohen Datenrate auch die Möglichkeit der dauerhaften Signalübertragung, weisen aufgrund dessen jedoch auch einen deutlich höheren Energiebedarf auf. Insbesondere bei Sensoren, die in der Regel über eine Batterie mit elektrischer Energie versorgt werden, stellt die Energieeffizienz einen wesentlichen Faktor dar. Dem gegenüber stehen die 868 MHz-Übertragungstechnologien, die aufgrund ihrer zeitlichen Sendeeinschränkung deutlich geringere Energieverbräuche aufweisen und darüber hinaus durch Verwendung des niederfrequenten SRD-Bandes Vorteile in der erzielbaren Reichweite der Datenübertragung aufgrund geringerer Dämpfung aufweisen [268]. Da zur Übertragung von Temperaturmess- und Fensterstatusdaten eine geringe Datenrate ausreichend ist und vordergründig die Übertragungsreichweite innerhalb eines Wohngebäudes sicherzustellen ist sowie ein geringer Energiebedarf angestrebt wird, ist für die Übermittlung der Sensordaten hauptsächlich eine EnOcean-Schnittstelle vorgesehen. Durch die technologiebedingte Verwendung des EnOcean Radio Protocols (ERP) mit einer Periodendauer von 1 ms pro Telegramm kann für das Senden ein Energiebedarf von lediglich 50 μ Ws erzielt werden, der charakteristisch für EnOcean über Energy Harvesting zur Verfügung gestellt werden kann. Dies erlaubt der Technologie eine autarke Energieversorgung bspw. durch die Integration einer Photovoltaikzelle bzw. durch Nutzung des piezoelektrischen Effekts bei Tastendruck¹⁵. Zur Einbindung weiterer herstellerunabhängiger, auf einer Frequenz von 868 MHz basierender Sensoren (Z-Wave, ZigBee) sowie von Wechselrichtern bei Vorhandensein einer PV-Anlage, Wärmepumpen oder von elektrischen Heizelementen für Warmwasserspeicher werden zudem weitere Schnittstellen (RS485, Ethernet) in der Zentraleinheit vorgehalten. Diese Schnittstellen ermöglichen eine offene Gestaltung eines weiten, künftigen Anwendungsspektrums.

Bezüglich der Nutzung elektrischer Wärmespeicher zum Lastmanagement stellt die Zentraleinheit zur Adressierung einzelner Zählpunkte das Kernelement des IuK-Ansatzes dar, deren Softwarearchitektur in unterschiedliche Softwareschichten aufteilt ist (vgl. Bild 68).

¹⁵ Vgl. www.enocean.com

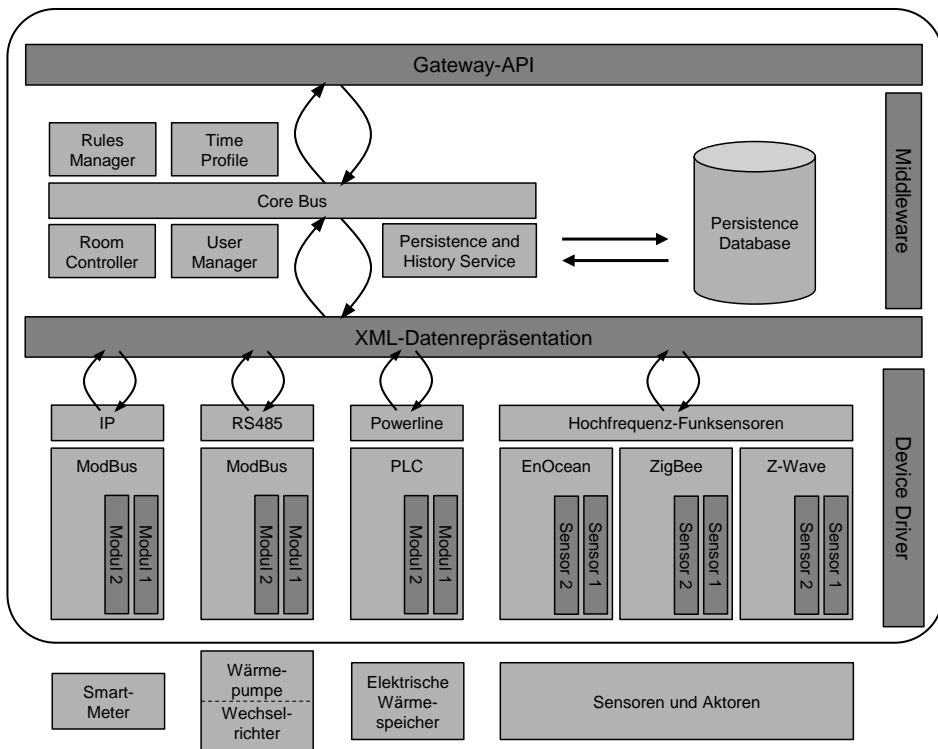


Bild 68: Softwarearchitektur der Zentraleinheit

Die unterste Schicht stellt die „Device Driver“-Schicht dar. In ihr wird die spezifische Kommunikationssoftware der einzelnen an der Zentraleinheit angeschlossenen Geräte in deren spezifischer Technologie umgesetzt. Innerhalb dieser Schicht können die in den Wärmespeichern vorliegenden Daten gelesen und verändert werden, womit es möglich ist, die Geräte direkt über diese Schnittstelle zu steuern.

In der darüber liegenden XML-Datenrepräsentationsschicht werden alle mit der Zentraleinheit verbundenen Geräte, Sensoren und Aktoren für eine herstellernerneutrale M2M-Kommunikation in einem technologieunabhängigen XML-Format abstrahiert dargestellt. Die Integration von Systemkomponenten mit Hilfe des generischen Ansatzes eliminiert die spezifische Technologie der Komponenten, wodurch die darüber liegende Middleware, unabhängig von der darunter eingesetzten Technologie, Daten lesen und schreiben kann. Die XML-Datenrepräsentationsschicht stellt neben der Wandlung der spezifischen Kommunikationssoftware in ein unabhängiges XML-Format auch die Eingangsschnittstelle zur Middleware dar.

In der Middleware selbst sind die unterschiedlichen Steuerungs- und Regelungsfunktionalitäten umgesetzt (siehe Bild 68). Die einzelnen Klassen der Middleware sind dabei über den „Core Bus“ miteinander verbunden. Dieser interne Nachrichtenbus speichert die anfallenden Nachrichten und verteilt sie an die relevanten Klassen weiter. Am „Core Bus“ anhängige Module reagieren auf externe Nachrichten, bspw. durch Nutzer-eingabe über die Gateway-API, sowie auf interne Nachrichten bzw. auf Nachrichten anderer Geräte. Im Folgenden werden die wichtigsten Module der Middleware kurz erläutert.

Room Controller:

In der Klasse des „Room Controllers“ werden die Regelalgorithmen der verschiedenen Räume hinterlegt. Ist für einen elektrischen Wärmespeicher und einen Raumtemperatursensor oder Fensterkontakt in der Eigenschaft „Location“ derselbe Name eingetragen, wird eine Instanz des Room Controllers angelegt und die Geräte zu einem virtuellen Raum verbunden. Im Room Controller selbst wird beispielsweise in Abhängigkeit des Temperaturvergleichs zwischen der vorgegebenen Solltemperatur und der gemessenen Raumtemperatur für den entsprechenden Raum die Lüfterdrehzahl durch Änderung des Wertes des zugeordneten Datenpunktes in der XML-Datenrepräsentationsschicht des elektrischen Wärmespeichers erhöht bzw. abgesenkt.

Rules Manager:

Der „Rules Manager“ ist eine Automatisierungsklasse, in dem einfache Regeln mittels „if/then“ zur Steuerung von Geräten in einem Regelwerk angelegt werden. Durch Kombination und Verschachtelung dieser einfachsten Befehlsform können jedoch auch komplexe Regelalgorithmen gebildet werden. Ebenso ist die Steuerung der Geräte in Abhängigkeit von Zeitprofilen möglich. Als einfaches Beispiel ist die Verknüpfung des Fensterkontakts mit der Temperaturregelung des gleichen Raumes zu nennen. Ist das Fenster, das dem Raum zugeordnet ist, geöffnet, schaltet der Room Controller desselben Raumes den Lüfter des darin befindlichen elektrischen Wärmespeichers ab und reduziert bzw. verhindert dadurch die Wärmeabgabe in den Raum.

Time Profile:

Der „Time Profile Service“ ergänzt die Middleware um die Möglichkeit der zeitabhängigen Steuerung. Es wird dabei zwischen den Funktionalitäten der „Time Controlled Values“ und der „Time Controlled Callbacks“ unter-

schieden. Bei den „Time Controlled Values“ wird der Wert eines Datenpunktes des Zeitprofils zu bestimmten Zeiten auf den hierfür im Profil vorgegebenen Wert gesetzt. Die Systemteilnehmer, sowohl interne Module als auch externe Client-Applikationen, sind dadurch in der Lage auf die Änderungen des Datenpunktes zu reagieren, wodurch die auf dem „Time Profil Service“ basierenden Steuerungen, z. B. in Kooperation mit dem „Rule Manager“, realisierbar sind. Der „Time Profile Service“ ist dadurch in der Lage, sowohl als Takt- als auch als Wertegeber zu fungieren. Über die „Time Controlled Callbacks“ besteht hingegen die Möglichkeit, zu definierten Zeitpunkten vordefinierte Messages zu erhalten. Möchte ein internes Modul oder externe Client-Applikation zu bestimmten Zeitpunkten Aktionen triggern, kann ein Callback verwendet werden, der mittels der jeweiligen Message über das Eintreten eines Zeitpunkts informiert. Der „Time Profile Service“ bietet also grundsätzlich die Möglichkeit einem definierten Zeitabschnitt einen bestimmten Wert zuzuweisen, um dadurch eine zeitgesteuerte Regelung zu realisieren, wie beispielsweise die Raumregelung durch ein Temperaturprofil in Abhängigkeit der Tageszeit.

User Manager:

Im User Manager werden die Nutzungsrechte des angemeldeten Users vor der Durchführung von Aktionen geprüft. Des Weiteren beinhaltet der User Manager die Benutzerverwaltung zur Vergabe von Rechten und Setzen von Passwörtern.

Persistence and History:

In der Klasse „Persistence and History“ werden die vordefinierten Datenpunkte zu Aggregaten (Tage, Stunden) zusammengefasst und kontinuierlich in einem Ringspeicher abgelegt, d. h. sie werden nach einer bestimmten Zeit von einem neuen Datensatz überschrieben um den Speicherplatz für neue Daten freizugeben. Dieser kurzfristige nichtflüchtige Speicher ist notwendig, um die Daten und Datenstrukturen über einen ungeplanten Programmabsturz hinaus bereitzuhalten. Für eine längerfristige Datenhaltung über die Zeitdauer des Ringspeichers hinaus werden die Daten in einer verknüpften SQL-Datenbank abgelegt.

Die Kommunikation der Middleware nach außen, beispielsweise hin zum Nutzer über ein mobiles Endgerät, zu einem mit der Zentraleinheit verbundenem Server (z. B. Onlinewetterdienst) oder zur Leistelle des Energieversorgers wird über eine weitere Schicht, der Gateway-API, entkoppelt.

Neben der Funktion als kommunikationstechnisches Bindeglied (über einen Connector) zwischen dem EVU und den einzelnen Sensoren und Aktoren innerhalb der Wohneinheit, beinhaltet die Zentraleinheit darüber hinaus auch die gesamte Logik zur Steuerung der elektrischen Wärmespeicher. In ihr werden einerseits unterschiedliche Eingangsinformationen verarbeitet (vgl. Bild 69), d. h. Sensordaten, Ladefreigaben und Ladefahrpläne aus der Leitstelle, Nutzereingaben sowie Bestätigungen zum Ausschluss von Übertragungsfehlern aus den Wärmespeichern, andererseits darauf basierende Schaltinformationen für die einzelnen Wärmespeicher abgeleitet. [P12]

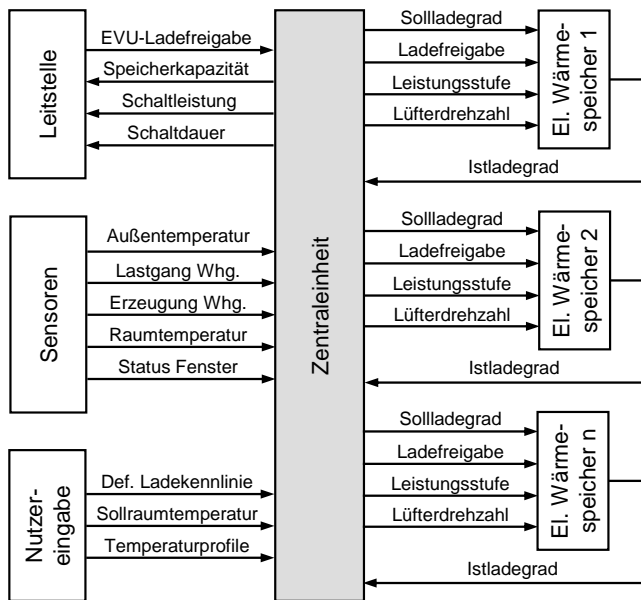


Bild 69: Eingangsgrößen zur Verarbeitung in der Zentraleinheit

Die offen gestaltete und damit erweiterbare Architektur erlaubt bewusst die Integration weiterer elektrischer Großverbraucher. So bieten vor allem Wärmepumpen neuerer Generation mit einem Smart Grid (SG) Ready-Label vorgehaltene Schnittstellen die direkt über die Zentraleinheit angesteuert werden können. Etwaige Wärmepumpen haben standardmäßig einen Regler integriert, über den mittels Klemmenlösung zwei potentialfreie Kontakte und somit vier Betriebszustände realisiert werden können. Hierbei kann für das Lastmanagement der Betriebszustand eins (Klemmenlösung 1:0) und vier genutzt werden (Klemmenlösung 1:1).

Im ersten Fall wird der Verdichter und integrierte Heizstab der Wärmepumpe blockiert, was einem aktiven Ausschaltbefehl entspricht, wohingegen der Betriebszustand vier einen direkten Ladebefehl auslöst, indem der Verdichter und Heizstab der Wärmepumpe aktiviert wird, sofern das Gerät aufgrund der vorherrschenden Pufferspeichertemperatur über etwaige Aufnahmekapazitäten verfügt. Für ältere Geräte ohne SG-Ready-Schnittstelle bieten zahlreiche Hersteller¹⁶ ein Modbus-basiertes Erweiterungsmodul für die Geräte an, die über diese Schnittstelle mit der Zentraleinheit verbunden werden können. Neben strombeziehende Verbraucher kann über die Modbus-Schnittstelle auch ein Wechselrichter ins System integriert werden, um nach definierten Regeln in Abhängigkeit bestimmter Events geschaltet werden zu können, wodurch vor allem die Eigenverbrauchsquote erhöht werden kann. Anderweitige elektrische Verbraucher, wie ein elektrischer Heizstab zur Warmwasserbereitung – auch als Nachrüstlösung für Pufferspeicher eines fossil befeuerten Heizsystems – können im System über einfache Funksteckdosen oder -schaltrelais auf Basis verschiedener Funktechnologien integriert und darüber im Rahmen des Lastmanagements innerhalb des Systems ein- und ausgeschaltet werden.

Das entwickelte IuK-Konzept erlaubt damit erstmals einen durchgängigen bidirektionalen Informationsfluss sowie eine direkte Zugriffsmöglichkeit auf die Geräteebene innerhalb einzelner Haushalte aus der Netzleitstelle heraus, wodurch die gezielte Steuerung und Nutzung elektrischer Verbraucher und Speicher ermöglicht wird. Hierdurch wird der Energieversorger durch gezieltes Zu- und Abschalten der elektrischen Geräte befähigt, die Lastkurve innerhalb der technischen Gerätegrenzen an die Einspeisesituation kontrolliert anzupassen. Insbesondere durch die Einspeisung stark fluktuierender Erzeuger auf Basis regenerativer Energien ist die Verfügbarkeit einer solchen Steuerungsmöglichkeit künftig erforderlich, um die Erzeugungs- und Lastkurve weiterhin gegenseitig harmonisieren zu können und damit für einen stabilen Netzbetrieb zu sorgen. Durch die offen gestaltete Softwarearchitektur können zahlreiche Schnittstellen herstellerunabhängiger Geräte bedient werden, wodurch es möglich ist, auch weitere Großverbraucher, wie Wärmepumpen, Batteriespeicher und elektrische Heizstäbe zu integrieren und extern steuern zu können. Im Gegensatz zu gegenwärtig verfügbaren Smarthome-Lösungen unterstützt die entwickelte Architektur im Kern explizit eine externe Steuermöglichkeit durch den Energieversorger und eine entsprechende Gerätestatusübertragung an

¹⁶ Vgl. Dimplex oder Stiebel Eltron

diesen. Bisherige Softwarelösungen agieren bisher lediglich innerhalb der Systemgrenze der eigenen Wohneinheit und decken ausschließlich die Anwendungsfälle des eigenen Fernzugriffs über mobile Endgeräte oder des zeitlich definierten Startvorgangs ab. Ein tatsächlich netzdienliches Verhalten kann über diese Betriebsweise hingegen nicht realisiert werden, zudem wird durch die häufig eingesetzten proprietären Kommunikationsprotokolle eine Interoperabilität verhindert.

5.3.3 Regelung in der Netzleitstelle

Durch die Anbindung einer Vielzahl unterschiedlicher Zentraleinheiten an die Leitstelle des Energieversorgers werden die in der Gerätetreiberschicht angebundenen, verschiedenen Technologien (Wärmespeicher, Wasserspeicher, Batteriespeicher etc.) einzelner Haushalte zu virtuellen Kraftwerken gebündelt. Dem Energieversorgungsunternehmen ist es so möglich, unmittelbar auf die Netzlast zu reagieren und diese durch die Möglichkeit der Adressierung einzelner Zählpunkte feingranular zu beeinflussen. Im Falle aktiver Lastverschiebung kann das EVU ad-hoc-Ladefreigaben erteilen oder unter Einbeziehung von Last- und Erzeugungsprognoseverfahren, definierter Tagesladeplänen mit je 96 Ladeblöcken zu je 15 Minuten, einem in der Energiewirtschaft als Standard definiertem Zeitintervall, übermitteln. Aufgrund der gegenwärtigen Verfügbarkeit regenerativer Energieerzeugungsanlagen kommt es bereits heute zu Zeiträumen mit Energieüberschüssen, deren Höhe mit dem Voranschreiten des Ausbaus regenerativer Energieerzeugungsanlagen noch deutlich zunehmen wird. Da diese Zeiträume derzeit noch gering sind, ist eine instantane Schaltung elektrischer Wärmespeicher nach der in Bild 70 dargestellten Systematik umgesetzt.

In der Leitstelle des EVUs findet durch die permanente Netzüberwachung ein Abgleich zwischen eingespeister und bezogener Leistung statt. Kommt es infolge erhöhter Einspeisung zu einem Erzeugungsüberschuss, werden ausgewählte Wärmespeicher im Rahmen des Lastmanagements mit Ladefreigaben versehen. Hierzu findet durch regelmäßige Statusübertragung der aggregierten Wärmespeicherdaten der einzelnen Zählpunkte eine Listung dieser in absteigender Reihenfolge der benötigten Ladezeiten einzelner Haushalte innerhalb der Leitstelle statt. In Folge von elektrischen Überschüssen werden der Reihe nach jene Haushalte mit Ladefreigaben versehen, die das größte Potential aufweisen, bis die kumulierte Anschlussleistung der mit Freigabe versehenen Haushalte der überschüssigen Leistung entspricht.

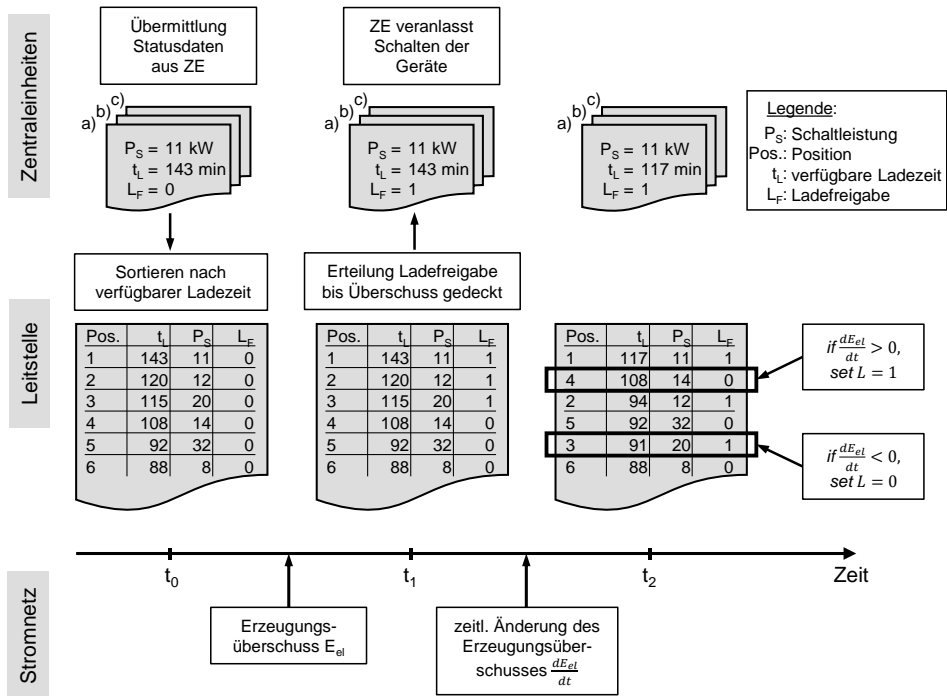


Bild 70: Leitstellensystematik zur Nutzung elektrischer Wärmespeicher im Rahmen des Lastmanagements

Ändert sich im Zeitverlauf der Betrag des Überschusses, wird bei einem Absinken jenen Haushalten die Ladefreigabe entzogen, die über das aktuell geringste Potential verfügen. Bei einem weiteren Anstieg des Überschusses werden hingegen jene Haushalte zusätzlich mit Ladefreigaben versehen, die zum Betrachtungszeitpunkt das größte Potential aufweisen.

5.3.4 Connector

Für die kommunikationstechnische Anbindung der dezentral verteilten Zentraleinheiten einzelner Wohneinheiten an das Leitstellensystem des Energieversorgers ist aufgrund unterschiedlicher Standards in den Kommunikations- und Übertragungsprotokollen der zu verbindenden Entitäten ein übersetzendes Softwaremodul erforderlich. Diese Aufgabe nimmt der sogenannte Connector wahr, dessen Tätigkeit darin besteht, das in der Energiewirtschaft stark verbreitete IEC 61850 Übertragungsprotokoll auf das der Zentraleinheiten basierende MQTT zu übersetzen und umgekehrt. Erst dadurch wird es möglich, dass zu übertragende Statusinformationen

der elektrischen Wärmespeicher und die Steuerungsbefehle aus der Leitstelle beim entsprechenden Partner korrekt interpretiert und verarbeitet werden können. Die Softwarearchitektur der erforderlichen Adaptersoftware des MQTT-IEC 61850-Connectors ist schematisch in Bild 71 dargestellt.

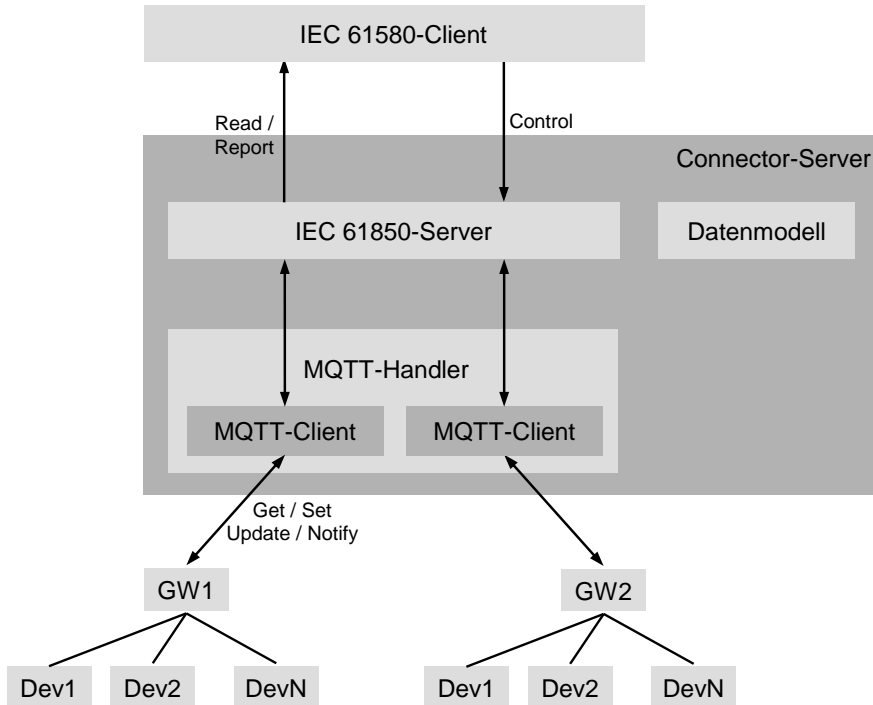


Bild 71: Schematische Darstellung der Architektur des Connectors zur Übersetzung der Datensätze zwischen MQTT und IEC61850

Über den Connector, der einen IEC 61850-Server beinhaltet und für die eigentliche Verbindung zuständig ist, werden die Gateways der Zentraleinheiten mit dem IEC 61850-Client verbunden. Der Connector stellt auf diese Weise Verbindungen zum Gateway einer oder mehrerer Zentraleinheiten her und ruft so Informationen zu den angeschlossenen Devices (z. B. elektrische Wärmespeicher) ab. Alle zur Fernsteuerung elektrischer Wärmespeicher notwendigen Informationen werden im IEC 61850-Server entsprechend eines definierten Datenmodells (vgl. Tabelle 20) abgespeichert. Empfängt der Connector einen aktualisierten Datensatz von einem der Gateways, werden die Daten entsprechend im IEC 61850-Server aktualisiert. Der entsprechende IEC 61850-Client stellt eine Verbindung zum IEC 61850-Server her und ruft die gespeicherten Informationen der mit den

Zentraleinheiten verbundenen elektrischen Wärmespeicher ab. Weiterhin verfügt der Client über die Möglichkeit, sich für IEC 61850-Reports zu registrieren und darüber automatisch Datenaktualisierungen zu erhalten. Die Erteilung von Ladefreigaben der Leitstelle an die einzelnen Zentraleinheiten erfolgt über sogenannte Kontrollnachrichten.

Zur Aktivierung oder Deaktivierung des Ladebefehls durch den Energieversorger wird das gesendete Steuersignal aus der Leitstelle direkt via MQTT an die adressierten Gateways weitergeleitet. In der Middleware der Zentraleinheit wird dazu in der Klasse „Time Profile“ ein Zeitprofil angelegt bzw. überschrieben, das das Gateway zum sofortigen Aktivieren bzw. Deaktivieren der Ladung veranlasst. Zur Wahrung der Sicherheit des Systems bei eventuellen Verbindungsabbrüchen wird zudem mit jedem übertragenen Steuersignal ein tägliches Zeitprofil zum Laden eingerichtet, das Δt -Minuten vor dem Zeitpunkt der Signalübertragung beginnt und Δt -Minuten danach endet (siehe Bild 72). Dieses (Sicherheits-)Zeitprofil wird jedoch mit jedem neuen Steuersignal bzw. bei bestehender Verbindung fortwährend überschrieben. Sollte also nach erfolgtem Freigabesignal die Verbindung zum Energieversorger abbrechen, würde über einen Zeitraum von Δt weitergeladen werden, bis die Ladefreigabe sicherheitsbedingt endet.

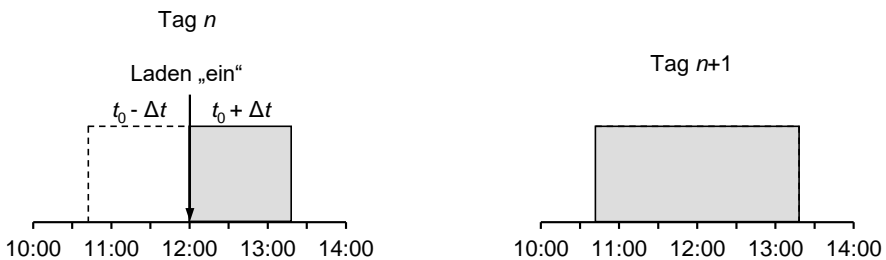


Bild 72: Sicherheitsbehafte Ladesteuerung bei Verbindungsabbruch

Bild 72 verdeutlicht beispielhaft ein solches Szenario mit $\Delta = 75$ min. Wird um 12:00 Uhr eine Ladefreigabe erteilt, wird folglich ein Ladeprofil von 10:45 Uhr bis 13:15 Uhr eingerichtet. Sollte es anschließend zu einem permanenten Verbindungsausfall kommen, würde die Beladung um 13:15 Uhr enden. Für die Folgetage gilt dann das angelegte Ladeprofil im Zeitraum von 10:45 Uhr bis 13:15 Uhr.

5.4 Implementierung und funktionale Erprobung der IuK-Struktur

In den vorangegangenen Kapiteln wurde das Konzept zur Nutzung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das EVU im Rahmen von Lastmanagementmaßnahmen sowie die dazugehörige Softwarearchitektur vorgestellt. Die technische Erprobung der entwickelten Informations- und Kommunikationsstruktur zwischen dem Energieversorgungsunternehmen und den einzelnen Zählpunkten privater Haushalte bedingt darüber hinaus jedoch einen prototypischen Aufbau innerhalb einer geeigneten Versuchsumgebung.

Zur Umsetzung einer durchgängigen bidirektionalen Kommunikation zwischen dem elektrischen Wärmespeicher und der Zentraleinheit wird gemäß des entwickelten und in Bild 66 veranschaulichten Konzepts ein Kommunikationsmodul im Laderegler integriert. Die Umsetzung der auf Powerline-Communication basierenden Datenübertragung erfolgt dabei über die Implementierung des IT900 von Yitran, einem hochintegrierten System-on-a-Chip PLC-Modul, das über eine UART-Schnittstelle zu externen Applikationscontrollern, wie dem Mikrocontroller des Kommunikationsmoduls verfügt. Dieser Mikrocontroller des Kommunikationsmoduls setzt im IT900-Baustein die entsprechenden Parameter und steuert damit die Kommunikation zur Zentraleinheit. Entsprechende Schalt- und Statusinformationen werden anschließend über eine weitere UART-Schnittstelle an den Mikrocontroller des Ladereglers übergeben, der die Schaltrelais steuert und Temperaturmesswerte des Platintemperaturfühlers verarbeitet. Die Bündelung und Aggregation der Wärmespeicherdaten innerhalb einer Wohneinheit sowie die Weiterleitung an die Leitstelle des Energieversorgers erfolgt anschließend über die Zentraleinheit als Bindeglied zwischen den einzelnen Entitäten.

Die entwickelte Lösung adressiert bewusst die Möglichkeit zur Nachrüstung bereits bestehender Geräte. Nur durch eine weitere Nutzung und folglich durch geringe Investitionskosten können die vorhandenen Speicherkapazitäten kostengünstig erschlossen werden. Aufgrund der Nutzung des elektrischen Netzes zur Signalübertragung von den Wärmespeichern zur Zentraleinheit ist innerhalb des Speichergeräts lediglich der Austausch des vorhandenen Ladereglers durch das kombinierte Regler- und Kommunikationsmodul erforderlich. Hierbei wurde insbesondere der verfügbare Bauraum berücksichtigt, sodass eine Nachrüstung problemlos möglich ist.

Die Umsetzung der in Kapitel 5.3.2 beschriebenen Softwarearchitektur innerhalb der Zentraleinheit ist unter Verwendung von zwei unterschiedlichen Programmiersprachen umgesetzt. Die hardwarenahe Implementierung (Device Driver und XML-Datenrepräsentation) ist über C++ realisiert, wohingegen die Middleware mit einer Java-Application umgesetzt ist. Die Darstellung im herstellerunabhängigen XML-Format erfolgt über eine Datenschnittstelle gemäß des Standards der OASIS Open Building Information Exchange (oBIX), einem Standard zur Gewährleistung herstellerunabhängiger Kommunikation mittels objektorientierter Spezifikation von XML-Dateien. Bild 73 zeigt exemplarisch die Integration eines EnOceans Raumtemperatursensors nach Abstraktion im XML-Format gemäß des definierten generischen Ansatzes als zusätzliche Systemkomponente. Im Auszug der XML-Datenrepräsentation sind exemplarisch die notwendigsten Informationen, wie die eindeutige Identifikation des Sensors im Gesamtsystem („unique identifier – UID“), die räumliche Zuordnung des Sensors („location“) sowie der Messwert und dessen Einheit („value“, „unit“) dargestellt. Die implementierte Software der Zentraleinheit wird auf einem Embedded-Linux System ausgeführt. [P13]

```
<obj timestamp="2016-06-01T09:07:44.861Z" is="/contracts/devObj/contracts/channels/roomOperatingPanel" name="device_15" href="device_15/">
  <int timestamp="2016-05-12T10:34:03.572Z" name="UID" val="15"/>
  <str timestamp="2016-05-12T10:35:08.638Z" name="customerDescription" href="customerDescription/" val="SR06.1" writable="true"/>
  <enum timestamp="2016-05-12T10:34:03.577Z" name="devError" val="derr_none" range="/enums/deverror"/>
  <enum timestamp="2016-05-12T10:34:03.648Z" name="deviceClass" val="roomOperatingPanel" range="/enums/deviceClass"/>
  ...
  <str timestamp="2016-05-12T10:36:35.356Z" name="location" href="location/" val="Wohnzimmer" writable="true"/>
  <str timestamp="2016-05-12T10:34:03.573Z" name="manDevID" val="03_2_A5-10-06"/>
  <enum timestamp="2016-05-12T10:34:03.573Z" name="manID" val="Thermokon" range="/enums/Manufacturers"/>
  ...
  <str timestamp="2016-05-12T10:34:03.575Z" name="serialNumber" val="6D09E"/>
  <obj timestamp="2016-06-01T09:07:44.828Z" is="/contracts/funcClass/sensorMultilevel" name="targetValue" href="targetValue/">
  <obj timestamp="2016-06-01T09:07:44.832Z" is="/contracts/funcClass/switchMultilevel" name="temperature" href="temperature/">
    <real timestamp="2016-06-22T11:35:14.994Z" is="obix:WritablePoint" name="value" href="value/" val="22.8" max="40" min="0" precision="1"
      unit="obix:units/celsius"/>
  </obj>
</obj>
```

Bild 73: Exemplarische XML-Datenrepräsentation eines implementierten EnOcean-Raumtemperatursensors

Der erforderliche Connector zur Übersetzung zwischen dem in der Leistungstechnik als Standard definiertem IEC 61850-Protokoll und dem MQTT der Zentraleinheit ist dabei ebenfalls in „C“ und „Java“ implementiert und nutzt zur Umsetzung des IEC 61850-Protokolls die Open-Source-Bibliothek libIEC61850¹⁷ [269]. Im implementierten IEC 61850-Datenmodell werden entsprechende Datensätze in sogenannte logische Knoten vorgehalten.

¹⁷ Version o.8.6

Metadaten, Reports usw. werden hierbei in den logischen Knoten meta gehalten, Gatewayinformationen in GW_1, \dots, GW_n und Datensätze zu den elektrischen Wärmespeichern in TS_1, \dots, TS_k . Tabelle 20 zeigt auszugsweise die im Datenmodell enthaltenen Datenobjekte und -attribute in den jeweiligen logischen Knoten.

Tabelle 20: Datenobjekte und -attribute des verwendeten Datenmodells

Daten-objekt	Bedeutung	Beschreibung	Zeit-stempel
Meta.AnIn1	NumThermalStores	Anzahl der Wärmespeicher, die aktuell im Servers gespeichert sind	nein
Meta.AnIn2	NumGateways	Anzahl der Gateways, analog zu NumThermalStores	nein
GW.AnIn2	temperature_outdoor	Außentemperatur in °C	ja
GW.Ind1	Connected	Gibt an, ob Connector eine Verbindung zum Gateway hat	nein
GW.SPCO1	Control	Control-Objekt zum (De-)Aktivieren der Ladung	nein
GW.ISCO1-GW.ISCO96	Control schedule	Control-Objekt, um Ladeplan in 15-Minutenintervallen vorzugeben	nein
TS.AnIn2	superchargingRate_actual	Istladegrad in %	ja
TS.AnIn3	superchargingRate_reported	Sollladegrad in %	ja
TS.AnIn4	eshNominalPower	Anschlussleistung in kW	ja
TS.AnIn5	eshCapacity	Wärmekapazität in kWh	ja
TS.AnIn6	powerLevel_actual	Stufe in % der aktuellen Ladeleistung	ja
TS.Ind2	chargeEnable_setpoint	Gibt an, ob Wärmespeicher Ladefreigabe hat	ja

Die Zuordnung von physischen Devices erfolgt dabei dynamisch, d. h. die Informationen werden stets in den logischen Knoten GW_1, \dots, GW_n bzw. TS_1, \dots, TS_k gehalten. Die Zuordnung kann sich dadurch nach jedem Connector-Neustart ändern oder auch wenn einzelne Devices entfernt bzw. neu hinzugefügt werden. Zur eindeutigen Identifizierung eines physikalischen Device im Modell wird der Device-Name genutzt. Zur clientseitigen Abbildung in der Leitstelle wird protokollbedingt hingegen eine statische Abbildung verwendet. Der Connector bildet dabei die physikalischen Devices auf fest im Datenmodell definierte, logische Knoten ab. Im Rahmen der mehrmonatigen Versuchsdurchführung im Zeitraum von Januar 2015 bis Mai 2017 wurden insgesamt drei Testobjekte mit einem vollständigen Versuchsssetup (vgl. Bild 74), bestehend aus den entwickelten

Systemkomponenten ausgestattet und funktional bezüglich des Lastmanagements getestet. Das Setup umfasst im Wesentlichen die

- elektrischen Wärmespeicher, erweitert um den
- kommunikationsfähigen, elektronischen Laderegler,
- die Zentraleinheit als zentrale Kommunikationsplattform und Schnittstelle zur Leitstelle des Energieversorgers,
- Temperatursensoren und Fensterkontakte sowie der
- webbasierten Applikation zur Benutzerinteraktion und Steuerung der Geräte.

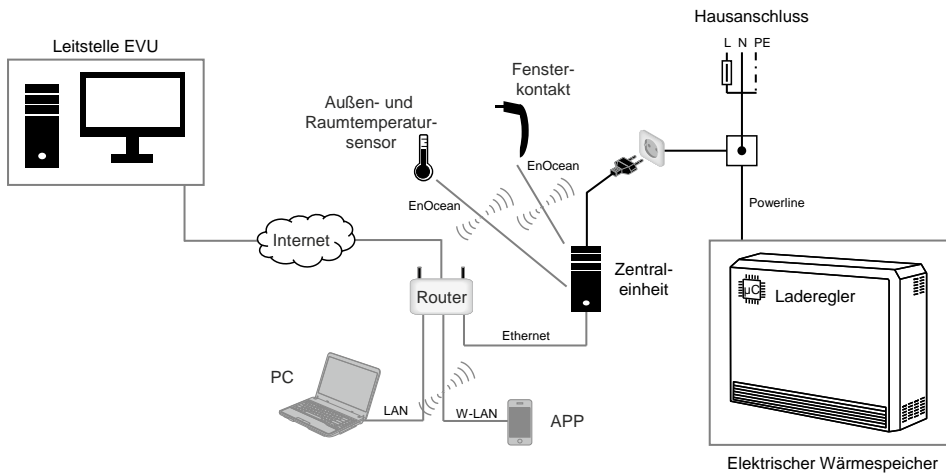


Bild 74: Schematische Darstellung des Versuchssystems nach [P14, 235]

Als Testobjekt fungiert eine renovierte Dreizimmerwohnung in einem Bestandsgebäude mit fünf weiteren Mietwohnungen der 1960er Jahre, so wie es jedes zweite Wohngebäude bezüglich des Gebäudestandards in Deutschland darstellt [270]. Im Rahmen der Umbauarbeiten zur Versuchswohnung wurden lediglich Strom- und partiell Wasserleitungen erneuert. Die Gebäudehülle und damit die Wärmedämmung des Gebäudes ist hingegen im Ursprungszustand belassen worden. Während der Versuchsdurchführung diente die Wohnung als Büro sowie als Entwicklungs- und Versuchslabor. Bild 75 zeigt den Wohnungsgrundriss der Versuchswohnung, dem WUNWohnlabor mit einer schematischen Darstellung aller relevanten Systemkomponenten und deren Installationsort sowie der Außenansicht des Gesamtgebäudes.

Die Musterwohnung verfügt in den Räumen Arbeiten und Wohnen über je einen elektrischen Wärmespeicher mit einer Anschlussleistung von 3,5 kW (max. 28 kWh). Die von der Grundfläche deutlich kleineren Räume der

Küche und des Esszimmers weisen je ein Gerät mit einer Anschlussleistung von 2,0 kW (max. 16 kWh) auf.

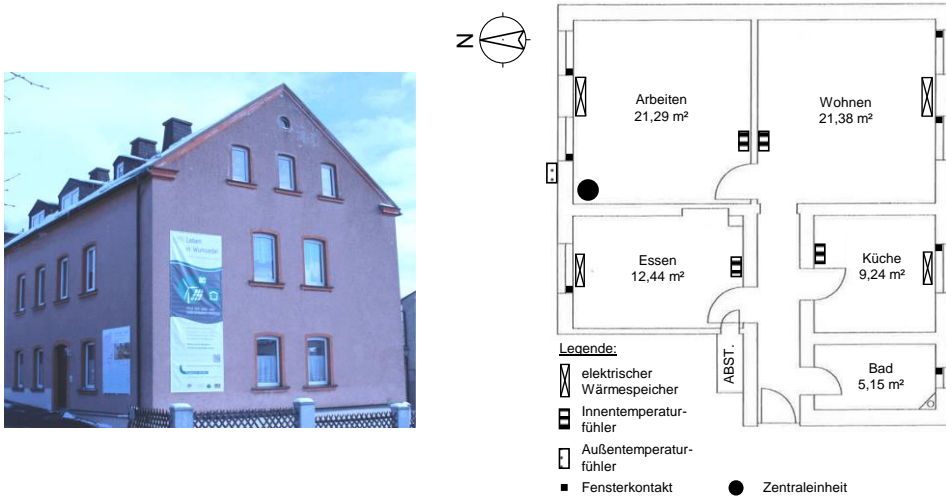


Bild 75: Außenansicht und Grundriss der Versuchswohnung

Weiterhin ist zur Steuerung der Wärmespeicher in jedem Raum ein Temperaturfühler zur Erfassung der aktuellen Raumtemperatur installiert. Alle Fenster sind mit jeweils einem batterielosen, auf EnOcean basierenden Fensterkontakt zur Detektion dessen Zustands ausgestattet. Ferner ist ein Außentemperaturfühler an der Nordseite des Gebäudes angebracht. Die Wärmespeicher sind kabelgebunden via PLC mit der Zentraleinheit verbunden, die über einen Router die Schnittstelle zur Leitstelle des EVUs herstellt. Die Temperatursensoren und die Fensterkontakte sind ebenfalls über EnOcean eingebunden. Die Modellbezeichnungen und Hersteller der verwendeten Geräte fasst Tabelle 21 zusammen.

Der Außentemperaturfühler agiert im Normalbetrieb nicht im System, da die Tagestemperaturen über den implementierten Webdienst¹⁸ als Prognosewerte für die kommenden 24 Stunden standortbezogen eingeholt werden. Wird hingegen ein Fehler in der Verbindung detektiert und können infolge dessen keine Wetterdaten abgerufen werden, wird auf die Werte des Außentemperaturfühlers zurückgegriffen.

¹⁸ www.meteoblue.com

Tabelle 21: Verwendete Komponenten für die prototypische Erprobung in der Versuchswohnung, dem WUNWohnlabor

Objekt	Hersteller	Modell	Übertragungs- technologie	Sonstige Merkmale
Wärmespeicher 2,0 kW	Glen Dimplex Deutschland GmbH	FSR 20	PLC IT900	
Wärmespeicher 3,5 kW	Glen Dimplex Deutschland GmbH	FSR 35	PLC IT900	
Innen- temperaturfüh- ler	Thermokon Sensortechnik GmbH	SR07	EnOcean	Energy- Harvesting
Außen- temperaturfüh- ler	Thermokon Sensortechnik GmbH	SR65	EnOcean	Energy- Harvesting
Fensterkontakt	Thermokon Sensortechnik GmbH	SRGo2	EnOcean	Energy- Harvesting

Der Innenraumtemperaturfühler misst die aktuelle Raumtemperatur und sendet diese im Intervall von 15 Minuten an die Zentraleinheit bzw. im verkürzten Zeitintervall von 100 Sekunden, sofern die Temperaturänderung innerhalb eines Sendeintervalls 0,8 K übersteigt. Die aktuelle Raumtemperatur wird in der ZE mit der Sollwertvorgabe des Nutzers abgeglichen und bestimmt darüber die Lüfterdrehzahl im Wärmespeicher zur Anpassung der Wärmeabgabe mittels erzwungener Konvektion. Wird hingegen über den Fensterkontakt ein geöffnetes oder gekipptes Fenster im Raum registriert, wird der Lüfter abgeschaltet. Aus Gründen steigender Sicherheitsanforderungen hinsichtlich Cyber Security für kritische Infrastrukturen [271, 272], zu der die Energieversorgung zählt, sowie zur Sicherstellung eines uneingeschränkten und störungsfreien Netzbetriebs wurde direkt innerhalb des WUNWohnlabors eine unabhängig arbeitende Netzleitstelle – als Duplikat zur realen Netzleitstelle – zu Forschungszwecken eingerichtet.

Die Anbindung an die Netzleitstelle unter Verwendung des IEC 61850 Übertragungsprotokolls basiert dabei auf der vielfach in der Netzleittechnik eingesetzten Softwarelösung Spectrum PowerTM 5¹⁹ der Siemens AG, die um die Funktionen zur Planung, Steuerung und Erfassung von Bedarfs- und Zustandsdaten der angeschlossenen elektrischen Wärmespeicher ergänzt wurde (vgl. Bild 76). Spectrum PowerTM 5 offeriert nach Erweiterung

¹⁹ Version 5.30 [273]

sämtliche notwendige Steuerungs- und Visualisierungsfunktionen zur Nutzung elektrischer Wärmespeicher im Rahmen des Lastmanagements und bietet darüber hinaus die Möglichkeit einer TCP/IP-basierten Kommunikation. Dadurch wurde eine bidirektionale Informations- und Schaltsignalübertragung der einzelnen Haushalte realisiert und somit eine Abkehr der Signalübertragung durch Frequenzmodulation und Massensteuerung ermöglicht.

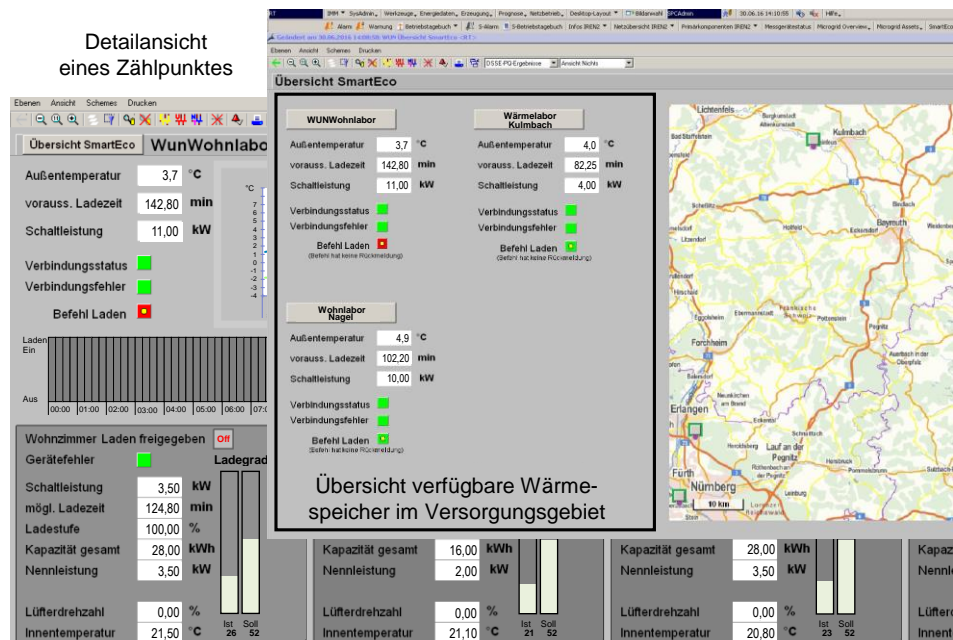


Bild 76: Steuerungs- und Visualisierungsfunktionen innerhalb der Leitstelle

Bild 76 zeigt exemplarisch die innerhalb des Forschungsprojekts „Smart Eco“²⁰ umgesetzte SCADA-Funktionalität der Leitstellensoftware zur Steuerung und Statusüberwachung verfügbarer Geräte zur Lastverschiebung. Auf der überlagerten Abbildung sind in einer übergeordneten Ansicht sämtliche im Versorgungsgebiet verfügbaren Wohneinheiten mit elektrischen Wärmespeichern in einer Übersicht zusammengefasst. Die linke Abbildung zeigt hingegen die Detailansicht einzelner Wohneinheiten mit einer detaillierten Informationsbereitstellung der Statusdaten einzelner Geräte. Möglichkeiten zur Steuerung bezüglich Ladefreigabeerteilung der Geräte bestehen in beiden Ansichten über den Befehl „Laden“ [274].

²⁰ Förderkennzeichen IUK-1311-0006//IUK439/005

Die Implementierung sowie die in Kapitel 5.2 und 5.3 vorgestellte IuK-Struktur erlauben dabei das gezielte Steuern einzelner Zählpunkte, d. h. einzelner Haushalte, sowie deren zeitnahe Erfassung von Betriebsdaten für eine reale Lastprognose (vgl. Bild 77). Aufgrund der Ungeeignetheit von bisher verwendeten Standardlastprofilen zur Regelung auftretender Schwankungen im Netz, wird die Erfassung von Betriebsdaten elektrischer Verbraucher und Speicher im Rahmen des Lastmanagements in Zukunft unabdingbar sein. Bild 77 zeigt für einen beispielhaften Tag die Leitstellenansicht zur Steuerung der elektrischen Wärmespeicher der Versuchswohnung.

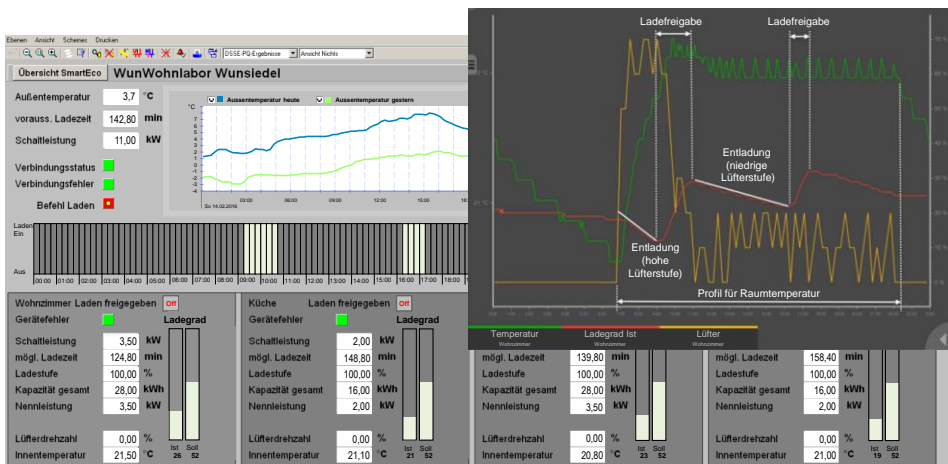


Bild 77: Beispielhafter Datensatz der Leitstelle zur Steuerung elektrischer Wärmespeicher mit entsprechender Auswertung vom 14.02.2016

Die Darstellung der weiteren Versuchsumgebungen ist entsprechend analog. Im unteren Bildausschnitt sind die relevanten Kenngrößen der Wärmespeicher bzw. in einem späteren Anwendungsszenario weiterer netzdienlicher Geräte (z. B. Batteriespeicher, Wärmepumpe, Heizstab für Warmwasserspeicher etc.) dargestellt. Die wichtigste Kenngröße für den Energieversorger ist die verfügbare Schaltleistung sowie die damit mögliche Ladezeit, die ebenfalls im oberen Bereich des Ausschnitts für die gesamte Wohneinheit aggregiert dargestellt wird. Bezüglich des Lastmanagements ist der Ladebefehl von besonderem Interesse, der bei Aktivierung eine ad-hoc-Ladefreigabe für die gesamte Wohnung erteilt. Alternativ können hierzu bei Vorhandensein zuverlässiger Prognosewerte auch Fahrpläne vorgegeben werden. Im oberen rechten Bereich der Grafik sind einige Reaktionen des elektrischen Wärmespeichers auf die Ladefreigabe mittels

Fahrplanvorgabe der Leitstelle über die Benutzeroberfläche der Webapplikation dargestellt. Die rote Kurve zeigt den vorherrschenden Ladegrad des Wärmespeichers, wobei deutlich die zwei Anstiege aufgrund der Ladefreigabe durch die Leitstelle zu erkennen sind. Weiterhin zeigt die grüne Kurve den Verlauf der Raumtemperatur mit einer Abnahme in den Nachstunden aufgrund der Benutzervorgabe „Nachtabsenkung“ bei gleichzeitig geringer Entladung des Wärmespeichers aufgrund statischer Entladung. Der Lüfter wird zu diesem Zeitpunkt nicht angesteuert, da die Soll-Raumtemperatur unterhalb der Isttemperatur liegt. Um im Anwendungsszenario die Raumtemperatur ab 7 Uhr auf die Sollvorgabe (22 °C) zu führen, wird der Lüfter auf hoher Leistungsstufe betrieben. Zeitgleich ist eine starke Abnahme des Ladegrades bei paralleler Zunahme der Raumtemperatur zu beobachten. Im Tagesfortlauf wird die Raumtemperatur auf konstantem Temperaturniveau gehalten, weshalb der Lüfter auf geringer Leistungsstufe regelmäßig zuschaltet. Dies führt zu einer geringen kontinuierlichen Abnahme des Ladegrades. Neben des reinen Monitorings der Zustandsdaten der Wohnung bietet die webbasierte App auch Funktionen zum Steuern der Wohnung nach definierten Regeln. Eine partielle Übersicht hierüber wird in *Bürner et al.* [P15] aufgeführt.

Neben der Musterwohnung, dem WUNWohnlabor, wurden zur Untersuchung der Daten- und Schaltsignalübertragungsqualität zwei weitere Versuchslabore mit einem kompletten Setup ausgestattet. Einerseits ist dies ein Ferienhaus, ausgeführt als Nurdachhaus über zwei Wohnebenen mit je einem elektrischen Wärmespeicher (4 kW und 6 kW), dem Wohnlabor Nagel und ein vollausgestattetes Wärmelabor mit Klimakammer, dem Wärmelabor Kulmbach (vgl. Tabelle 22).

Tabelle 22: Spezifikationen der unterschiedlichen Versuchslabore

Objektname	Objektspezifikation	Standort	Anzahl Wärmespeicher	Gesamtanschlussleistung
WUNWohnlabor	3-Zimmerwohnung als Büroräume	Wunsiedel	4	11 kW
Wohnlabor Nagel	Nurdachhaus mit zwei Wohnebenen	Nagel	2	10 kW
Wärmelabor Kulmbach	Wärmelabor	Kulmbach	1	4 kW

Das Wärmelabor Kulmbach verfügt über einen elektrischen Wärmespeicher (4 kW) und zusätzlich über umfangreiche, hochauflösende Messtechnik sowie der Möglichkeit der Beibehaltung konstanter Raumtemperaturen durch externe, systemunabhängige Klimageräte.

Während der Heizperioden 2015/16 und 2016/17 wurden so unterschiedliche Fahrpläne und ad-hoc-Ladefreigaben der unterschiedlichen Objekte bezüglich deren Signalübertragung getestet. Es konnte gezeigt werden, dass durch die entwickelte und implementierte IuK-Struktur eine Abkehr von den starren Freigabezeiträumen während der Nacht möglich ist (vgl. Bild 77) und sich der entwickelte Ansatz für ein gezieltes automatisiertes Lastmanagement ohne Einschränkung des Nutzers eignet. Gegenüber dem Stand der Technik zur bisherigen Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen konnten durch die entwickelte und implementierte IuK-Struktur die in Tabelle 23 aufgeführten Erweiterungen realisiert werden. [P13]

Tabelle 23: Differenzierung der technischen Erweiterung gegenüber dem Stand der Technik und der abgeleiteten Auswirkung auf das Lastmanagement

Stand der Technik	Technische Erweiterung	Auswirkung auf das Lastmanagement
Massenansteuerung der elektrischen Wärmespeichermittels Rundsteuer-technik	IP-basierte Steuersignalübertragung zur Adressierung individueller Zählpunkte	Leistungsskalierung elektrischer Verbraucher zur optimierten Nutzung elektrischer Überschüsse
Starre Ladezeiträume während der Nacht	Zeitflexible Beladung individueller Wärmespeicher	Nutzung beliebiger Zeiträume für das Lastmanagement mit elektrischen Wärmespeichern
Unidirektionaler Informationsfluss	Bidirektionaler Informationsfluss zur Statusübertragung einzelner Zählpunkte	Echtzeitfähige Wärmebedarfs- und vorhandene Speicherkapazitätsübertragung zur kostenoptimalen Strombeschaffung und Kapazitätsvermarktung (z. B. am Regelleistungsmarkt)
Sollladegradermittlung auf Basis gemessener Außentemperatur des Vortages	Sollladegradermittlung auf Basis prognostizierter, ortsspezifischer Temperaturdaten über Online-Wetterdienst	Verbesserte Wärmebedarfsermittlung führt zu verminderter Über- bzw. Unterladung der Speicher

6 Modellierung elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das EVU

Aufbauend auf den ermittelten, theoretischen Lastmanagementpotentialen unterschiedlicher elektrischer Verbraucher aus dem Bereich des privaten Wohnumfeldes (Kapitel 4) und der sich anschließenden Entwicklung eines IuK-Konzepts zur individuellen Steuerbarkeit elektrischer Wärmespeicher zur Nutzung als dezentrale Energiespeicher für das EVU (Kapitel 5) folgt in diesem Abschnitt die Abschätzung des tatsächlichen Lastverschiebungspotentials sowie des Ladeverhaltens elektrischer Wärmespeicher unter dem Einfluss temporär auftretender Stromüberschüsse im Rahmen des Ausbaus erneuerbarer Energien.

6.1 Erfassung der Randbedingungen

Vordergründig ist eine auf erneuerbare Energien (EE) basierende Beladungssteuerung elektrischer Wärmespeicher von deren Einspeiseverhalten abhängig. Mit dem Ziel, diese Geräte in Zeiträumen zu beladen, in denen mehr elektrische Energie in das Netz eingespeist als durch elektrische Verbraucher bezogen wird, sind insbesondere die Einspeisedaten sowie der Lastgang als Eingangsgrößen von Interesse. Diese definieren gemeinsam mit der Außentemperatur, welche die Ladegradvorgabe bestimmt, die Randbedingungen der Betrachtung. Im Gegensatz zu den konventionellen Kraftwerken, die über einen definierten Zeitbereich in der Lage sind eine konstante Leistung in das Netz einzuspeisen, unterliegen regenerative Energien teilweise großen Fluktuationen.

Die Gruppe der EE lässt sich diesbezüglich in Energiequellen geringer Schwankungsbreite der Einspeiseleistung, wie der Biomasse, Wasserkraft oder Geothermie untergliedern, sowie in die der stark Fluktuierenden, wozu die Photovoltaik und Windenergie gezählt werden können. Hinsichtlich der Ausbauziele der Bundesregierung werden lediglich Zielvorgaben zum Gesamtanteil der EE an der Bruttostromerzeugung über die unterschiedlichen Zielzeiträume hinweg gemacht. Eine Zusammensetzung derer, bzw. Zielvorgaben über die installierte Leistung einzelner Technologien, die unmittelbaren Einfluss auf die Größenordnung der eingespeisten elektrischen Energie haben, bleiben in den Vorgaben hingegen aus. Da diese jedoch die Grundlage der Simulation der künftigen Einspeisestruktur

bilden, wird zunächst eine Analyse des Status Quo zur Neuinstallation erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen durchgeführt. Auf Basis dieser Daten werden anschließend die Ausbauszenarien für das künftige Energiesystem abgeleitet.

6.1.1 Gegenwärtige Ausbaustruktur

Gemäß der in Kapitel 2 aufgezeigten Erzeugungsstruktur in Deutschland beträgt die installierte Leistung der EE bereits über 104 GW, die größtenteils von der stark fluktuierenden Windenergie und Photovoltaik erbracht wird. Obwohl die Biomasse eine deutlich geringere installierte Leistung aufweist, übersteigt deren bereitgestellte elektrische Jahresenergie die der Photovoltaik deutlich, aufgrund deren schwacher Fluktuation und nahezu konstanter Einspeiseleistung.

Anhand des Verhältnisses von installierter Leistung zur eingespeisten Energie wird deutlich, welche Herausforderungen die Windkraft und Photovoltaik zu bewältigen haben. Zur Deckung der Zielvorgaben der Bundesregierung ist eine deutlich größere installierte Leistung notwendig, als dies bei den schwach fluktuierenden Erzeuger der Fall wäre. Der Rahmen für den Ausbaupfad der Schlüsseltechnologien für die kommenden Jahre wird durch das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) 2017 bestimmt, deren Zielvorgaben in Tabelle 24 dargestellt sind.

Tabelle 24: Zielvorgaben zum Leistungszubau EE nach dem EEG 2017 [275]

Technologie	Kurzzeitzielvorgaben	Langfristige Ziele
Windenergie Onshore	2.800 MW/a in 2017-2019	2.900 MW/a ab 2020
Windenergie Offshore	1.625 MW/a in 2017-2020	1.500 MW/a ab 2021
Photovoltaik	2.500 MW/a	
Biomasse	150 MW/a in 2017-2019	200 MW/a für 2020-2022

Die Zielvorgaben gemäß des EEGs 2017 sehen einen deutlichen Zubau der Windenergie vor allem an Land vor, wohingegen der jährliche Ausbau der Solarenergie auf dem bereits im EEG 2014 definierten Niveau von 2.500 MW jährlich verbleibt. Zusätzlich wird in geringem Umfang ein Leistungszuwachs der Biomasse angestrebt, maßgeblich jedoch durch Leistungserhöhung bereits bestehender Anlagen, wie schon in den Jahren 2015 und 2016.

Aufgrund begrenzter Landflächen und der damit einhergehenden eingeschränkten Verfügbarkeit, steht die Biomasse in Konkurrenz zur Verwendung für anderweitige Zwecke, z. B. als Nahrungs- und Futtermittel. Im Vergleich zur Nutzung als Bioenergie für die Stromerzeugung können als Nahrungs- und Futtermittel am Markt deutlich höhere Preise erzielt werden [S6]. Da im Vergleich die Nutzung der Biomasse als Bioenergie zudem mit anderen, kostengünstigeren Energieträgern konkurrieren muss, ist für die Bioenergie kein nennenswerter Zubau durch Anlagenneubau zu erwarten [276].

Die Wasserkraft als regenerative Energiequelle ist in Deutschland hingegen nahezu vollständig erschlossen, weshalb sie weder im EEG 2014 noch im EEG 2017 aufgeführt ist. In der vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) beauftragten Studie zur Ermittlung des Potentials zur Wasserkraftnutzung [277] wurde ein weiterer Potentialzugewinn von lediglich 2,7 TWh (490 MW bei 5.500 Volllaststunden) für große und 1,0 TWh für mittlere und kleine Wasserkraftanlagen als ökonomisch erschließbar ermittelt. Dieser wirtschaftlich realisierbare Zugewinn in Höhe von 3,7 TWh untergliedert sich jedoch in erzielbare 3,1 TWh durch Verbesserung des Maschinenwirkungsgrades und Erhöhung des Ausbaudurchflusses und in lediglich 0,6 TWh durch Anlagenneubau, da für diesen die notwendigen geographischen Gegebenheiten bereits weitestgehend erschlossen sind [277].

6.1.2 Künftige Bedarfs- und Erzeugungsstruktur

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien spielt auch der künftige Strombedarf zur Ermittlung des Lastverschiebepotentials elektrischer Wärmespeicher eine wesentliche Rolle. Dieser wird unter anderem durch die künftige Entwicklung der Elektromobilität, d. h. der Bedarf an elektrischer Energie im Verkehrssektor, der Nutzung elektrischer Energie im Wärmesektor, der sogenannten Sektorenkopplung und weiterer, teils regulatorischer Gegebenheiten beeinflusst (vgl. Bild 78).

Die Entwicklung der Gesamtbevölkerung in Deutschland weist in den vergangenen Jahren einen permanent rückläufigen Trend auf. Für das Jahr 2050 wird ein Rückgang der in Deutschland lebenden Personen von 7 % auf unter 76 Millionen Einwohner erwartet, bei einer stärker angenommenen Einwanderung als sie bisher erfolgt [278]. Durch die Sektorenkopplung findet vornehmlich auch eine Elektrifizierung in der Wärmebereitstellung unter Nutzung regenerativer Energien statt.

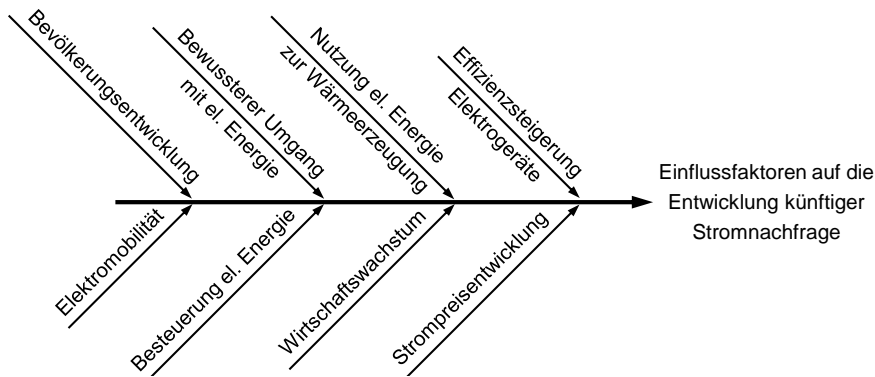


Bild 78: Einflussfaktoren künftiger Stromnachfrage

Die Deutsche Energie-Agentur [279] erwartet zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 80 % eine weitere Verbreitung der Wärmepumpentechnologie auf über 16 Mio. Geräte für das Jahr 2050 und damit einer Zunahme der elektrischen Energie um 98 TWh. Ebenso führt darüber hinaus die Elektrifizierung der Kraftfahrzeuge zu einem deutlichen Anstieg des Strombedarfs im Verkehrssektor. Sofern im Jahr 2050 alle Fahrzeuge rein elektrisch betrieben werden, bei einer unveränderten Fahrleistung von 14.015 km/a [213] mit einem Verbrauch von 220 Wh/km [214] resultiert ein jährlicher Gesamtenergiebedarf von knapp 200 TWh. Außerdem kann davon ausgegangen werden, dass sich die Energieeffizienz von Elektrogeräten weiterhin erhöhen wird und dadurch Einsparungen in Höhe von 20 - 25 % erzielt werden können, wie sie auch in den energie- und klimapolitischen Zielen gefordert werden [76]. Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Wirtschaftswachstums von 1,4 %/a [280] kann im Jahr 2050 unter den getroffenen Annahmen somit ein Gesamtstrombedarf von knapp 800 TWh abgeschätzt werden.

Die Problematik in der Beschreibung des künftigen Verlaufs der Energiewende besteht darin, dass lediglich konkrete kurzfristige Ziele und langfristige Erwartungen festgelegt sind und der Einfluss jener Faktoren stark von politischen Entscheidungen abhängig ist. Mittelfristige Vorgaben werden allein von allgemeinen Handlungsempfehlungen skizziert. Mit Hilfe des EEGs ist jedoch zumindest ein kurzfristiger Entwicklungspfad vorgegeben. Einen zeitlich weiteren Blick in die Zukunft wagen Zielszenarien unterschiedlicher Studien, die unter Annahme unterschiedlicher Entwicklungen der einzelnen strombeziehenden Sektoren das Energieversorgungssystem im Jahr 2050 skizzieren (vgl. Tabelle 25). Diesen Studien liegen verschiedene Optimierungsziele zugrunde, weshalb sie bezüglich des Strombedarfs und folglich der dafür notwendigen installierten Leistung

eine große Diskrepanz aufweisen. Dies obwohl jede für sich die Ziele der Bundesregierung bezüglich des geforderten Anteils EE am Bruttostromverbrauch erfüllt. Allen ist gemein, dass sie in Zukunft durch die steigende Anzahl elektrisch betriebener Fahrzeuge einen erhöhten Bedarf im Verkehrssektor und durch steigende Absatzzahlen der Wärmepumpentechnologie im Bereich der Wärmeversorgung sehen.

Tabelle 25: Erwarteter Strombedarf 2050 auf Basis unterschiedlicher Studien

Bezeichnung	Studie A	Studie B	Studie C
Name der Studie	Energierferenzprognose	Energiesystem Deutschland 2050	Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr
Konsortium	Prognos, EWI, GWS	Fraunhofer ISE	IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht
Auftraggeber	BMWi	-	Gefördert vom BMWi
Veröffentlichung	06/2014	11/2013	09/2015
Nettostrombedarf [TWh]	462,0	634,0	788,0
Verkehr [TWh]	37,0	157,8	142,0
Wärme [TWh]	64,0	69,2	191,0
Quelle	[281]	[80]	[282]

Im Rahmen der vom BMWi beauftragten „*Energierferenzprognose*“, wurde innerhalb eines konsistenten gesamtwirtschaftlichen Rahmens die Entwicklung der Energiemärkte in Deutschland bis zum Jahr 2030 untersucht. Unter Fortschreibung dieser Entwicklung im Rahmen eines Trendszenarios zeigt die Studie auf, dass die Ziele der Bundesregierung überwiegend nicht erreicht werden. Daher beinhaltet die Studie überdies das in Tabelle 25 dargestellte Zielszenario, welches aufzeigt, was notwendig wäre, um die Ziele bis 2050 zu erreichen. Dem Zielszenario wird dabei unterstellt, dass die Umsetzung der klima- und energiepolitischen Ziele vorrangig verfolgt wird. [281]

In der Studie „*Energiesystem Deutschland 2050*“ des *Fraunhofer ISE* wird dargestellt, wie ein kostenoptimales Energiesystem aussieht, welches die Mindestziele bezüglich der Einsparung von CO₂-Emissionen sektorenübergreifend erreicht. Es beruht auf der Annahme, dass im Jahr 2050 die meisten Fahrzeuge elektrisch betrieben werden. Zudem wird davon ausgegangen, dass sich der Raumwärmebedarf aufgrund der Umsetzung energetischer Sanierungen um 60 % reduziert. [80]

Die durch das BMWi geförderte Studie „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“ zeigt, wie die Klimaziele in Deutschland mit minimalen Kostenaufwand erreicht werden können. Neben der weiteren Marktdurchdringung der Wärmepumpe, wird ein hoher Anteil von Elektrofahrzeugen aufgeführt, die zu einem erhöhten Anteil direkter Stromnutzung im Verkehrssektor führen. [282]

Neben der Entwicklung des künftigen Strombedarfs ist ebenso die durch regenerative Energien bereitgestellte Energiemenge von Bedeutung, um das Potential elektrischer Wärmespeicher zur Lastverschiebung ermitteln zu können. Hierfür ist die installierte Leistung der unterschiedlichen Technologien regenerativer Energien von elementarer Bedeutung. Konkrete Ausbauziele existieren bis in das Jahr 2030. Für das Jahr 2050 sind hingegen lediglich allgemeine Vorgaben gemäß der energie- und klimapolitischen Ziele definiert. Eine Prognose zum Verlauf der Energiewende und Modellierung des entsprechenden Energiesystems ist daher nur mittels Auswertung von Szenarien möglich. Den Rahmen zur Modellierung bilden deshalb die Ergebnisse der drei Studien aus Tabelle 25. Obwohl für den künftigen Strombedarf unterschiedliche Annahmen aufgrund verschiedener Zielgrößen getroffen werden, ist den Studien gemein, dass diese die Zielvorgaben der Bundesregierung bezüglich des Anteils EE am Bruttostrombedarf erfüllen und entsprechend die installierte Leistung unter Berücksichtigung des CO₂-Reduktionsziels modelliert ist.

Tabelle 26: Vergleich der unterschiedlichen Szenarien bezüglich Strombedarf und installierter Leistung unterschiedlicher Technologien im Jahr 2050

Bezeichnung	Studie A	Studie B	Studie C
Nettostrombedarf in TWh	462	634	788
Anteil EE am Stromverbrauch in %	79	78	90
Installierte Leistung nach Technologie in GW			
Photovoltaik	78,0	147,0	200,0
Onshore Windenergie	70,0	120,0	140,0
Offshore Windenergie	18,0	32,0	38,0
Biomasse	12,0	10,0*	5,0
Wasserkraft	5,6	5,0	5,6
Sonstige EE	1,0	0	0,7
Quelle	[281]	[80]	[282]

* Angenommene Erzeugungsleistung (konservativ), in Studie nur gemeinsam mit Wärmeerzeugung verfügbar

Die in Tabelle 26 zusammengefassten Ergebnisse der einzelnen Studien bilden mit ihrem jeweiligen Strombedarf und der damit verbundenen installierten Leistung die Eingangsgrößen der Simulation.

6.2 Modellierung des künftige Energiesystems

Bei der Modellierung des künftigen Energiesystems ist das Stromsaldo aus dem Leistungsbezug und der Einspeisung im Jahresverlauf maßgeblich von Interesse, damit auf Basis dieser Zeitintervalle das Ladeverhalten und damit das tatsächliche Potential elektrischer Wärmespeicher zur Lastverschiebung ermittelt werden kann. Als Datengrundlage zur Abschätzung des Lastgangs und der Einspeisung im Jahr 2050 dienen [S6, S7]

- die Zeitreihen der installierten Erzeugungsleistung in Deutschland in den Referenzjahren 2014 – 2016 [42, 275],
- die stündlichen Strombedarfs- und Erzeugungsdaten nach Energieträgern in den Referenzjahren 2014 – 2016 nach dem Datenbestand der Agora Energiewende [283] sowie
- der Gesamtjahresstrombedarf und die installierte Erzeugungsleistung nach Energieträgern der unterschiedlichen Zielszenarien für das Simulationsjahr 2050 gemäß der Studien aus Tabelle 26. [80, 281, 282]

Die Ermittlung der Lastkurve für das Jahr 2050 basiert dabei auf dem schematischen Verlauf jener Lastkurve des jeweiligen Referenzjahres, unter der Berücksichtigung der faktoriellen Zu- bzw. Abnahme des Gesamtenergiebedarfs im Zieljahr. Somit wird für die bezogene Leistung im Jahr 2050 zum Zeitpunkt t folgende Leistung abgeschätzt:

$$P_{B,2050}(t) = P_{B,Ref}(t) * \frac{E_{B,2050}}{E_{B,Ref}} \quad (6.1)$$

mit: $P_{B,Ref}(t)$ Leistungsbezug im Referenzjahr zum Zeitpunkt t
 $E_{B,2050}$ Gesamtenergiebedarf im Jahr 2050
 $E_{B,Ref}$ Gesamtenergiebedarf im Referenzjahr

Die Bestimmung der Einspeiseleistung fluktuierender Energiequellen (Windenergie und Photovoltaik) erfolgt in einem divergenten Verfahren. Um den Leistungszugewinn abzubilden, ist zur Darstellung des Leistungszubaus die installierte Leistung im Zieljahr zu derer im Referenzjahr ins Verhältnis zu setzen. Darüber hinaus ist künftig, mehreren Studien zur Folge, mit einem Anstieg der Volllaststunden, insbesondere in der Windenergie, zu rechnen [284]. Volllaststunden beschreiben den Nutzungsgrad

einer Anlage und machen unterschiedliche Anlagentypen untereinander vergleichbar. Die Anzahl der Volllaststunden gibt an, wie lange eine Anlage unter Nennleistung zu betreiben wäre, um dieselbe Arbeit innerhalb eines betrachteten Zeitraums – meist ein Jahr – zu verrichten, als sie tatsächlich umgesetzt hat. Der künftige Anstieg der Volllaststunden wird den Studien zufolge darauf zurückgeführt, dass das Verhältnis des unterjährigen Anlagenzubaus im Vergleich zur bereits installierten Leistung geringer wird und damit ein größerer Anlagenbestand über den gesamten Betrachtungszeitraum zur Verfügung steht [284]. In Tabelle 27 ist die mittlere Volllaststundenzahl aus jenen Studien für das Jahr 2050 dem der Referenzjahre 2014 – 2016 gegenübergestellt.

Tabelle 27: Entwicklung der Volllaststunden bis 2050 im Vergleich zu den Referenzjahren, Datenquelle [284, 285]

Jahr	Energieträger*				
	Wind Offshore	Wind Onshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft
2014	3.420	1.580	970	5.610	3.460
2015	3.770	1.780	990	6.000	3.380
2016	3.170	1.500	940	5.810	3.690
2050	3.900	2.300	990	6.000	4.600

* Sonstige EE, die hauptsächlich von der Geothermie abgedeckt werden, gehen mit 8.300 Volllaststunden pro Jahr ein

Zur Berücksichtigung der Volllaststundenzunahme im Simulationsjahr wird das Verhältnis der einzelnen Technologien im Jahr 2050 gegenüber denen des Referenzjahres gebildet. Damit folgt vereinfacht für die eingespeiste Leistung stark fluktuierender, erneuerbarer Energien in das Energieversorgungsnetz zum Zeitpunkt t im Simulationsjahr unter Berücksichtigung des schematischen Verlaufs der Einspeiseleistung des Referenzjahres äquivalent zu Gleichung (6.1):

$$P_{E,2050}(t) = P_{E,Ref}(t) * \frac{P_{I,2050}}{P_{I,Ref}} * \frac{VLS_{2050}}{VLS_{Ref}} \quad (6.2)$$

mit: $P_{E,Ref}(t)$ Einspeiseleistung im Referenzjahr zum Zeitpunkt t
 $P_{I,2050}$ Installierte Leistung im Jahr 2050
 $P_{I,Ref}$ Installierte Leistung im Referenzjahr
 VLS_{2050} Volllaststunden im Jahr 2050
 VLS_{Ref} Volllaststunden im Referenzjahr

Die kontinuierlich erneuerbaren Erzeuger, wie Biomasse und Sonstige (hauptsächlich Geothermie), weisen im Gegensatz zur Windenergie und der Photovoltaik ein annähernd beständiges Einspeiseverhalten auf. Die Erzeugungsleistungen gehen daher linear in das Simulationsmodell ein. Unter Berücksichtigung der installierten Leistung im Jahr 2050 und der jeweiligen Volllaststunden folgt für die Einspeiseleistung zum Betrachtungszeitpunkt t :

$$P_{E,2050}(t) = P_{I,2050} * \frac{VLS_{2050}}{8760 \text{ h}} = \text{const.} \quad (6.3)$$

mit: $P_{I,2050}(t)$ Installierte Leistung im Jahr 2050
 VLS_{2050} Volllaststunden im Jahr 2050

Konventionelle Erzeuger auf Basis fossiler Kraftstoffe gehen hingegen nicht in das Modell ein, da diese künftig vor allem in Zeiträumen mit Versorgungsengpässen in das Netz einspeisen werden. Mit welcher Leistung diese dann einspeisen oder ob die Differenz zur Deckung des Strombedarfs durch Importe erfolgt, ist nicht von Interesse, da jene Zeiträume für die Ermittlung des Potentials elektrischer Wärmespeicher nicht von Bedeutung sind. Das Modell weist daher einen konservativen Charakter auf, weil die zum Ausgleich notwendigen, fossilen Kraftwerke als Schattenkraftwerke agieren werden und bei geringer Leistung fortwährend einspeisen, um im Bedarfsfall möglichst rasch hochgeregelt werden zu können. Für die gesamte erzeugungsseitige Einspeiseleistung gilt schließlich:

$$P_{E,2050, \text{Ges}}(t) = \sum_{k=1}^6 P_{E,2050,k}(t). \quad (6.4)$$

mit: $P_{E,2050,1}$ Einspeiseleistung Windenergie offshore
 $P_{E,2050,2}$ Einspeiseleistung Windenergie onshore
 $P_{E,2050,3}$ Einspeiseleistung Photovoltaik
 $P_{E,2050,4}$ Einspeiseleistung Biomasse
 $P_{E,2050,5}$ Einspeiseleistung Wasserkraft
 $P_{E,2050,6}$ Einspeiseleistung Sonstige EE

6.3 Entwicklung eines neuartigen Lademodells unter Berücksichtigung des Dargebots erneuerbarer Energien

Für eine auf erneuerbare Energien basierende Beladung elektrischer Wärmespeicher ist die Einführung modifizierter Lademodelle erforderlich, die

eine in Kapitel 5 vorgestellte, technische Informations- und Kommunikationsstruktur bedingen und erst dadurch technisch befähigt werden, in der Höhe des Gesamtladeleistung skalierbar zu sein.

Nach dem bisherigen Stand der Technik findet eine zeitgleiche Beladung sämtlicher elektrischer Wärmespeicher während der Nacht statt. Die Geräte laden dabei bis zu ihrem vorgegebene Sollladegrad SOC_{Soll} , in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur T_m des vorangegangenen Tages, mit dessen Erreichen der Wärmebedarf des aktuellen Tages gedeckt werden kann. Über den Tag hinweg findet anschließend eine annähernd konstante Wärmeabgabe an den Raum statt. Die raumindividuellen Geräte sind in Ihrer Leistung so dimensioniert, dass mit Erreichen des vorgegebenen Ladegrades lediglich die zur Erwärmung des Raumes notwendige Wärmemenge aufgenommen wird und die Speicher folglich bis zum nächsten Ladebeginn wieder annähernd vollständig entladen sind. [S8]

Das Potential zur zusätzlichen Aufnahme elektrischer Energie, basierend auf dem Standardladevorgang während der Nacht, ergibt sich im Tagesfortlauf aus der Differenz des Sollwärmeinhalts SOC_{Soll} , als Funktion der Tagesmitteltemperatur T_m und des jeweiligen Istwärmeinhalts SOC_{Ist} . Durch die Einbindung eines Wetterdienstes in die in Kapitel 5.3 vorgestellte Software werden ortsspezifische Temperaturen T_i des Folgetages als Prognosewerte abgerufen und auf deren Basis die Tagesmitteltemperatur T_m der folgenden 24 Stunden als gleitender Wert ermittelt. Mittels der hinterlegten Parameter zur Definition der Ladekennlinie der elektrischen Wärmespeicher wird der erforderliche Sollladegrad SOC_{Soll} über Gleichung (6.5) berechnet:

$$SOC_{Soll}(T_m) = \begin{cases} 0 & \text{für } T_m > E2 \\ \frac{E15 - 100}{E2 - E1} * (T_m - E1) + 100 & \forall T_m \in [E1; E2] \\ 100 & \text{für } T_m < E1 \end{cases} \quad (6.5)$$

mit:

$T_m = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n T_i$	
$E1$	Temperatur für Vollladung
$E2$	Temperatur für Ladebeginn
$E15$	Ladegrad bei Ladebeginn
T_i	Temperatur zum Zeitpunkt i
n	Anzahl Temperaturmesswerte

Die fortwährende Bestimmung des Sollladegrades SOC_{Soll} auf Basis gleitender Tagesmitteltemperaturen T_m der folgenden 24 Stunden, ermöglicht dem System die tageszeitunabhängige (Nach-)Ladung der Wärmespeicher

in Höhe des für dieses Zeitintervall benötigten Wärmeenergiebedarfs. Für das Energieversorgungsunternehmen stellt sich demnach ein Potential zur Lastverschiebung durch Leistungsaufnahme der elektrischen Wärmespeicher in Höhe der Differenz zwischen Soll- und Istladegrad (vgl. Bild 79) wie folgt ein:

$$E_{\text{DSM}} = \int_{t_1}^{t_2} (P_{\text{Soll}} - P_{\text{Ist}}) dt \quad (6.6)$$

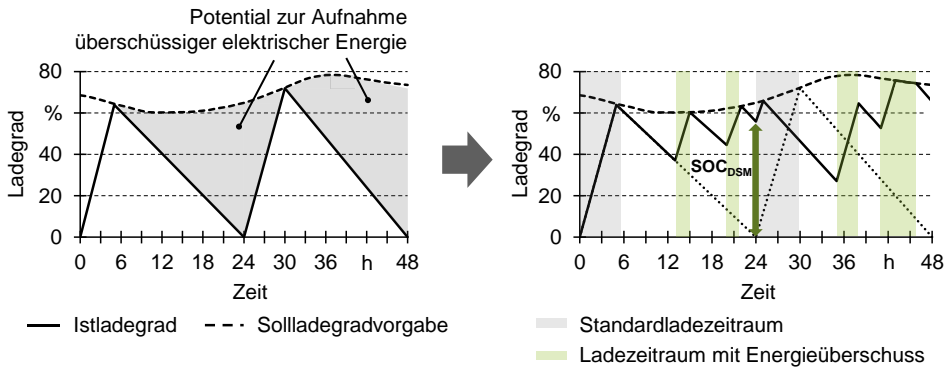


Bild 79: Beladung el. Wärmespeicher nach dem Stand der Technik (links) und schematischer Verlauf des Istladegrads bei zusätzlicher Beladung aus Zeiträumen mit Energieüberschuss (rechts)

Wie in Bild 79 (links) dargestellt, nimmt das Potential zum Demand Side Management im Fortlauf eines Tages nach Erreichen des Sollladegrades SOC_{Soll} durch die Entladung im Tagesverlauf in der Höhe kontinuierlich zu. Eine zusätzliche Beladung der Wärmespeicher während des Tages aufgrund energetischer Überschüsse im Netz führen so zu einem Restwärmeinhalt (SOC_{DSM}) zu Beginn der nächsten Standardladefreigabe (vgl. Bild 79, rechts). Hierdurch reduziert sich die erforderliche Energiemenge (i.d.R. erbracht durch fossile Kraftwerke) bis zum Erreichen der Sollladegradvorgabe für den Folgetag. Durch die Möglichkeit der Nachladung durch Nutzung regenerativer Energien in Zeiträumen eines Stromüberschusses während des gesamten Tages kann der Anteil elektrischer Energie aus regenerativen Quellen am Gesamtenergiebedarf der Speicher maßgeblich erhöht werden. Die dazu erforderliche ad-hoc-Ladefreigabe der Geräte erfolgt auf Basis der aktuellen Netzlast und bedarf lediglich einer instantanen Regelung, deren Systematik zur Adressierung einzelner Zählpunkte innerhalb der Leitstelle in Kapitel 5.3.2 geschildert wurde (vgl. Bild 70).

Im Rahmen der voranschreitenden Energiewende und dem dadurch verbundenen starken Zubau regenerativer Energieerzeugungsanlagen kommt es langfristig zu einer deutlichen Zunahme der Zeiträume mit Energieüberschüssen sowie zu deren Einspeiseleistung. Nach zuvor beschriebener Vorgehensweise zur instantanen Nutzung der Wärmespeicher kann in potentiell möglichen Zeiträumen des Energieüberschusses unmittelbar nach Beendigung der Standardladevorgabe keine weitere Leistung durch die Geräte aufgenommen werden. Zur Maximierung deren Potentials innerhalb des Demand Side Managements sind daher Prognoseverfahren zum Einspeiseverhalten regenerativer Energieerzeugungsanlagen über einen Zeitbereich von 24 Stunden notwendig. Die Kenntnis dieser erlaubt eine Verringerung der zu ladenden Energiemenge während der Nacht innerhalb der Standardladevorgabe. Aufgrund dessen ergibt sich eine Kapazitätserhöhung der Geräte in potentiellen Überschusszeiträumen, woraufhin eine Maximierung des Anteils regenerativer Stromüberschüsse an der Beladung folgt (vgl. Bild 8o).

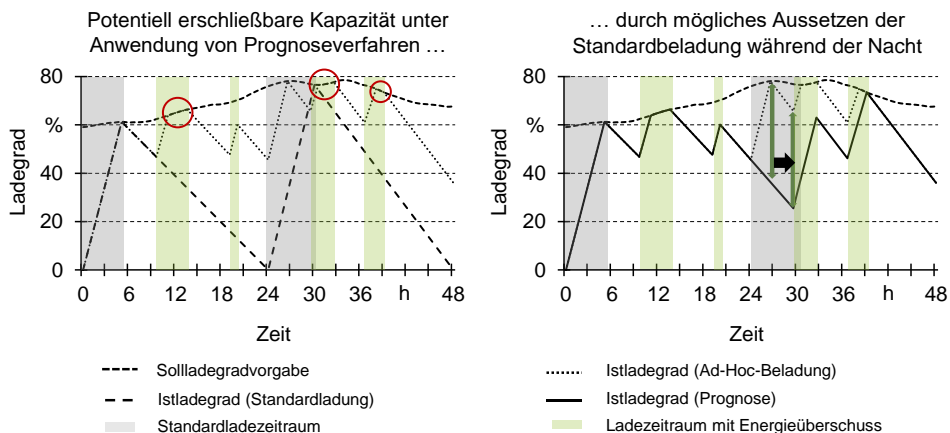


Bild 8o: Vergleich des Istladegrads nach Standardladevorgabe und zusätzlicher ad-hoc-Beladung (links) und des theoretisch zusätzlich nutzbaren Speicherpotentials aufgrund Prognoseverfahren (rechts)

Bild 8o (links) zeigt exemplarisch den Verlauf des Speicherinhalts eines Wärmespeichers auf Basis der Beladung während der Standardfreigabezeit und der zusätzlichen Nutzung von Stromüberschüssen durch ad-hoc-Ladebefehle gegenüber der Beladung nach dem bisherigen Stand der Technik. Wie dargestellt, können in diesem Szenario Zeitbereiche auftreten, innerhalb derer eine weitere Beladung aufgrund des bereits erreichten Sollladegrades der Geräte nicht möglich ist. Im Vergleich dazu ist in der rechten Grafik der Verlauf des Speicherinhalts basierend auf Prognoseverfahren

dargestellt. Durch die Kenntnis der im Tagesverlauf auftretenden Überschusszeiten kann eine Reduktion oder Aussetzung der Beladung während der Standardfreigabedauer erfolgen. Damit ist eine weitere Potentialerhöhung der Geräte möglich.

Für die erforderlichen Prognoseverfahren der Wind- und Photovoltaikeinspeisung existieren unterschiedliche Verfahren (vgl. *Brauns et al.* [125] und *Magdowski et al.* [286]), die mit dem Vorlauf eines Tages Prognosegüten in Höhe von 95 % erzielen, für kurzfristigere Zeitintervalle, bspw. innerhalb 2 Stunden, sogar bis hin zu 97,5 %. Unter Zuhilfenahme jener Verfahren können – unter Beaufschlagung eines Sicherheitsfaktors – Zeiträume und Energiemengen der Einspeisung aus regenerativen Erzeugungsanlagen am Tag n für den Folgetag (Tag $n+1$) ermittelt werden und in die Berechnung der erforderlichen Restladedauer t_{erf} zur Deckung des Wärmebedarfs einfließen (vgl. Bild 81).

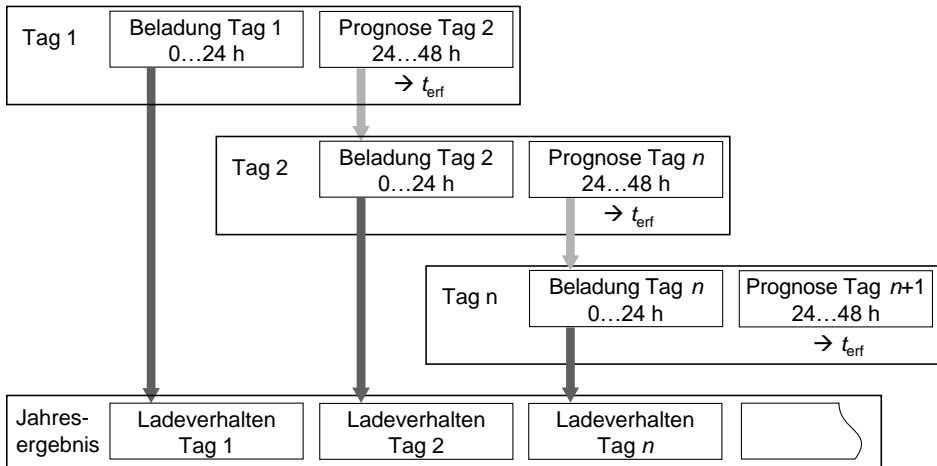


Bild 81: Zusammenhang zwischen dem Ladeverhalten der Speicher und des Prognoseverfahrens am Vortag

Hierzu wird auf Basis der prognostizierten Außentemperatur T_A die Entladeleistung (per Definition $-P_D$) über der Zeit t für den Folgetag ($n+1$) ermittelt (vgl. Bild 82). Zusätzlich wird unter Anwendung der Prognoseverfahren ein potentiell Auftreten von Erzeugungsüberschüssen in Abhängigkeit der Einspeiseleistung $P_E(t)$ der im Versorgungsgebiet vorhandenen Erzeugungseinheiten und der Gesamtbezugsleistung $P_B(t)$ bestimmt, worüber sich die verfügbare Ladeleistung $P_C(t)$ der Wärmespeicher ableitet. Über die Lade- und Entladeleistung (P_C , P_D) der Wärmespeicher in Abhängigkeit der Zeit t kann somit der virtuelle Speicherinhalt Q_{For} für den Folgetag $n+1$

ermittelt werden. Das sich unter der Funktionskurve einstellende Minimum gibt jene Wärmemenge Q_{For} wieder, die innerhalb der Standardladefreigabe zu erbringen ist, um zusammen mit den prognostizierten Überschussmengen und der daraus resultierenden, zusätzlichen Ladefreigabezeiten den notwendigen Wärmebedarf des Folgetags $n+1$ decken zu können. Mit Beginn des Zeitfensters der Standardladefreigabe des Folgetages wird die tatsächlich erforderliche Wärmemenge Q_{erf} unter Berücksichtigung der vorhandenen Restwärmemenge Q_{Ist} und des ermittelte Wärmebedarfs Q_{For} bestimmt und darüber die notwendige Ladedauer t_{erf} abgeleitet. So findet zu Beginn des aktuellen Tages eine Beladung der Speicher innerhalb der Freigabedauer über den Zeitraum t_{erf} in Höhe ihrer jeweiligen Anschlussleistung statt. Übersteigt im Fortlauf des Tages die Einspeiseleistung $P_E(t)$ die Bezugsleistung $P_B(t)$ und ist darüber hinaus der aktuelle Wärmehalt $Q_{\text{Ist}}(t)$ der elektrischen Wärmespeicher geringer als der Sollwärmehalt $Q_{\text{Soll}}(t)$, findet durch instantane Ladefreigabe durch den Energieversorger eine Beladung der Speicher in Höhe der überschüssigen Leistung bzw. maximal der Gesamtanschlussleistung P_{ESH} der Geräte statt.

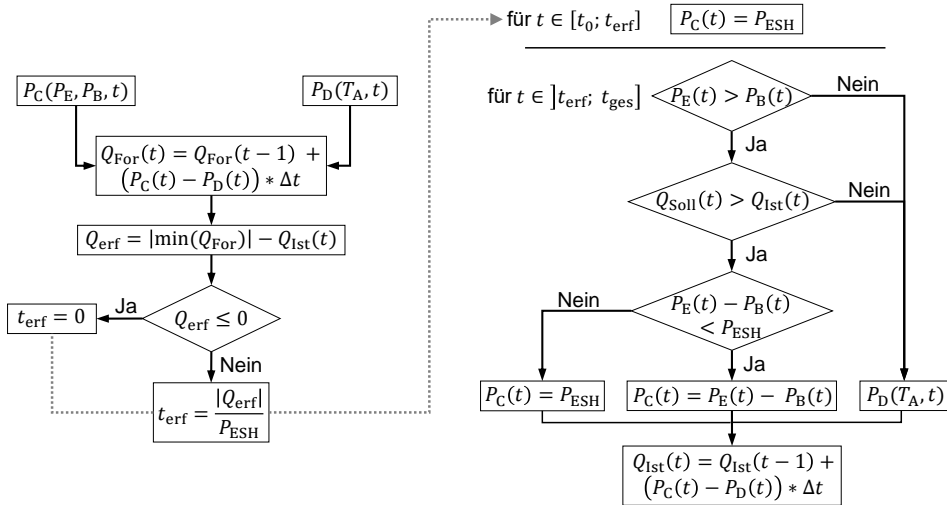


Bild 82: Ablauf zur Beladung der Speicher für Tag n (rechts) sowie Prognose der erforderlichen Lademenge als Eingangsgröße für Tag $n+1$ (links)

6.4 Ermittlung des Lastmanagementpotentials nach unterschiedlichen Ausbauszenarien erneuerbarer Energien

Durch die Ermittlung der Differenz von eingespeister und bezogener Leistung über

$$P_{\text{Dif},2050}(t) = P_{\text{E},2050,\text{Ges}}(t) - P_{\text{B},2050}(t), \quad (6.7)$$

werden auf Basis der in Abschnitt 6.2 vorgestellten Studien und Referenzjahre zur installierten Leistung unterschiedlicher regenerativer Erzeugungstechnologien und des Gesamtstrombedarfs sowie des qualitativen Verlaufs der Einspeise- und Bezugsleistung aus dem jeweiligen Referenzjahr die Zeiträume mit Stromüberschuss ($P_{\text{Dif},2050}(t) > 0$) ermittelt, in denen eine Beladung der Geräte mittels der vorgestellten Lademodelle möglich ist. Bild 83 und 84 zeigen anhand der Studie „Energiesystem Deutschland 2050“ exemplarisch für die beiden weiteren Studien, die Erzeugungs- und Bezugsleistung im Zeitraum vom 01. November bis 31. Dezember für das Jahr 2050 auf Basis der Wetter- und Einspeisedaten des Referenzjahres 2015.

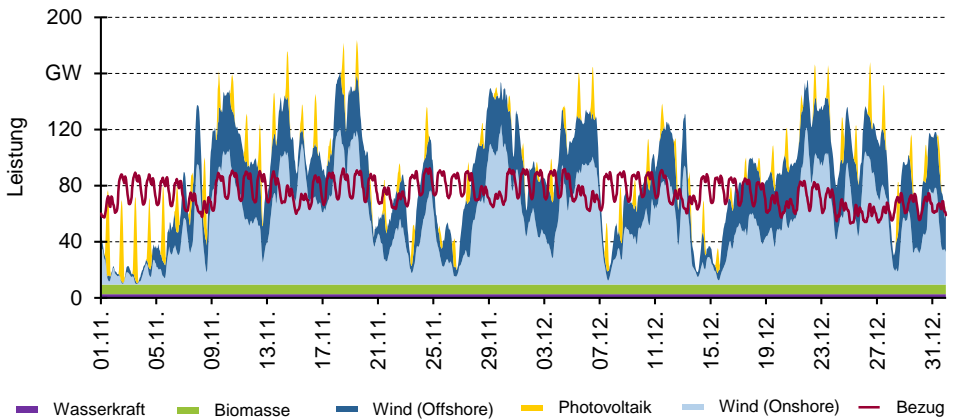


Bild 83: Ermittelte Einspeise- und Bezugsleistung im Jahr 2050 auf Basis der Ausbauziele nach Szenario „Energiesystem Deutschland 2050“ für die Monate November und Dezember, Referenzjahr 2015

Die Darstellung veranschaulicht, dass insbesondere während der Heizperiode in den Wintermonaten die Windenergie den größten Anteil an der Einspeisung innerhalb der regenerativen Energien trägt. Die aus der Grafik deutlich hervorgehende Volatilität der Photovoltaik- und Windenergie und die dadurch hervorgerufenen großen Schwankungen des Stromsaldos aus

Erzeugungs- und Bezugsleistung zeigen überdies die Notwendigkeit zur Flexibilisierung von elektrischen Verbrauchern in der künftigen Energieversorgung.

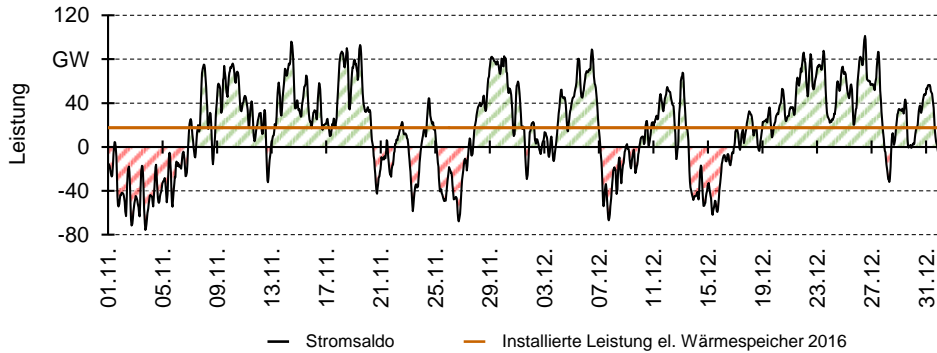


Bild 84: Ermitteltes Stromsaldo nach Szenario „Energiesystem Deutschland 2050“ für die Monate November und Dezember, Referenzjahr 2015

Einerseits ist zu erkennen, dass auch in einem auf regenerativen Energien basierenden Versorgungssystem eine große Anzahl schnellregelbarer Kraftwerke in Warmreserve notwendig sein werden, um vor allem die Zeiträume des durch EE ungedeckten Bedarfs (13,3 TWh im Szenario für November und Dezember 2050) zu überbrücken. Andererseits zeigt das Stromsaldo jedoch auch, dass es eine Vielzahl an Zeitabschnitten gibt, in denen der Saldo positiv (38,9 TWh im Szenario für November und Dezember 2050) ist, d. h. die Einspeiseleistung die des Bezugs überragt und damit eine Nutzung dieser Zeiträume zur Beladung elektrischer Wärmespeicher alleine auf Basis überschüssiger Energie möglich ist.

Im Gegensatz zur Einspeisung in den Wintermonaten, in denen die Stromerzeugung aus PV-Anlagen keine nennenswerte Rolle spielt, ist es im Frühjahr die PV, die durch die Tagesspitzen der Sonnenenergie für regelmäßige Energieüberschüsse und somit für potentielle Ladezeiträume der Speicher sorgt (vgl. Bild 85 und 86). Weiterhin ist festzustellen, dass der qualitative Verlauf der Einspeise- und Bezugsleistung innerhalb des gleichen Referenzjahres, unabhängig der angewandten Studie, annähernd gleich ist. Dies ist insbesondere auf den dominierenden Anteil der PV- und Windkraft der künftigen Stromerzeugung zurückzuführen.

6.4 Ermittlung des Lastmanagementpotentials nach unterschiedlichen Ausbauszenarien erneuerbarer Energien

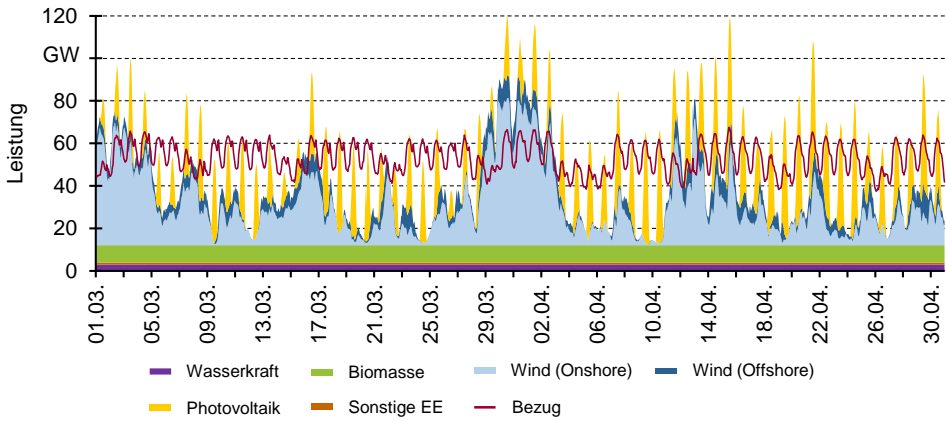


Bild 85: Ermittelte Einspeise- und Bezugsleistung im Jahr 2050 auf Basis der Ausbauziele nach Szenario „Energierferenzprognose“ für die Monate März und April, Referenzjahr 2015

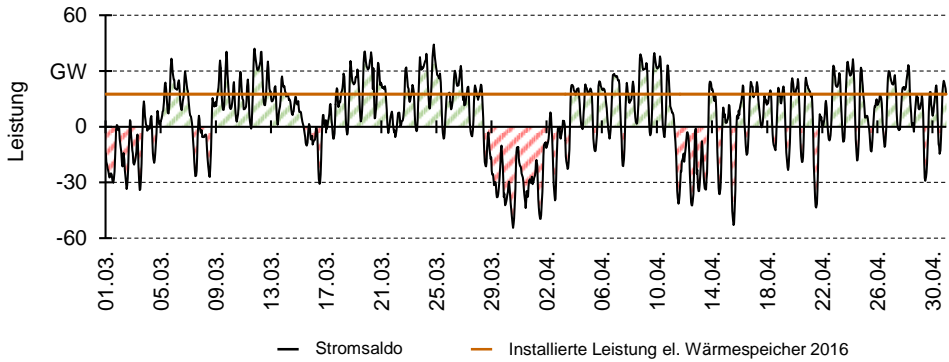


Bild 86: Ermitteltes Stromsaldo nach Szenario „Energiesystem Deutschland 2050“ für die Monate November und Dezember, Referenzjahr 2015

Für die Ermittlung des Lastmanagementpotentials elektrischer Wärmespeicher im Szenariojahr ist neben dem Stromsaldo im Zeitverlauf insbesondere die verfügbare schaltbare Leistung $P_{ESH,2050}$ sowie die zum Zeitpunkt t verschiebbare Energiemenge von Interesse. Die Schaltleistung $P_{ESH,2050}$ ist dabei maßgeblich von der Anzahl $N_{Ges,2050}$ künftig verfügbarer Geräte bzw. Zählpunkte im Jahr 2050 abhängig sowie von der durchschnittlichen Anschlussleistung P_{ESH} je Zählpunkt. Für die verfügbare Schaltleistung im Jahr 2050 folgt demnach gemäß Gleichung (6.8):

$$P_{ESH,2050} = N_{Ges,2050} * P_{ESH} \quad (6.8)$$

mit: $N_{Ges,2050}$ Anzahl elektrischer Wärmespeicher (Zählpunkte)
 P_{ESH} Anschlussleistung je Zählpunkt

Die zum jeweiligen Zeitpunkt t verschiebbare Energiemenge wird über den Istladegrad SOC_{Ist} und der Sollladegradvorgabe SOC_{Soll} der Wärmespeicher bestimmt, die von den Einstellparametern der Ladekennlinie (Gleichung (6.5)) sowie von der Außentemperatur abhängig ist. In die Simulation eingehende Temperaturwerte der Referenzjahre entstammen gemittelten Einzelwerten von 166 Wetterstationen im geografischen Bereich von $47,5^\circ$ bis $55,0^\circ$ nördlicher und $6,0^\circ$ bis $15,0^\circ$ östlicher Breite [287], was der Flächenabdeckung Deutschlands entspricht.

Zur Ermittlung des Potentials der elektrischen Wärmespeicher im Rahmen des Lastmanagements wird das Ladeverhalten der Geräte mittels Variationsimulationen unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Einflussfaktoren (vgl. Bild 87) über den Zeitbereich eines Jahres simuliert.

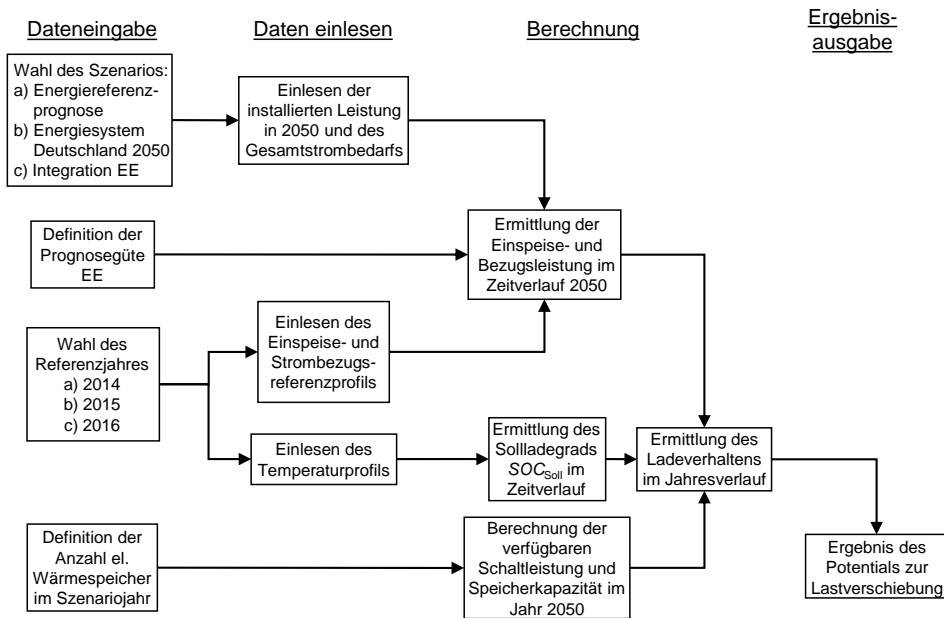


Bild 87: Eingangsgrößen und Zusammenhänge bei der Potentialermittlung

Hierzu wird unter Anwendung der beiden Lademodelle die Aufnahmefähigkeit überschüssiger elektrischer Energie bis zur Erreichung des jeweiligen Sollladegrads ermittelt und mit der durch die konventionelle Beladung während der Nacht im Zeitraum von 22 – 06 Uhr notwendigen Energiemenge abgeglichen. Das erste Lademodell basiert dabei auf dem Prinzip der „Tagnachladung“ nach Bild 79, bei dem bei Stromüberschuss während des Tages bis zum Erreichen des Sollladegrads nachgeladen werden kann

und sich dadurch die erforderliche Energiemenge innerhalb des Standardladefreigabezeitraums reduziert. Nach der in Bild 82 dargestellten Systematik beruht hingegen das zweite Modell auf Prognoseverfahren zur Einspeisung erneuerbarer Energien im Tagesverlauf und der dadurch potentiell möglichen Minderung der notwendigen Ladeleistung während der Nacht. Für die unterschiedlichen Simulationen gelten jeweils die Einstellempfehlungen ($E_1 = -13^\circ\text{C}$, $E_2 = 15^\circ\text{C}$, $E_{15} = 10\%$) der Ladekennlinie [288].

In Bild 88 ist auszugsweise das resultierende Ladeverhalten der Wärmespeicher nach den unterschiedlichen Lademodellen im Simulationsjahr 2050, unter Anwendung der Studie „Energiesystem Deutschland 2050“ und des Referenzjahres 2015 für einen Prognosefehler von 5 % dargestellt.

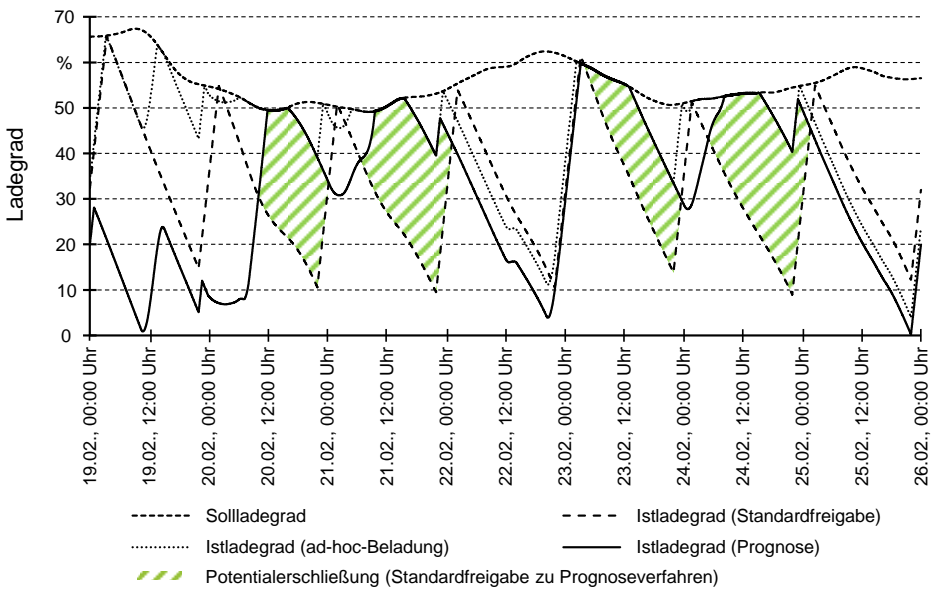


Bild 88: Simulation des Ladeverhaltens elektrischer Wärmespeicher mit unterschiedlichen Lademodellen

Wie Bild 88 zeigt, können durch das einfachere Lademodell der Tagnachladung bereits große Zeitbereiche zur Beladung der elektrischen Wärmespeicher genutzt werden. Aufgrund dessen kann die in der Nacht noch zu erbringenden Wärmemenge für den Folgetag deutlich reduziert werden. Die zusätzliche Anwendung des Prognosemodells zur Vorhersage des Auftretens von Überschüssen aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen befähigt das System darüber hinaus, zu Teilen komplett auf die Beladung

während der Nacht zu verzichten, wodurch das Potential der Geräte weiter gesteigert werden kann.

Daher werden im Folgenden für das Jahr 2050 Variantensimulationen auf Basis der unterschiedlichen Studien durchgeführt, bei denen den Wärmespeichern eine jährliche Rückbauquote von 0 %, 0,5 % und 1 %²¹, unterstellt wird, sowie ein Prognosefehler zum Einspeiseverhalten erneuerbarer Energien von 0 %, 5 %, 10 % und 15 %. Weiterhin werden die Simulationen auf das Einspeiseverhalten der Jahre 2014, 2015 und 2016 referenziert.

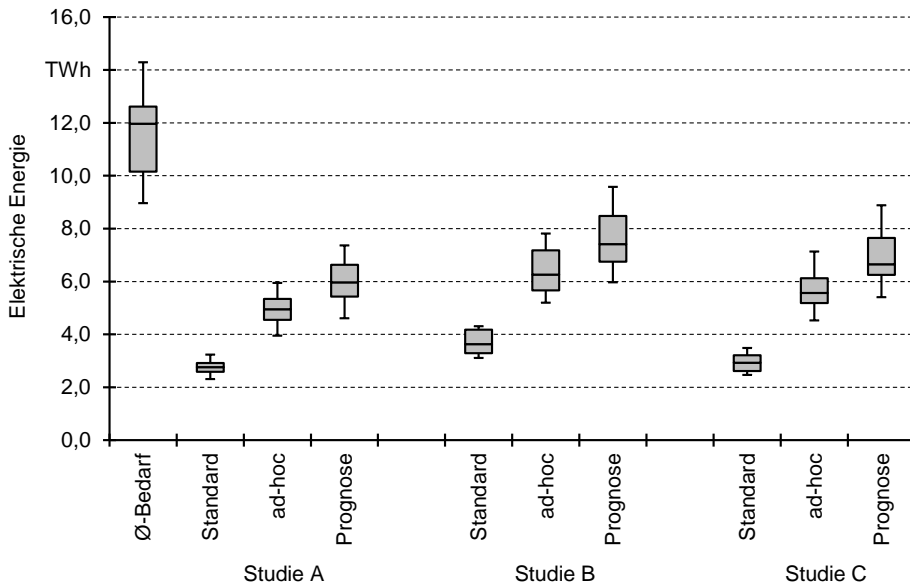


Bild 89: Anteil regenerativer Energie beim Laden elektrischer Wärmespeicher nach unterschiedlichen Lademodellen im Vergleich zum notwendigen Gesamtenergiebedarf für elektrische Wärmespeicher

Wie aus Bild 89 hervorgeht erfordern elektrische Wärmespeicher im Jahr 2050 unter den zuvor definierten Parametern eine elektrische Energie von durchschnittlich 11,6 TWh. Weiterhin zeigt die Abbildung, dass bereits mit der bestehenden vorwärts gerichteten Beladung während der Nacht, im Zeitraum von 22 – 06 Uhr, etwa $\frac{1}{4}$ (ca. 3,1 TWh) der notwendigen elektrischen Energie aus regenerativen Überschüssen gedeckt werden kann. Durch die Implementierung der in Kapitel 5 vorgestellten informations-

²¹ Gebäudesanierungsquote in Deutschland $\leq 1\%$ [289]

und kommunikationstechnischen Anbindung elektrischer Wärmespeicher an die Leitstelle des Energieversorgungsunternehmens zur Adressierung einzelner Zählpunkte kann basierend auf der ad-hoc-Ladefreigabe der Anteil überschüssiger elektrischer Energie an der Beladung auf fast 50 % (ca. 5,6 TWh) gesteigert werden, unabhängig der zugrunde liegenden Studie über den weiteren Ausbau regenerativer Erzeugungsanlagen. Dies entspricht im Vergleich zur konventionellen Beladung während der Nacht bereits eine Steigerung um 80 %. Damit übersteigt das Potential zur Lastverschiebung mittels elektrischer Wärmespeicher sogar die jährlich eingespeiste Energiemenge aus sämtlichen deutschen Pumpspeicherkraftwerken, jener Technologie mit der größten installierten Speicherkapazität in Deutschland. Die Anwendung von Pronoseverfahren zur erwarteten Einspeisung aus regenerativer Energiequellen und das damit verbundene prognosebasierte Lademodell elektrischer Wärmespeicher erhöht das Demand-Side-Management-Potential der Geräte um weitere 20 % auf jährlich 6,7 TWh. Damit können nahezu 60 % der benötigten elektrischen Jahresenergiemenge aus elektrischen Überschüssen bezogen werden. Unter der Annahme einer unveränderten Anzahl elektrischer Wärmespeicher in Höhe von 1,6 Mio. Zählpunkte bis in das Jahr 2050 und basierend auf dem Ausbaupfad gemäß der „Energierferenzprognose“, beträgt das DMS-Potential der Geräte 1,5 % gemessen am Gesamtstrombedarf. Zur Kompensation der Volatilität EE kann die Geräteanzahl bis zum Jahr 2050 gar verdoppelt werden, womit jährlich 12,7 TWh überschüssiger elektrischer Energie zur Beladung genutzt werden können, was einen Anteil EE von 46,5 % an der Beladung entspräche. Die Erhöhung der Geräteanzahl ist jedoch nur dann empfehlenswert, wenn die benötigte Restenergie zur Beladung durch die Erzielung von Arbitrage am Strommarkt (vgl. *Wiechmann* [239]) ermöglicht wird und sich für den Energieversorger darüber preisliche Vorteile erzielen lassen.

Die Simulationsergebnisse zeigen zudem, dass der Prognosefehler σ bezüglich der zu erwartenden Einspeisung regenerativer Energiequellen eine untergeordnete Signifikanz auf das Ergebnis aufweist. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass bei einem Erzeugungsüberschuss das Stromsaldo die Gesamtleistung der elektrischen Wärmespeicher als zusätzliche Lasten deutlich überragt.

Obgleich den einzelnen Studien gänzlich unterschiedliche Annahmen zur Ausgestaltung des künftigen Energiesystems zugrunde liegen und deutliche Unterschiede in den einzelnen Referenzjahren zu erkennen sind, die die Abhängigkeit von der Wetterlage des jeweiligen Jahres verdeutlichen,

zeigen alle Simulationen unabhängig voneinander, dass elektrische Wärmespeicher

- für das Lastmanagement grundsätzlich geeignet sind und
- ein hohes Potential zur Lastverschiebung

aufweisen.

6.5 Wirtschaftliche Nutzungspotentiale

Die im vorangegangenen Kapitel aufgezeigten Potentiale elektrischer Wärmespeicher legen dar, dass mit einer flächendeckenden Geräteumrüstung zukünftig eine nennenswerte, zusätzliche Verschiebeoption für das Energieversorgungsunternehmen (EVU) geschaffen werden kann. Die Integration der Geräte in das Energieversorgungssystem zur Verwendung als lastflexible Verbraucher sowie als dezentral verteilte Speichersysteme bedingen jedoch eine Modifikation der Geräte gemäß des in Kapitel 5 aufgezeigten informations- und kommunikationstechnischen Konzepts. Die zeitflexible Steuerung der Kundengeräte offeriert dem EVU ein breites Anwendungsgebiet wodurch diesem teilweise neue Geschäftsfelder offen stehen und zudem eine besser Kundenbindung eingegangen werden kann. Durch die Bündelung der Kundengeräte zu virtuellen Kraftwerken ist es dem EVU möglich, durch die vorhandene (Verschiebe-)Kapazität

- auf Fahrplanabweichungen eigenständig zu reagieren und damit entsprechende Ausgleichszahlungen zu vermeiden,
- am Regelleistungsmarkt teilzunehmen um zusätzliche Erlöse zu erzielen,
- am Sport- und Intradaymarkt mitzuwirken um entsprechende Preisschwankungen durch die zeitliche Flexibilität der Geräteladung auszunutzen,
- seinen Kraftwerkseinsatz kostenoptimiert zu planen und
- Überschüsse aus regenerativen Energien selbst gewinnorientiert zu nutzen.

Eine detaillierte Untersuchung dieser wirtschaftlichen Optionen zur Erzielung zusätzlicher Gewinnerlöse für den Energieversorger würden zwar den Rahmen dieser Arbeit übersteigen, bieten jedoch das Potential innerhalb einer weiteren Abhandlung grundlegend untersucht zu werden.

Offen bleibt die Frage inwieweit der Kunde für die Modifikation seines Geräteeigentums bereit ist bzw. wie diesem ein Anreiz geschaffen werden kann. Nur wenn es gelingt diesem zur Umrüstung zu motivieren kann eine

Vielzahl der Geräte in die vollumfängliche Steuerhoheit des EVU übergehen und für die oben genannten Zwecke eingesetzt werden. Die erforderliche Umrüstung beschränkt sich dabei maßgeblich auf den Ersatz des Ladereglers durch das kombinierte Lade- und Kommunikationsmodul, die Integration des Embedded Systems als zentrale Steuereinheit in der Wohnung sowie die zur Messung der Raumtemperatur notwendigen Temperaturmessfühler. Die Kosten für eine solche Umrüstung für eine Wohneinheit mit vier Speicherheizgeräten werden mit etwa 450 Euro abgeschätzt, unter Vernachlässigung von Verkaufsmargen und Skaleneffekte durch eine mögliche Massenproduktion. Neben der Kostenübernahme für die Modifikation der Geräte müsse dem Kunden darüber hinaus ein Preisnachlass gewährt werden. In persönlichen Gesprächen im Rahmen der öffentlichkeitswirksamen Eröffnung der Versuchswohnung des „WUNWohnlabors“ [290] gaben zahlreiche interessierte Kunden an, dass ein Preisnachlass von 2 ct/kWh erforderliche wäre, um die eigenen Geräte dem EVU im Rahmen des Lastmanagements zur Verfügung zu stellen. Damit ließen sich für den Kunden etwa 150 Euro jährlich einsparen bei einem durchschnittlichen, jährlichen Heizstrombezug in Höhe von 7500 kWh. Inwieweit sich ein solcher Preisvorteil durch den Energieversorger realisieren ließe, beispielsweise durch Erlöse innerhalb der zuvor genannten Geschäftsfelder, müsse separat betrachtet werden. Neben dem Zugang zu diesen Erlösmöglichkeiten kann durch den Preisnachlass die Kundenbindung zudem nachhaltig gestärkt werden und durch dieses Angebot möglicherweise weitere Kunden hinzugewonnen werden, wodurch sich für den EVU zusätzliche Stromverkaufserlöse erzielen lassen.

6.6 Kritische Würdigung

Wie bereits in Kapitel 6.1 erläutert, gestaltet sich eine Prognose der installierten Leistung im Jahr 2050 als diffizil, da konkrete Ausbauziele lediglich bis in das Jahr 2030 reichen. Für die langfristigen Ziele sind hingegen lediglich Zielgrößen ausgerufen, ohne explizite Maßnahmen zu deren Erreichung. Die Zuhilfenahme unterschiedlicher Studien bildet somit einen Rahmen für die Ermittlung des erzielbaren Potentials elektrischer Wärmespeicher als Instrument der Lastverschiebung. Darüber hinaus kann die Modellierung der Einspeise- und Bezugsleistung im Zeitverlauf für das Jahr 2050 lediglich auf den Wetterdaten zugrunde liegender Referenzjahre 2014 – 2016 erfolgen. Ferner stellt die Veränderung des Bestands elektrischer Speicherheizgeräte eine weitere Unwägbarkeit dar, die einen maßgeblichen Einfluss auf die künftig verfügbare Schaltleistung und das durch

die Geräte beinhaltetete Speicherpotential hat. Finanzielle Anreizprogramme und die Weitergabe des Börsenstrompreises an den Kunden kann die Anzahl verfügbarer Wärmespeicher durch Zubau künftig stark erhöhen. Diese ist insbesondere stark von politischen Entscheidungen abhängig, wie bspw. von einem bereits wieder außer Kraft gesetzten partiellen Verbot der Geräte. Zusätzlich ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen, dass folgende Annahmen getroffen wurden:

- Energetisch richtige Leistungsdimensionierung der elektrischen Wärmespeicher im jeweiligen Wohnraum zur Ermittlung der gesamten verfügbaren Schaltleistung
- Ordnungsgemäße Einstellung der Parameter für die Ladekennlinie
- Identische Außentemperatur im geografischen Betrachtungsgebiet
- Keinerlei Netzengpässe bzw. Restriktionen in der Übertragung elektrischer Energie

Aufgrund der zahlreichen Annahmen und Unsicherheiten im weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie dem technologischen Fortschritt können die Ergebnisse zur Ermittlung des Potentials elektrischer Wärmespeicher für das Lastmanagement nicht als Absolutwerte betrachtet werden. Dennoch zeigen die Simulationsergebnisse deutlich, dass bei Nutzung elektrischen Wärmespeichern ein Potential von bis zu 6,7 TWh zur Lastverschiebung vorhanden ist, welches überdies sogar bei Vernachlässigung konventioneller Erzeuger auf Basis fossiler Brennstoffe, das Potential in Deutschland vorhandener Pumpspeicherkraftwerke überragt.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Der parteiübergreifende Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie wird das Energieversorgungssystem künftig vor große Herausforderungen stellen. Die Integration erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, insbesondere der Photovoltaik- und Windkraftanlagen rufen durch die starke Abhängigkeit von der aktuellen Wettersituation ein stark volatiles Einspeiseverhalten hervor. Dieses führt zusehends zu zunehmenden Anstrengungen in der Sicherstellung des Leistungsgleichgewichts zum Erhalt der Systemstabilität. Um diese zu wahren, werden bereits heute in Zeiträumen mit positiven Stromsalden infolge fehlender Flexibilitätsoptionen und Energiespeichern regenerative Erzeugungsanlagen abgeregelt und elektrische Energie zu negativen Preisen in das europäische Ausland veräußert. Diese Zeiträume mit Negativpreisen werden mit dem weiteren Voranschreiten der Energiewende künftig noch deutlich zunehmen [291], weshalb zusehends weitere Flexibilitätsoptionen notwendig werden.

Wie die Analyse im Rahmen dieser Arbeit zeigt, bietet das Lastmanagement innerhalb des Sektors des privaten Wohnens, der einen Anteil von 25 % am Gesamtstrombedarf in Deutschland aufweist, ein großes Potential. Detailliertere Betrachtungen der elektrischen Verbraucher führen zu dem Schluss, dass sich insbesondere Geräte eignen, die eine Möglichkeit der zeitlichen Entkoppelung zwischen der Funktionserfüllung bzw. der Zustandserhaltung und der Nutzerinteraktion aufweisen. Verschiedene Autoren haben bereits in Studien nachgewiesen, dass der Nutzer weder zur Verhaltensänderung bereit wäre, noch Interesse am strompreisangelegten Handel hat und deshalb im Rahmen des Lastmanagements eine automatisierte Lösung ohne Komforteinbußen bevorzugt [224, 231]. Daher wurden vor allem das Lastmanagementpotential elektrische Verbraucher untersucht, die ohne direkte Nutzerinteraktion betrieben werden. Diese Geräte weisen meist eine Form der Speicherintegration auf, bzw. nutzen die thermische Trägheit aus, wodurch deren zeitweise Abschaltung möglich ist. Die in dieser Arbeit ermittelten Vermögen unterschiedlicher elektrischer Geräte im Bereich des privaten Wohnens zeigen, dass vor allem elektrische Wärmespeicher, mit deren Technik noch jede 25. Wohnung in Deutschland beheizt wird, eine erschließbare Schaltleistung in Höhe von 17,6 GW und eine theoretische Speicherkapazität von 140 GWh aufweisen. Damit übersteigen diese das Potential sämtlicher anderer Gerätegruppen um ein Vielfaches und bieten eine enorme, bis dato nicht genutzte Speicherkapazität.

Basierend auf dieser Erkenntnis wurde im Fortlauf der Arbeit ein IuK-Konzept als Nachrüstlösung entwickelt, das eine Abkehr der bisherigen parallelen Massenansteuerung der Geräte zulässt und einen unidirektionalen Informationsfluss erlaubt. Dadurch wird das Energieversorgungsunternehmen (EVU) befähigt eine Leistungsskalierung der Geräte vorzunehmen und somit elektrische Überschüsse ideal zu verwerten. Die praktische Umsetzung und funktionale Erprobung dieses Ansatzes zeigt, dass der Energieversorger dadurch imstande ist, aktuell verfügbare Speicherkapazitäten und Schaltleistungen der elektrischen Wärmespeicher abzurufen und entsprechend in Echtzeit auf die aktuelle Netzlast zu reagieren. Darüber hinaus befähigt die Umsetzung der IuK-Struktur insbesondere kleinere und mittlere Energieversorger durch die Bündelung elektrischer Wärmespeicher zu virtuellen Kraftwerken zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Für die Implementierung der entwickelten IuK-Struktur zur Nutzung bestehender elektrischer Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das EVU wurden im Einzelnen folgende Teillösungen umgesetzt:

- Entwicklung eines neuartigen Ladereglers mit Kommunikationsmodul zur Skalierung der Ladeleistung einzelner Geräte und zum bidirektionalen Datenaustausch mit der Zentraleinheit
- Entwurf und Umsetzung eines Softwarekonzepts, das es erlaubt, elektrische Wärmespeicher einzelner Haushalte direkt durch den Energieversorger anzusteuern
- Umsetzung von SCADA-Funktionen in der Leitstellensoftware des Energieversorgers zur Steuerung einzelner Verbrauchszählpunkte und Visualisierung im Versorgungsgebiet verfügbarer Speicherkapazitäten sowie zur Bildung virtueller Kraftwerke
- Entwicklung eines „Connectors“ zur Übersetzung von Datenpunkten zwischen MQTT (Zentraleinheit) und IEC 61850 (Leitsystem), wodurch eine bidirektionale Kommunikation zwischen Zentraleinheit und Leitstelle ermöglicht wird.
- Entwicklung einer webbasierten App zur Steuerung und Überwachung der elektrischen Wärmespeicher innerhalb der Wohneinheit

Diese Entwicklung stellt einen weiteren konsequenten Schritt auf dem Weg hin zu einer dezentralen, auf regenerativen Energieträgern basierenden Stromerzeugung dar. Dadurch wird eine Möglichkeit skizziert, wie unter Einbeziehung von Endkunden eine anteilige Aktivierung des vorhandenen latenten Speicherpotentials erzielt werden kann. Diese kleinteilig anmutende Lösung bietet nach konsequenter Anwendung und flächende-

ckender Verbreitung die Möglichkeit, Erzeugungsspitzen ganztägig innerhalb der technischen Sicherheits- und Kapazitätsgrenzen der Geräte zu nutzen.

Das im Rahmen von Simulationen ermittelte Speicherpotential auf Basis unterschiedlicher Studien zum weiteren Verlauf der Energiewende zeigt, dass im Jahr 2050 bis zu 6,7 TWh der zur Beladung der Speicher notwendigen Energie durch überschüssigen Strom gedeckt werden kann, was einem Anteil von nahezu 60 % entspricht. Damit weisen elektrische Wärmespeicher ein Potential zum Lastmanagement auf, das das in Deutschland vorhandener Pumpspeicherkraftwerken gar übersteigt.

Ausblickend sind die in den Forschungslaboren aufgebauten Lösungen flächendeckend im Feld zu testen, um etwaige Netzauswirkungen zu erproben und um das realistische Lastverschiebungspotential evaluieren zu können. Zudem ist im Rahmen der flächendeckenden Erprobung die Systemstabilität bei einer Vielzahl regional verteilter Teilnehmer zu untersuchen und ggf. hinsichtlich der Systemstabilität zu optimieren. Weiterhin sind bei einem Rollout der entwickelten Lösung diskriminierungsfreie Algorithmen zur Verteilung der überschüssigen Energie auf die im Netzgebiet vorhandenen Speichertechnologien der einzelnen Verbraucherzählpunkte zu entwickeln. Um das Potential elektrischer Wärmespeicher im Rahmen des Lastmanagements weiter zu erhöhen, ist eine Optimierung der Leistungsfähigkeit der Geräte erforderlich. Dies betrifft vornehmlich das Wärmerückhaltevermögen, das durch die Verwendung verbesserter Dämmmaterialien maßgeblich erhöht werden kann. Gelingt es die Wärmemenge über einen Zeitraum von zwei Tage zu speichern, kann das Speicherpotential künftig nochmals deutlich erhöht werden. Hierzu ist auch die Implementierung und Entwicklung von selbstlernenden Regelalgorithmen notwendig, die bei einem verbesserten Wärmerückhaltevermögen eine Beladung der Geräte über den aktuellen Tagesbedarf hinaus zulassen, um die überschüssige Energie maximal effizient zu nutzen.

Weiterhin ist der entwickelte Ansatz künftig auch auf weitere elektrische Verbraucher zu übertragen und zu erproben, wie z. B. elektrische Wärmepumpen, elektrische Heizstäbe in Warmwasserspeichern und Elektrofahrzeuge, um das insgesamt zur Verfügung stehende Speicherpotential weiter zu erhöhen und vollumfänglich zu erschließen. Dies bedingt auch eine Weiterentwicklung des Simulationsmodells, um das Verhalten dieser elektrischen Verbraucher detailliert zu modellieren und um das Gesamtspeicherpotential im Bereich des privaten Wohnens vollumfänglich zu ermitteln.

Inwieweit das Konzept zur Nutzung elektrischer Wärmespeicher künftig Anwendung finden kann, wird stark davon abhängen, ob Besitzer von Speicherheizgeräten zu einer Umrüstung motiviert werden können und welche finanziellen Vorteile diese davontragen. Daher ist ausblickend insbesondere die Entwicklung eines Geschäftsmodells für das Energieversorgungsunternehmen notwendig, das vor allem die Vermarktungsmöglichkeiten der Geräte beleuchtet (beispielsweise die Teilnahme am Regelleistungsmarkt) und daraus abgeleitet die Frage beantwortet, welche Preisnachlässe dem Kunden eingeräumt werden können. Die Weitergabe des Börsenstrompreises an den Endverbraucher, durch die Einführung lastvariabler Tarife, kann hier zum entscheidenden Durchbruch führen. Ob ein solches Modell zum Betrieb elektrischer Wärmespeicher jedoch grundsätzlich infrage kommen kann, wird maßgeblich von politischen Entscheidungen abhängig sein.

Aus technischer Sicht ist das Lastmanagement mittels elektrischer Wärmespeicher eine kostengünstige, leicht zu erschließende Option mit großem verfügbarem Potential.

8 Summary and outlook

The cross-party decision to phase out nuclear energy will probably result in major challenges in the energy supply system in the future. The integration of renewable energy power plants, in particular photovoltaic and wind power systems, is causing a highly volatile feed-in behavior due to their strong dependence on the current weather situation. This leads to increasing efforts to ensure the equilibrium between feed-in power and consumption, which is required to secure grid stability. For this reason, renewable power plants are already being regulated in periods with generation surpluses due to a lack of flexibility options and electricity is being sold to other European countries at negative prices in order to secure system stability. These periods with negative prices will increase significantly in the future [291], which is why further flexibility options are becoming increasingly necessary.

As the analysis in this paper shows, load management offers great potential within the sector of domestic living, which accounts for 25 % of overall power requirements in Germany. More detailed studies of the electrical consumers lead to the conclusion that devices are particularly suitable for demand side management if they enable the possibility of decoupling from the fulfilment of functions and the user interaction. Various authors have already shown in different studies that the user is neither willing to change his behaviour nor he is interested in electricity price-based trading and therefore prefers an automated solution for load management without sacrificing comfort [224, 231]. That's why electrical devices without direct user interaction are of interest for load management. These devices are usually integrating a kind of storage system or use the thermal inertia, which allows to switch them off for some period of time. The potentials of different electrical devices determined in the context of this work show that electrical storage heaters contain an achievable switching power of 17.6 GW and a theoretical capacity of 140 GWh, which exceeds the potential of all other device groups easily.

Based on this knowledge, an ICT concept as a retrofit solution was developed and introduced in this paper, which allows a departure from the previous parallel mass control of the devices and furthermore allows a unidirectional flow of information. This enables the energy supply company to scale the electrical power of the devices and thus to make ideal use of electrical surpluses. The practical implementation and functional testing of this approach shows that the energy supplier is able to retrieve information

about available storage and switching capacities of the electrical storage heaters and to react accordingly in real time to the current load in the grid. Furthermore, the implementation of the ICT structure enables small and medium-sized energy suppliers in particular to participate in the balancing power market by bundling electrical storage heaters into virtual power plants. In summary, the following partial solutions for the developed ICT structure were implemented for the use of already existing electrical storage heaters as decentralized energy storage facilities for the energy supplier:

- Development of a novel charge controller with communication module for scaling the charging power of individual devices and for a bidirectional data exchange with the central unit
- Design and implementation of a software concept that allows the directly controlling of electrical storage heaters of individual households by the energy supplier
- Implementation of SCADA functionality in the control center of the energy supplier for controlling individual metering points and visualization of available storage capacities
- Development of a "connector" for the translation of data between MQTT (Central Unit) and IEC 61850 (Control Center), which enables a bidirectional communication between central unit and control station
- Development of a web-based app for controlling and monitoring of the electric storage heaters

This development represents a further step on the way to a decentralized energy supply based on renewable energies. This outlines a way in which an activation of the latent storage potential can be achieved by involving end users. After consistent application and widespread distribution, this solution offers the possibility of using generation peaks within the technical safety and capacity limits of the devices all the day.

The storage potential determined by simulations based on various studies about the further process of the energy transition shows that in 2050, up to 6.7 TWh of the energy required to charge the electric storage heaters can be covered by surpluses in electricity. This corresponds to a share of almost 60 %. So, electric storage heaters contain potential for demand side management, which is as high as already existing pump storage power plants in Germany.

In the future, the solutions developed in the research laboratories are to be tested in the field in order to test grid effects and to evaluate the realistic

load shift potential. In addition, the system stability of a large number of regionally distributed participants has to be examined and optimized with regard to system stability, if necessary. Furthermore, if the solution is used in a widespread area, non-discriminatory algorithms for distributing the surplus of energy to the storage technologies of the individual metering points in the grid have to be developed.

In order to further increase of the potential of electrical storage heaters, an optimization of the device's performance is necessary. This applies primarily to heat retention, which can be significantly increased by the use of improved insulating materials. If it is possible to store the heat over a period of two days, the storage potential can be increased in the future. This also requires the implementation and development of self-learning algorithms which, with an improved heat retention capacity, allows the devices to be loaded beyond the current daily requirement in order to use the excess energy as efficiently as possible. In addition, the developed approach should be adapted to other electrical consumers, such as electric heat pumps, electric heating rods in hot water storage tanks and electric vehicles, in order to further increase and fully exploit the total storage potential. This also requires a further development of the simulation model to describe the behavior of these electrical consumers in detail to determine the total storage potential in the area of domestic living.

How far this concept will be applied in the future, will heavily depend on whether owners of the devices can be motivated to modify their thermal storage heaters and what financial benefits they can get. For this reason, the development of a business model for the energy supply company is necessary (e.g. participation in the control power market), which also calculates discounts for the customers. In particular, the passing of the exchange prices to the end user, as a result of the introduction of variable load rates, can make a decisive breakthrough. Whether such a model can be considered will strongly depend on the policy.

From a technical point of view, demand side management by using electric storage heaters is a cost-effective option which contains a lot of potential.

Literaturverzeichnis

- [1] KARL, H.-D. Die volkswirtschaftliche Bedeutung der Energiewirtschaft. *ifo Schnelldienst*, 2011, 64(7), S. 10-20
- [2] ALBRECHT, J., M. GRONWALD, H.-D. KARL, J. PEIFFER, L. RÖPKE und M. ZIMMER. *Bedeutung der Energiewirtschaft für die Volkswirtschaft*. München: Ifo-Institut für Wirtschaftsforschung, 2011. ISBN 978-3-88512-505-1
- [3] UNITED NATIONS, DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS, POPULATION DIVISION. *World Population Prospects. The 2017 Revision, Key Findings and Advance Tables*. New York, 2017
- [4] MAERTEN, M. *Die Transformation der Energiewirtschaft. Das Neue Elektrizitätszeitalter*. Erlangen, 2010. DRIVE-E Akademie
- [5] STATISTA GMBH. *Struktur des Endenergieverbrauchs in Deutschland nach Sektor im Jahr 2016* [online] [Zugriff am: 30. Mai 2018]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200863/umfrage/struktur-des-energieverbrauchs-in-deutschland-nach-sektoren/>
- [6] BUNDESNETZAGENTUR und BUNDESKARTELLAMT. *Monitoringbericht 2017*. Bonn, 13. Dezember 2017
- [7] AG ENERGIEBILANZEN E.V. *Auswertetabellen zur Energiebilanz in Deutschland 1990 bis 2016*. Berlin, Bergheim, September 2017
- [8] THOMSON, E. The nature of tribo-electricity or electricity of friction and other kindred matters [online]. *Journal of the American Institute of Electrical Engineers*, 1922, 41(5), S. 342-345. ISSN 0360-6449. Verfügbar unter: doi:10.1109/JaAIEE.1922.6590913
- [9] FAHIE, J.J. Magnetism, electricity and electromagnetism up to the time of the crowning work of Michael Faraday in 1831 [online]. *A retrospect. Journal of the Institution of Electrical Engineers*, 1931, 69(419), S. 1331-1357. ISSN 2054-0612. Verfügbar unter: doi:10.1049/jiee-1.1931.0180

- [10] BOTH, J. Electrolytic capacitors, 1890 to 1925 [online]. Early history and basic principle. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2015, 31(1), S. 22-29. ISSN 0883-7554. Verfügbar unter: doi:10.1109/MEI.2015.6996675
- [11] LOBENSTEIN, R. und C. SULZBERGER. Eyewitness to dc history [online]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2008, 6(3), S. 84-90. ISSN 1540-7977. Verfügbar unter: doi:10.1109/MPE.2008.920421
- [12] SCHWAB, A.J. *Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Heidelberg: Springer Vieweg, 2015. ISBN 978-3-662-46855-5
- [13] BRAUNER, G. *Energiesysteme: regenerativ und dezentral. Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016. ISBN 978-3-658-12754-1
- [14] NEIDHÖFER, G. The evolution of the synchronous machine [online]. *Engineering Science and Education Journal*, 1992, 1(5), S. 239-248. Verfügbar unter: doi:10.1049/esej:19920050
- [15] STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT E.V. *Bruttostromerzeugung* [online] [Zugriff am: 16. September 2016]. Verfügbar unter: URL: <http://www.kohlenstatistik.de/17-o-Deutschland.html>
- [16] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi). *Bruttostromerzeugung nach Energieträgern* [online] [Zugriff am: 16. September 2016]. Verfügbar unter: URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/zahlen-fakten,did=598786.html>
- [17] FRANCO, A. und A.R. DIAZ. The future challenges for “clean coal technologies”: Joining efficiency increase and pollutant emission control [online]. *Energy*, 2009, 34(3), S. 348-354. ISSN 0360-5442. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.energy.2008.09.012
- [18] HEUCK, K., K.-D. DETTMANN und D. SCHULZ. *Elektrische Energieversorgung*. 9. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013. ISBN 978-3-8348-1699-3
- [19] HAASE, T. *Netzseitige Anforderungen an Erzeugungseinheiten zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs in der Regelzone 50HzT*. Rostock, 26. August 2010. 3. SoS-Konferenz

- [20] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE. *Statusreport 2013. Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland - Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen*, Dezember 2013
- [21] VERBAND DER NETZBETREIBER VDN. *DistributionCode 2007. Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*, August 2007
- [22] KARL, J. *Dezentrale Energiesysteme. Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt*. 2. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2006. ISBN 978-3-486-57722-8
- [23] MARENBACH, R., D. NELLES und C. TUTTAS. *Elektrische Energietechnik. Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013. ISBN 978-3-8348-1740-2
- [24] PRAKTIKNJO, A. *Sicherheit der Elektrizitätsversorgung. Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit*. Dissertation, TU Berlin. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013. ISBN 978-3-658-04343-8
- [25] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*
- [26] AL-AWAAD, A.-R.K. *Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen*. Dissertation, Universität Wuppertal, 2009
- [27] VERBAND DER NETZBETREIBER VDN. *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, August 2007
- [28] BRÜCKNER, G. *Netzführung. Aufgaben und Methoden*. 3. Auflage. Renningen-Malmsheim: Expert, 1997. ISBN 3-8169-1495-0
- [29] SILLABER, A. *Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung. Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016. ISBN 9783658147136
- [30] NEUSEL-LANGE, N. *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze*. Dissertation, Universität Wuppertal. Berlin: epubli GmbH, 2013
- [31] ZHU, J. *Optimization of Power System Operation*. Hoboken, New Jersey: Wiley & Sons, Inc., 2009. ISBN 9780470298886

- [32] CRASTAN, V. *Elektrische Energieversorgung 1. Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. 4. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2015. ISBN 978-3-662-45984-3
- [33] ANDERSSON, G. *Elektrische Energiesysteme*. EEH - Power Systems Laboratory, ETH Zürich, 2008
- [34] UCTE. *Operation Handbook*, Juni 2004
- [35] JOULE, J.P. *The scientific papers of James Prescott Joule*. London: The Society, 1884
- [36] KALTSCHMITT, M., W. STREICHER und A. WIESE. *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2006. ISBN 978-3-540-28204-4
- [37] ANEKE, M. und M. WANG. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review [online]. *Applied Energy*, 2016, 179, S. 350-377. ISSN 03062619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2016.06.097
- [38] GÜNTHER, M. *Energieeffizienz durch Erneuerbare Energien. Möglichkeiten, Potentiale, Systeme*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015. ISBN 978-3-658-06752-6
- [39] STATISTA GMBH. *Bruttostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2015* [online] [Zugriff am: 20. Oktober 2016]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/256942/umfrage/bruttostromverbrauch-in-deutschland/>
- [40] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE. *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland* [online] [Zugriff am: 8. März 2017]. Verfügbar unter: URL: https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm
- [41] STATISTISCHES BUNDESAMT. *Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2014 bis 2016* [online] [Zugriff am: 29. November 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://www.destatis.de/DE/Zahlen-Fakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html>

- [42] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*. (Stand: Februar 2017). Dessau-Roßlau, Februar 2017
- [43] UMWELTBUNDESAMT. *Datenbank "Kraftwerke in Deutschland"* [online] [Zugriff am: 20. Oktober 2016]. Verfügbar unter: URL: <http://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>
- [44] DONNELLY, M.K., J.E. DAGLE, D.J. TRUDNOWSKI und G.J. ROGERS. Impacts of the distributed utility on transmission system stability [online]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1996, 11(2), S. 741-746. ISSN 08858950. Verfügbar unter: doi:10.1109/59.496148
- [45] ALTIN, N. Energy storage systems and power system stability. In: *International Smart Grid Workshop and Certificate Program (IS-GWCP)*: IEEE, 2016, S. 1-7. ISBN 978-1-5090-1419-4
- [46] KOST, C., J. MAYER, J. THOMSEN, N. HARTMANN, C. SENKPIEL, S. PHILIPPS, S. NOLD, S. LUDE und T. SCHLEGL. *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*, November 2013
- [47] HERING, E., R. MARTIN, J. GUTEKUNST und J. KEMPKE. *Elektrotechnik und Elektronik für Maschinenbauer*. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012. ISBN 978-3-642-12880-6
- [48] KÜCHLER, A. *Hochspannungstechnik*. 3. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2009. ISBN 978-3-540-78412-8
- [49] OEDING, D. und B.R. OSWALD. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2011. ISBN 978-3-642-19245-6
- [50] UHLMANN, E. *Power Transmission by Direct Current*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1975. ISBN 978-3-642-66074-0
- [51] EUROPÄISCHES PARLAMENT. *Richtlinie 96/92/EG*
- [52] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT. *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*. In: *Bundesgesetzblatt*, 1998, S. 730-736

- [53] FICHTNER, W., D. MÖST, M. WIETSCHEL, C. WEINHARDT und O. RENTZ. Strategische Planung von Energieversorgern in liberalisierten Energiemärkten. *WiSt - Wirtschaftswissenschaftliches Studium*, 2003, 32(12), S. 707-712
- [54] PINDYCK, R. und D. RUBINFELD. *Mikroökonomie*. 7. Auflage. München: Pearson Studium, 2009. ISBN 978-3-8273-7282-6
- [55] BAUMOL, W.J. und R.D. WILLIG. Fixed Costs, Sunk Costs, Entry Barriers, and Sustainability of Monopoly. *The Quarterly Journal of Economics*, 1981, 96(3), S. 405-431
- [56] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN. *Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität*. Bonn, Dezember 2015
- [57] CRASTAN, V. *Elektrische Energieversorgung 2. Energiewirtschaft und Klimaschutz Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung*. 3. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012. ISBN 978-3-642-19855-7
- [58] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT. *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV)*. In: *Bundesgesetzblatt*, 2005, S. 2243-2251
- [59] N. N. *Stromausfälle in den USA und Kanada. Dunkle Zeiten in Amerika*. Stern [online], 7. Juli 2010
- [60] N. N. *Zweiter Tag in Folge. Hunderte Millionen Inder ohne Strom*. FAZ [online], 31. Juli 2012
- [61] UCTE. *Final Report. System Disturbance on 4 November 2006*
- [62] AMROUCHE, S.O., D. REKIOUA, T. REKIOUA und S. BACHA. Overview of energy storage in renewable energy systems [online]. *International journal of hydrogen energy*, 2016, 41(45), S. 20914-20927. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.ijhydene.2016.06.243
- [63] DIVYA, K.C. und J. ØSTERGAARD. Battery energy storage technology for power systems - An overview [online]. *Electric Power Systems Research*, 2009, 79(4), S. 511-520. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.epsr.2008.09.017

- [64] LEFEBVRE, D. und F.H. TEZEL. A review of energy storage technologies with a focus on adsorption thermal energy storage processes for heating applications [online]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 67, S. 116-125. ISSN 13640321. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.rser.2016.08.019
- [65] LUO, X., J. WANG, M. DOONER und J. CLARKE. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation [online]. *Applied Energy*, 2015, 137, S. 511-536. ISSN 03062619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.081
- [66] KLUMPP, F. Potential for large scale energy storage technologies – comparison and ranking including an outlook to 2030 [online]. *Energy Procedia*, 2015, 73, S. 124-135. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.egypro.2015.07.659
- [67] PREUSTER, P., C. PAPP und P. WASSERSCHIED. Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHCs) [online]. Toward a Hydrogen-free Hydrogen Economy. *Accounts of chemical research*, 2017, 50(1), S. 74-85. Verfügbar unter: doi:10.1021/acs.accounts.6b00474
- [68] DUSO, T. und F. SZÜCS. Market power and heterogeneous pass-through in German electricity retail [online]. *European Economic Review*, 2017, 98, S. 354-372. ISSN 0014-2921. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.euroecorev.2017.07.010
- [69] KOCEVAR, V.D. und J. WENDIGGENSEN. Auswirkungen des Network Code on Electricity Balancing auf den deutschen Regelleistungsmarkt. In: D. SCHULZ, Hg. *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern. Tagungsband zur NEIS 2015*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015, S. 85-88. ISBN 978-3-658-10957-8
- [70] HE, C., X. LI, Z. XU, W. LIU, JINMINGGUO und H. OUYANG. Industry load composition proportion forecasting of substation based on SVM. In: IEEE, Hg. *PES Innovative Smart Grid Technologies: IEEE*, 2012, S. 1-5. ISBN 978-1-4673-1220-2
- [71] TAYLOR, J.W. und R. BUZZA. Using weather ensemble predictions in electricity demand forecasting. *International Journal of Forecasting*, 2003, 19(1), S. 57-70
- [72] VÖLLER, S. *Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher*. Dissertation, Universität Wuppertal, 2010

- [73] EUROPÄISCHES PARLAMENT. *Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitäts-binnenmarkt*. In: *Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283*, 2001, S. 33-40
- [74] EUROPÄISCHES PARLAMENT. *Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 140*, 2009, S. 16-62
- [75] EUROPÄISCHES PARLAMENT. *Entscheidung Nr. 406/2009/EG über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhaus-gasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020*. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 140*, 2009, S. 136-148
- [76] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE. *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin, 28. September 2010
- [77] KOALITIONSVERTRAG ZWISCHEN CDU, CSU UND SPD. *Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land*. 19. Legislaturperiode. Berlin, 12. März 2018
- [78] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB). *Elftes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*. In: *Bundesgesetzblatt*, 2010, S. 1814-1816
- [79] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB). *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*. In: *Bundesgesetzblatt*, 2011, S. 1704-1705
- [80] HENNING, H.-M. und A. PALZER. *Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*. Freiburg, November 2013
- [81] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE. *Stromproduktion in Deutschland in Woche 42 2016* [online] [Zugriff am: 6. März 2017]. Verfügbar unter: URL: https://www.energy-charts.de/power_de.htm

- [82] REHTANZ, C., M. GREVE, U. HÄGER, D. HILBRICH, S. KIPPELT, V. LIEBENAU, T. NOLL, S. RÜBERGER, T. SCHLÜTER, J. SCHWIPPE, C. SPIEKER und J. TEUWSEN. *dena Ancillary Services Study 2030. Security and reliability of a power supply with a high percentage of renewable energy*. Berlin, 11. Februar 2014
- [83] ENTSO-E. *Operation Handbook. Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*, 1. April 2009
- [84] ENTSO-E. *Operation Handbook. Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance*, 16. Juni 2004
- [85] WEIßBACH, T. *Netzdynamikverhalten und die Rolle des Netzselbstregeleffekts*. Goslar, 23. Oktober 2009. Workshop zur dezentralen Netzstützung
- [86] KURTH, M. und E. WELFONDER. Importance of the selfregulating effect within power systems [online]. *IFAC Proceedings Volumes*, 2006, 39(7), S. 345-352. Verfügbar unter: doi:10.3182/20060625-4-CA-2906.00064
- [87] WEIßBACH, T. *Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen*. Dissertation, Universität Stuttgart. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2009. ISBN 978-3-18-358606-6
- [88] PANOS, K. *Praxishandbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 3. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2013. ISBN 978-3-642-37264-3
- [89] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK, ELEKTRONIK UND INFORMATIONSTECHNIK VDE. *TransmissionCode 2003. Anhang D 1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB*, August 2003
- [90] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE. *Transmission-Code 2007. Anhang D2: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*, November 2009
- [91] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK, ELEKTRONIK UND INFORMATIONSTECHNIK VDE. *VDE|FNN-Störungsstatistik 2014. Durchschnittliche Dauer von Stromausfällen pro Kunde und Jahr erstmals unter 12 Minuten*, 7. Oktober 2015

- [92] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK, ELEKTRONIK UND INFORMATIONSTECHNIK VDE. *TransmissionCode. Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung*, 24. August 2007
- [93] ROHRIG, K. Windleistungsprognose für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber. *BWK. Das Energie-Fachmagazin*, 2003, 55(5), S. 42-45
- [94] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. *Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz*. Ausgabe 2011, Juli 2007
- [95] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. *Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz TAB Mittelspannung 2008*. Ausgabe 2011, Mai 2008
- [96] DIN Norm. 50160: Februar 2011, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH
- [97] CRASTAN, V. und D. WESTERMANN. *Elektrische Energieversorgung 3. Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik FACTS, HGÜ*. 3. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012. ISBN 978-3-642-20099-1
- [98] LEMMER, S. *Rechnergestützte Spannungs-Blindleistungssteuerung in Hochspannungsnetzen*. Dissertation, RWTH Aachen, 1982
- [99] AGHAEBRAHIMI, M.R. und M. AMIRI. Distributed Generator Placement Techniques Using Artificial Intelligence. In: IEEE, Hg. *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*. Piscataway, NJ: IEEE, 2009
- [100] HUANG, R. *Integration of Renewable Distributed Energy Resources into Microgrids*. Dissertation, University of California. Los Angeles, 2015
- [101] CARPINELLI, G., G. CELLI, F. PILO und A. RUSSO. Distributed Generation Siting and Sizing under Uncertainty. In: IEEE, Hg. *Power Tech Proceedings*. Piscataway, NJ: IEEE, 2001

- [102] BECKMANN, M., C. PIEPER, R. SCHOLZ und M. MUSTER. Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien. Teil I: Energiebedarf sowie Energiebereitstellung und -verteilung. *Wasser und Abfall*, 2012, (7-8), S. 47-55
- [103] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e. V. AR-N 4105: August 2011, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*: VDE-Verlag GmbH
- [104] N. N. *Netzausbau*. Umweltbundesamt [online], 10. Juni 2014
- [105] VERBAND DER NETZBETREIBER VDN (Hrsg.). *Ergänzende Hinweise zur VDEW-Richtlinie Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungs-netz 4. Ausgabe 2001*, September 2005
- [106] KUNZ, F. und A. ZERRAHN. The Benefit of Coordinating Congestion Management in Germany. In: IEEE, Hg. *10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2013
- [107] TENNET TSO GMBH. *Stade-Landesbergen. Netzausbau für die Energiewende*. Bayreuth, Oktober 2014
- [108] TENNET TSO GMBH. *Netzausbau in Niederbayern. Stromversorgung zwischen Bayern und Österreich*. Bayreuth, April 2015
- [109] PECKA, M. *Netze - Eon Netz an der Kapazitätsgrenze*. Energie & Management [online], 27. Juli 2005
- [110] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN. *Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. Bonn, 3. April 2017
- [111] HAFFNER, S., A. MONTICELLI, A. GARCIA, J. MANTOVANI und R. ROMERO. Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model [online]. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 2000, 147(3), S. 149-156. ISSN 13502360. Verfügbar unter: doi:10.1049/ip-gtd:20000337

- [112] SHAYEGHI, H., M. MAHDAVI und A. KAZEMI. Discrete Particle Swarm Optimization Algorithm Used for TNEP Considering Network Adequacy Restriction. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 2009, (3), S. 521-528
- [113] MCKENNA, R., V. BERTSCH, P. JOCHEM, M. GENOESE und W. FICHTNER. Infrastrukturelle und nachfrageseitige Herausforderungen für die Energiewirtschaft: eine Aufgabe für die Energiesystemanalyse. *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis*, 2016, (6), S. 615-632
- [114] HILLEMACHER, L. *Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale beim Haushaltskunden*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2014
- [115] KAMENSCHIKOW, D., M. LÖSING und K. VENNEMANN. Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung in hochausgelasteten 380-kV-Netzen. In: *Netzregelung und Systemführung. Wege in eine nachhaltige und weiterhin zuverlässige Stromversorgung*. Berlin, Offenbach: VDE Verlag, 2013. ISBN 978-3-8007-3512-9
- [116] SAKIMOTO, K., Y. MIURA und T. ISE. Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function. In: IEEE, Hg. *8th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia*. Piscataway, NJ: IEEE, 2011, S. 1498-1505. ISBN 978-1-61284-958-4
- [117] XIN, L. und W. NING. Study on the control of photovoltaic inverter based on virtual synchronous generator. In: IEEE, Hg. *11th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, S. 1612-1615. ISBN 978-1-4673-8644-9
- [118] ZHANG, Y., H. LIU und H.A. MANTOOTH. Control strategy of high power converters with synchronous generator characteristics for PMSG-based wind power application. In: IEEE, Hg. *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, S. 3180-3184. ISBN 978-1-4673-8393-6

- [119] WACHTEL, S. und A. BEEKMANN. Contribution of Wind Energy Converters with Inertial Emulation to frequency control and frequency stability in power systems. In: U. BETANCOURT und T. ACKERMANN, Hg. *8th International Workshop on the Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Wind Power Farms*. Langen: Energynautics, 2009. ISBN 9783981387018
- [120] MILLER, N.W., K. CLARK und M. SHAO. Frequency responsive wind plant controls: Impacts on grid performance. In: IEEE, Hg. *Power and Energy Society general meeting*. Piscataway, NJ: IEEE, 2011, S. 1-8. ISBN 978-1-4577-1000-1
- [121] FORSCHUNGSGEMEINSCHAFT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND STROMWIRTSCHAFT (FHG) E. V. *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*. Aachen, 20. Januar 2012
- [122] REHTANZ, C., M. GREVE, T. NOLL und J. SCHWIPPE. *Bedarf und Erbringung von Momentanreserve im Jahr 2030*. Dortmund, 26. Januar 2016
- [123] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH und TRANSNETBW GMBH. *Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb*, April 2014
- [124] ENTSO-E. *Operation Handbook. Policy 5: Emergency Operations*, 16. September 2015
- [125] BRAUNS, S., M. JANSEN, D. JOST, M. SIEFERT, M. SPECKMANN und M. WIDDEL. *Regelenergie durch Windkraftanlagen*. Kassel, März 2014
- [126] XIAO, J., B.-M.S. HODGES, J.F. PEKNY und G.V. REKLAITIS. Operating reserve policies with high wind power penetration. *Computers and Chemical Engineering*, 2011, 35, S. 1876-1885
- [127] MATOS, M.A. und R.J. BESSA. Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecasts [online]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, 26(2), S. 594-603. Verfügbar unter: doi:10.1109/TPWRS.2010.2065818

- [128] ELA, E., B. KIRBY, E. LANNOYE, M. MILLIGAN, D. FLYNN, B. ZAVADIL und M. O'MALLEY. Evolution of operating reserve determination in wind power integration studies. In: IEEE, Hg. *Power and Energy Society General Meeting*. Piscataway, NJ: IEEE, 2010. ISBN 978-1-4244-6549-1
- [129] JANSEN, M. *Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien*. Kassel, April 2014
- [130] NITSCH, J., T. PREGGER, T. NAEGLER, D. HEIDE, D.L. de TENA, F. TRIEB, Y. SCHOLZ, K. NIENHAUS, N. GERHARDT, M. STERNER, T. TROST, A. von OEHSEN, R. SCHWINN, C. PAPE, H. HAHN, M. WICKERT und B. WENZEL. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, 29. März 2012
- [131] JOST, D., M. SPECKMANN, F. SANDAU und R. SCHWINN. A new method for day-ahead sizing of control reserve in Germany under a 100% renewable energy sources scenario [online]. *Electric Power Systems Research*, 2015, 119, S. 485-491. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.epsr.2014.10.026
- [132] KIPPELT, S., T. SCHLUTER und C. REHTANZ. Flexible Dimensioning of Control Reserve for Future Energy Scenarios. In: IEEE, Hg. *PowerTech*, 2013
- [133] BREUER, C., C. ENGELHARDT und A. MOSER. Expectation-based reserve capacity dimensioning in power systems with an increasing intermittent feed-in. In: IEEE, Hg. *10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. 27 - 29 May 2013, Stockholm, Sweden. Piscataway, NJ: IEEE, 2013
- [134] HAUBRICH, H.-J. *Gutachten zur Höhe des Regellenergiebedarfs*. Bonn, 2008
- [135] HOLTINEN, H., M. MILLIGAN, E. ELA, N. MENEMENLIS, J. DOBSCHINSKI, B. RAWN, R.J. BESSA, D. FLYNN, E. GOMEZ-LAZARO und N.K. DETLEFSEN. Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power [online]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012, 3(4), S. 713-723. Verfügbar unter: doi:10.1109/TSTE.2012.2208207

- [136] MAURER, C., S. KRAHL und H. WEBER. Dimensioning of secondary and tertiary control reserve by probabilistic methods [online]. *European Transactions on Electrical Power*, 2009, 19(4), S. 544-552. Verfügbar unter: doi:10.1002/etep.326
- [137] CONSENTEC GMBH und R2B ENERGY CONSULTING GMBH. *Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi)*. Aachen/Köln, 30. Juni 2010
- [138] ARNOLD, G., R. BRANDL, T. DEGNER, N. GERHARDT, LANDAU, MARKUS, D. NESTLE, M. PORTULA, A. SCHEIDLER, R. SCHWINN, K. BAUMBUSCH, A. DÖRSCHLAG, T. EBERHARDT, V. WACKER, A. WESEMANN, O. FÜHRER, T. LEIFERT, G. BÄUML, G. BÄRWALDT, H. HAUPT, M. KAMMERLOCHER und H. NANNEN. *Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES*. [online]
- [139] DEGNER, T., G. ARNOLD, R. BRANDL, J. DOLLICHON und A. SCHEIDLER. Grid Impact of Electric Vehicles with Secondary Control Reserve Capability. In: *Proceeding of the 1st E-Mobility Power System Integration Symposium*. Berlin, 2017
- [140] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA). *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin, November 2010
- [141] BECKER, B. *Interaktives Gebäude-Energiemanagement*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2014
- [142] KUMMER, M. und R. FUCHS. Spannungshaltung im Übertragungsnetz unter dem Einfluss hoher dezentraler Energieerzeugung. In: *Internationaler ETG-Kongress 2013. Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*. Berlin: VDE Verlag, 2013
- [143] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E. V. *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Juni 2008

- [144] KÄMPF, E., S. SCHMIDT, J. BRANTL, B. WALTHER, S. WILDENHUES, R. EGGEMEYER und M. BRAUN. Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser. In: *Internationaler ETG-Kongress 2013. Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*. Berlin: VDE Verlag, 2013
- [145] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*. Berlin, Juli 2016
- [146] BAYERISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT. *Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung*. Freising-Weihenstephan, September 2013
- [147] HAUER, A., M. SPECHT und M. STERNER. Energiespeicher – Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien. In: FORSCHUNGSVERBUND ERNEUERBARE ENERGIEEN, Hg. *Themen 2010 Forschung für das Zeitalter der erneuerbaren Energien*. Berlin, 2010, S. 110-114
- [148] SAN MARTÍN, J.I., I. ZAMORA, J.J. SAN MARTÍN, V. APERRIBAY und P. EGUÍA. Energy storage technologies for electric applications [online]. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2011, S. 593-598. Verfügbar unter: doi:10.24084/repqj09.398
- [149] FUCHS, G., B. LUNZ, M. LEUTHOLD und D.U. SAUER. *Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies*. Aachen, Juni 2012
- [150] GÖTZ, P., M.-L. HEDDRICH, J. HENKEL, T. KURTH und T. LENCK. *Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014*. Berlin, 26. November 2014
- [151] HAUCAP, J., I. LEOBERT und S. THORWARTH. *Kosten der Energiewende. Untersuchung der Energiewendekosten im Bereich der Stromerzeugung in den Jahren 2000 bis 2025 in Deutschland*. Düsseldorf
- [152] LOESCHE, D., S. SCHULTZ und P. STOTZ. *Bitte, nehmt meinen Strom! Ich zahl auch dafür!* Spiegel [online], 13. Mai 2016

- [153] EUROPEAN ENERGY EXCHANGE AG. *Produktion aus Solar-/Windenergie* [online]. Angezeigter Tag: 08.05.2016 [Zugriff am: 13. Februar 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://www.eex-transparency.com/startseite/strom/deutschland/produktion/nutzung/produktion-aus-solar-windenergie/produktion-aus-solar-windenergie-tabelle>
- [154] EUROPEAN POWER EXCHANGE. *Marktdaten Day-Ahead-Auktion vom 08.05.2016* [online], 2016 [Zugriff am: 13. Februar 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion/chart/auction-chart/2016-05-08/DE>
- [155] AGORA ENERGIEWENDE. *Stromerzeugung und Stromverbrauch am 8. Mai 2016* [online] [Zugriff am: 13. Februar 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>
- [156] GÖTZ, P., J. HENKEL, T. LENCK und K. LENZ. *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz*. Berlin, Juni 2014
- [157] BÖHM, R., T. JAVIED und J. FRANKE. Intelligente Versorgungssysteme für Druckluft und technische Gase. *Industrie 4.0 Management*, 2017, 33(1), S. 57-61
- [158] STATISTA GMBH. *Verteilung des Stromverbrauchs in Deutschland nach Verbrauchergruppen im Jahr 2016* [online] [Zugriff am: 27. April 2018]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/236757/umfrage/stromverbrauch-nach-sektoren-in-deutschland/>
- [159] CLAAS, B., S. MARKER, S. BICKERT, J. LINSEN und K. STRUNZ. Integration of plug-in hybrid and electric vehicles: Experience from Germany. In: IEEE, Hg. *Power and Energy Society General Meeting*. Piscataway, NJ: IEEE, 2010. ISBN 978-1-4244-6549-1
- [160] LOISEL, R., G. PASAOGLU und C. THIEL. Large-scale deployment of electric vehicles in Germany by 2030 [online]. An analysis of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid concepts. *Energy Policy*, 2014, 65, S. 432-443. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2013.10.029

- [161] EMEC, S., M. KUSCHKE, M. CHEMNITZ und K. STRUNZ. Potential for demand side management in automotive manufacturing. In: IEEE, Hg. *4th Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*. Piscataway, NJ: IEEE, 2013. ISBN 978-1-4799-2984-9
- [162] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Benefits of Demand Response and in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*, Februar 2006
- [163] ALBADI, M.H. und E.F. EL-SAADANY. A summary of demand response in electricity markets [online]. *Electric Power Systems Research*, 2008, 78(11), S. 1989-1996. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.epsr.2008.04.002
- [164] GREENING, L.A. Demand response resources [online]. Who is responsible for implementation in a deregulated market? *Energy*, 2010, 35(4), S. 1518-1525. ISSN 0360-5442. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.energy.2009.12.013
- [165] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *IEA Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes. Task VIII Demand Side Bidding in a Competitive Electricity Market*, Oktober 2001
- [166] APEL, R., T. AUNDRUP, B.M. BUCHHOLZ, H.P. DOMELS, S. FUNKE, T. GESING, W. GLAUNSINGER, P. GRONSTEDT, F. HEINS, A. HÖSLE, V. KNACK, T. KÜTER, M. STÖTZER, C. STRUWE, Z.A. STYCZYNSKI, A. von SCHEVEN und H. SEIDL. *Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)*, Juni 2012
- [167] ROON, S. von und T. GROBMAIER. *Demand Response* [online] [Zugriff am: 20. März 2017]
- [168] HEUSSEN, K., S. YOU, B. BIEGEL, L.H. HANSEN und K.B. ANDERSEN. Indirect control for demand side management - A conceptual introduction. In: IEEE, Hg. *3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. Berlin, 2012
- [169] WAGNER, H.-J. und P. BORSCH. *Energie und Umweltbelastung*. 2. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1998. ISBN 978-540-63612-0

- [170] GELLINGS, C.W. The concept of demand-side management for electric utilities [online]. *Proceedings of the IEEE*, 1985, 73(10), S. 1468-1470. Verfügbar unter: doi:10.1109/PROC.1985.13318
- [171] NILSSON, H. The many faces of demand-side management [online]. *Power Engineering Journal*, 1994, 8(5), S. 207-210. ISSN 0950-3366. Verfügbar unter: doi:10.1049/pe:19940503
- [172] PARACHA, Z.J. und P. DOULAI. Load Management Techniques And Methods In Electric Power System. In: IEEE, Hg. *Proceedings of EMPD '98, International Conference on Energy Management and Power Delivery*. Piscataway, New Jersey: IEEE Service Center, 1998, S. 213-217
- [173] BELLARMINE, G.T. Load management techniques. In: *Preparing for the new millennium. Proceedings of the IEEE SoutheastCon 2000*. Piscataway, NJ: IEEE Operation Center, 2000, S. 139-145. ISBN 0-7803-6312-4
- [174] ALLERDING, F. *Organic Smart Home. Energiemanagement für Intelligente Gebäude*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe: KIT Scientific Publishing, 2014
- [175] NEST LABS INC. *Nest White Paper Summit* [online]. *Rush Hour Rewards*. April 2013 [Zugriff am: 24. März 2017]
- [176] CHARLES RIVER ASSOCIATES. *Primer on Demand-Side Management. With an emphasis on price-responsive programs*. Oakland, Februar 2005
- [177] HONG, J. *The Development, Implementation, and Application of Demand Side Management and control (DSM+c) Algorithm for Integrating Microgeneration System within Built Environment*. Dissertation, Universität Strathclyde. Glasgow, UK, 2009
- [178] FINN, P. und C. FITZPATRICK. Demand side management of industrial electricity consumption [online]. Promoting the use of renewable energy through real-time pricing. *Applied Energy*, 2014, 113, S. 11-21. ISSN 03062619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2013.07.003
- [179] GREIN, A. und M. PEHNT. Load management for refrigeration systems [online]. Potentials and barriers. *Energy Policy*, 2011, 39(9), S. 5598-5608. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2011.04.040

- [180] GILS, H.C. Abschätzung des möglichen Lastmanagement-einsatzes in Europa. In: *Tagungsband zur 8. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2013
- [181] STATISTISCHES BUNDESAMT. *Bevölkerung und Erwerbstätigkeit. Haushalte und Familien Ergebnisse des Mikrozensus*. Wiesbaden, 2015. Fachserie 1 Reihe 3
- [182] STATISTA GMBH. *Anzahl der Privathaushalte in Deutschland von 1991 bis 2016* [online] [Zugriff am: 21. November 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156950/umfrage/anzahl-der-privathaushalte-in-deutschland-seit-1991/>
- [183] STATISTA GMBH. *Anzahl der Einpersonenhaushalte in Deutschland von 1991 bis 2016* [online] [Zugriff am: 21. November 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156951/umfrage/anzahl-der-einpersonenhaushalte-in-deutschland-seit-1991/>
- [184] STATISTA GMBH. *Anzahl der Mehrpersonenhaushalte in Deutschland von 1991 bis 2016 nach Anzahl der Haushaltsmitglieder* [online] [Zugriff am: 21. November 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156956/umfrage/mehrpersonenhaushalte-in-deutschland-seit-1991-nach-anzahl-der-haushaltsmitglieder/>
- [185] STATISTISCHES BUNDESAMT. *Wirtschaftsrechnungen. Laufende Wirtschaftsrechnungen Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgüter*. Wiesbaden, 2016. Fachserie 15 Reihe 2
- [186] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT. *Stromspiegel für Deutschland 2017*, Februar 2017
- [187] WIETSCH, M., S. ULLRICH, P. MARKEWITZ, F. SCHULTE und F. GENOESE. *Energietechnologien der Zukunft. Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015. ISBN 978-3-658-07129-5
- [188] KRAUTER, S. und D. PRIOR. Minimizing storage costs by substituting centralized electrical storage by thermal storage at the end user, also supplying balancing power for grid operation [online]. *Energy Procedia*, 2017, 135, S. 210-226. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.egypro.2017.09.505

- [189] ABOU-ZIYAN, H. und M. FATOUH. Transient and cyclic characteristics of a household refrigerator using ternary hydrocarbon mixture – An experimental investigation [online]. *Applied Thermal Engineering*, 2018, 129, S. 446-462. ISSN 1359-4311. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.applthermaleng.2017.09.076
- [190] APREA, C., A. GRECO und A. MAIORINO. HFOs and their binary mixtures with HFC134a working as drop-in refrigerant in a household refrigerator [online]. Energy analysis and environmental impact assessment. *Applied Thermal Engineering*, 2018, 141, S. 226-233. ISSN 1359-4311. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.applthermaleng.2018.02.072
- [191] DIN Norm. 6946: Juni 2015, *Bauteile – Wärmedurchlasswiderstand und Wärmedurchgangskoeffizient – Berechnungsverfahren*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH
- [192] DIN Norm. 10508: März 2012, *Lebensmittelhygiene – Temperaturen für Lebensmittel*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH
- [193] SCHÄDLICH, S., Hg. *Kälte, Wärme, Klima 2017*. Berlin: VDE Verlag, 2016. ISBN 3800741121
- [194] BECK, M., K. MÜLLER und W. ARLT. Energetische Evaluierung von Kältespeichern und Abwärmenutzung für Kühl- und Gefrieranwendungen [online]. *Chemie Ingenieur Technik*, 2015, 87(7), S. 957-965. Verfügbar unter: doi:10.1002/cite.201400106
- [195] MARQUES, A.C., G.F. DAVIES, G.G. MAIDMENT, J.A. EVANS und I.D. WOOD. Novel design and performance enhancement of domestic refrigerators with thermal storage [online]. *Applied Thermal Engineering*, 2014, 63(2), S. 511-519. ISSN 1359-4311. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.applthermaleng.2013.11.043
- [196] ORÓ, E., A. de GRACIA, A. CASTELL, M.M. FARID und L.F. CABEZA. Review on phase change materials (PCMs) for cold thermal energy storage applications [online]. *Applied Energy*, 2012, 99, S. 513-533. ISSN 03062619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2012.03.058
- [197] MEHLING, H. und L.F. CABEZA. *Heat and cold storage with PCM. An up to date introduction into basics and application*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008. ISBN 978-3-540-68556-2

- [198] STAMMINGER, R., G. BROIL, C. PAKULA, H. JUNGBECKER, M. BRAUN, I. RÜDENAUER und C. WENDKER. *Synergy Potential of Smart Appliances. A report prepared as part of the EIE project „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)“ D2.3*. Bonn, November 2008
- [199] STATISTA GMBH. *Haushaltsgroßgeräte - Statista-Dossier* [online] [Zugriff am: 25. April 2016]
- [200] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. *Energie-Info. Stromverbrauch im Haushalt*. Berlin, 22. Januar 2016
- [201] STATISTISCHES BUNDESAMT. *Bauen und Wohnen. Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014 Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte*. Wiesbaden, 2016. Fachserie 5 Heft 1
- [202] LECHNER, H., G. SIMADER, B. LEBOT, C. LOPES, P. LE DEEHAT, M. HINNELS und ET. AL. *Analysis of energy efficiency of domestic electric storage water heaters. Study for the Directorate for Energy (DGXVII) of the Commission of the European Communities; final report*. Wien: Energieverwertungsagentur, 1998. ISBN 3-901381-59-7
- [203] EUROPÄISCHES PARLAMENT. *Verordnung (EU) Nr. 814/2013 der Kommission vom 2. August 2013 zur Durchführung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Warmwasserbereitern und Warmwasserspeichern*. In: *Amtsblatt der Europäischen Union L 239*, 2013, S. 162-183
- [204] Verein Deutscher Ingenieure. 2067 Blatt 12: April 2017, *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung*
- [205] APPELHANS, K., S. EXNER und R. BRACKE. *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes. Bestandsaufnahme und Trends*. Bochum, Februar 2014
- [206] STATISTA GMBH. *Absatz von Heizungswärmepumpen in Deutschland in den Jahren 2006 bis 2016* [online] [Zugriff am: 25. November 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/217750/umfrage/absatz-von-heizungswaermepumpen-in-deutschland/>

- [207] STATISTA GMBH. *Absatz von Warmwasserwärmepumpen in Deutschland in den Jahren 2007 bis 2016* [online] [Zugriff am: 25. November 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/251790/umfrage/absatz-von-brauchwasserwaermepumpen-in-deutschland/>
- [208] GÜNTHER, D., M. MIARA, R. LANGER, S. HELMLING und J. WAPLER. „WP Monitor“ *Feldmessung von Wärmepumpenanlagen*. Freiburg, 2014
- [209] STATISTA GMBH. *Anteil der Wärmepumpen im Neubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016* [online] [Zugriff am: 26. November 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/237364/umfrage/bedeutung-der-waermepumpen-im-neubau-in-deutschland/>
- [210] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE. *Monatliche Außenhandelsstatistik elektrischer Strom in 2016* [online] [Zugriff am: 21. Juni 2018]. Verfügbar unter: URL: https://energy-charts.de/trade_de.htm?year=2016&period=monthly&source=sum_energy
- [211] WETTERKONTOR GMBH. *Monatswerte für Deutschland* [online] [Zugriff am: 21. Juni 2018]. Verfügbar unter: URL: <https://www.wetterkontor.de/wetter-rueckblick/gebietsmittel/monatswerte/deutschland>
- [212] STATISTA GMBH. *Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2006 bis 2018* [online] [Zugriff am: 14. Juni 2018]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>
- [213] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT. *Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2016* [online] [Zugriff am: 14. Juni 2018]. Verfügbar unter: URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html
- [214] GERINGER, B. und W.K. TOBER. *Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis. Kosten, Reichweite, Umwelt, Komfort*. 2. Auflage. Wien, Oktober 2012
- [215] UMWELTBUNDESAMT. *Car-Sharing* [online], 2013 [Zugriff am: 14. Juni 2018]. Verfügbar unter: URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/nachhaltige-mobilitaet/car-sharing#textpart-1>

- [216] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU UND STADTENTWICKLUNG. *Elektromobilität – Deutschland als Leitmarkt und Leitanbieter*. Berlin, Juni 2011
- [217] LÜNSDORF, O. *Selbstorganisation virtueller Geräte für das Lastmanagement von Kleinverbrauchern*. Dissertation, Universität Oldenburg. Oldenburg: IBIT - Universitätsbibliothek, 2012
- [218] STATISTA GMBH. *Gewähltes Unternehmen beim Kauf von Smart-Home-Lösungen in Deutschland 2015* [online] [Zugriff am: 27. März 2017]
- [219] INNOGY SE. *SmartHome* [online] [Zugriff am: 27. März 2017]
- [220] GILLIGAN, CORMAC. *SMA Retains Top Ranking in Global PV Inverter Market, but Competitors are Gaining, IHS Says*. IHS Markit [online], 12. Mai 2016
- [221] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. *Home Systems* [online] [Zugriff am: 28. März 2017]
- [222] IFLAND, M. *Lastmanagement privater Letztverbraucher zwischen Energiemarkt und Smart Grid*. Dissertation, TU Ilmenau. Ilmenau: Universitätsverlag Ilmenau, 2014
- [223] ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG. *MeRegio* [online] [Zugriff am: 29. März 2017]
- [224] FREY, H., S. KAUTSCH, R. THIEMANN, H. SCHMECK, M. HAGER, MEYER und KAUF. *Abschlussbericht Verbundprojekt E-Energy: MeRegio. Aufbruch zu Minimum-Emission-Regions*, 9. Oktober 2013
- [225] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK. *Landkreis als Vorreiter. Regenerative Modellregion Harz*. Kassel, Dezember 2012
- [226] FUNKE, S. *Regenerative Modellregion Harz. AP 4.3 Anbindung, Test und Betrieb von Haushaltslasten mit bidirektionalem IKT-Gateway*, 25. Juni 2013
- [227] D’HULST, R., W. LABEEUW, B. BEUSEN, S. CLAESSENS, G. DECONINCK und K. VANTHOURNOUT. *Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances* [online]. Experiences from large pilot test in Belgium. *Applied Energy*, 2015, 155, S. 79-90. ISSN 03062619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2015.05.101

- [228] KOBUS, C.B.A., E.A.M. KLAASSEN, R. MUGGE und J.P.L. SCHOORMANS. A real-life assessment on the effect of smart appliances for shifting households' electricity demand [online]. *Applied Energy*, 2015, 147, S. 335-343. ISSN 03062619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2015.01.073
- [229] DÜTSCHKE, E. und A.-G. PAETZ. Dynamic electricity pricing—Which programs do consumers prefer? [online]. *Energy Policy*, 2013, 59, S. 226-234. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.enpol.2013.03.025
- [230] GERPOTT, T.J. und I. MAHMUDOVA. Determinants of price mark-up tolerance for green electricity - lessons for environmental marketing strategies from a study of residential electricity customers in Germany. *Business Strategy and the Environment*, 2010, 19, S. 304-318
- [231] ERICSON, T. Households' self-selection of dynamic electricity tariffs [online]. *Applied Energy*, 2011, 88(7), S. 2541-2547. ISSN 0306-2619. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.apenergy.2011.01.024
- [232] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT. *Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz – EnEG)*. In: *Bundesgesetzblatt*, 2005, S. 2685-2687
- [233] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi). *Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung*. In: *Bundesgesetzblatt*, 2009, S. 954-989
- [234] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi). *Viertes Gesetz zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes*. In: *Bundesgesetzblatt*, 2013, S. 2197-2200
- [235] BECKSTEIN, E. *Lademanagement. Projekttreffen im Rahmen des FE-Projekts SmartEco*. Nürnberg, 4. August 2015
- [236] LAASCH, T. und E. LAASCH. *Haustechnik. Grundlagen - Planung - Ausführung*. 13., durchgesehen und akt. Aufl. 2013. Wiesbaden: Springer, 2013. ISBN 9783834812605
- [237] DIN Norm. 50350: Dezember 2004, *Aufladesteuerung für elektrische Speicherheizungen für den Hausgebrauch - Verfahren zur Messung der Gebrauchseigenschaften; Deutsche Fassung EN 50350:2004*

- [238] DIN Norm. 12831:2003; August 2003, *Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH
- [239] WIECHMANN, H. *Neue Betriebsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Ein Modell für eine markt- und erzeugerorientierte Regelung der Stromnachfrage über ein zentrales Lastmanagement*. Dissertation, Universität Karlsruhe. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe, 2008
- [240] ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG AG. *Ergebnisbericht Modellversuch "Flexibler Wärmestrom"*. Karlsruhe, 22. Juni 2015
- [241] DARBY, S. Balancing the system comfortably? Electric storage heating and residential demand response. In: *BEHAVE 2016 4th European Conference on Behaviour and Energy Efficiency*, 2016
- [242] PAESSLER, E.-R. *Rundsteuertechnik. Grundlagen - Planung - Projektierung - Probleme - Beeinflussungen - Lösungen*. Erlangen: Publicis MCD, 1994. ISBN 3-89578-004-9
- [243] EUROPÄISCHE FUNK-RUNDSTEUERUNG GMBH. *EFR-System* [online] [Zugriff am: 9. Juli 2018]. Verfügbar unter: URL: <http://www.efr.de/efr-system/>
- [244] RUDERSDORFER, R. *Radio Receiver Technology. Principles, Architectures and Applications*. Chichester: John Wiley & Sons, 2014. ISBN 978-1-1185-0320-1
- [245] STROMNETZ BERLIN GMBH. *StromPager. Die funkbasierte Steuerung des Stromnetzes*. Berlin, Oktober 2014
- [246] SERVATIUS, H.-G., U. SCHNEIDEWIND und D. ROHLFING. *Smart Energy. Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2012. ISBN 978-3-642-21819-4
- [247] BERNIS, K., B. SCHÜRMANN und M. TRAPP. *Eingebettete Systeme. Systemgrundlagen und Entwicklung eingebetteter Software*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2010. ISBN 978-3-8348-0422-8
- [248] STATISTA GMBH. *Anteil der Haushalte in Deutschland mit Internetzugang von 2002 bis 2016* [online] [Zugriff am: 31. Juli 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153257/umfrage/haushalte-mit-internetzugang-in-deutschland-seit-2002/>

- [249] DIN Norm. 61850-8-1: Februar 2012, *Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung der elektrischen Energieversorgung – Teil 8-1: Spezifische Abbildung von Kommunikationsdiensten (SCSM) – Abbildungen auf MMS (nach ISO 9506-1 und ISO 9506-2) und I SO/IEC 8802-3 (IEC 61850-8-1:2011)*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH
- [250] SOLVIE, M. *Zeitbehandlung und Multimedia-Unterstützung in Feldkommunikationssystemen*. Dissertation, Universität Erlangen-Nürnberg. München, Wien: Carl Hanser Verlag, 1995. ISBN 3-446-18607-7
- [251] THE INTERNET ENGINEERING TASK FORCE. *ISO Transport Service on top of the TCP Version: 3* [online]. RFC 1006 [Zugriff am: 28. Juli 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://datatracker.ietf.org/doc/rfc1006/>
- [252] SCHWARZ, K. *Offene Kommunikation nach IEC 61850 für die Schutz- und Stationsleittechnik*. Berlin: VDE-Verl., 2004. Etz-Report. 34. ISBN 978-3-8007-2788-9
- [253] KOCH, T. und J. HERMSMEIER. Die IEC 61850 als Standard für die Digitalisierung des Energiesystems. *etz elektrotechnik & automation*, 2015, (11)
- [254] DIN Norm. 61850-6: Juni 2010, *Kommunikationsnetze und -systeme für die Automatisierung in der elektrischen Energieversorgung – Teil 6: Sprache für die Beschreibung der Konfiguration für die Kommunikation in Stationen mit intelligenten elektronischen Geräten (IED)*. Berlin: Beuth-Verlag GmbH
- [255] STINY, L. *Aktive elektronische Bauelemente. Aufbau, Struktur, Wirkungsweise, Eigenschaften und praktischer Einsatz diskreter und integrierter Halbleiter-Bauteile*. 3. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016. ISBN 978-3-658-14386-2
- [256] STADTENTWÄSSERUNG UND UMWELTANALYTIK NÜRNBERG. *Lufttemperatur Flugfeld 01.01.2016 - 31.03.2016* [online] [Zugriff am: 9. August 2017]. Verfügbar unter: URL: <http://umweltdaten.nuernberg.de/wetterdaten/messstation-nuernberg-flugfeld/archiv.html>
- [257] GOURLEY, D. und B. TOTTY. *HTTP. The Definitve Guide*. Sebastopol: O'Reilly Media Inc., 2002. ISBN 978-1-56592-509-0

- [258] HÖLLER, J., V. TSIATSI, C. MULLIGAN, S. KAROUSKOS, S. AVESAND und D. BOYLE. *From Machine-to-Machine to the Internet of Things. Introduction to a New Age of Intelligence*. Waltham: Elsevier Ltd., 2014. ISBN 978-0-12-407684-6
- [259] LIU, C.H. und Y. ZHANG. *Cyber Physical Systems. Architectures, Protocols and Applications*. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2016. ISBN 978-1-4822-0898-6
- [260] HUNKELER, U., H.L. TRUONG und A. STANFORD-CLARK. MQTT-S — A publish/subscribe protocol for Wireless Sensor Networks. In: IEEE, Hg. *3rd International Conference on Communication Systems Software and Middleware and workshops*. Piscataway, NJ: IEEE, 2008, S. 791-798. ISBN 978-1-4244-1796-4
- [261] LEHNER, W. *Subskriptionssysteme. Marktplatz für omnipräsente Informationen*. Stuttgart/Leipzig/Wiesbaden: Teubner, 2002. ISBN 3-519-00372-4
- [262] BERNSTEIN, H. *Informations- und Kommunikationselektronik*. Berlin, Boston: De Gruyter Oldenbourg, 2015. ISBN 978-3-11-036029-5
- [263] COURREGES, S., S. OUDJI, V. MEGHDADI, C. BRAUERS und R. KAYS. Performance and interoperability evaluation of radiofrequency home automation protocols and Bluetooth Low Energy for smart grid and smart home applications. In: F.J. BELLIDO, N.C.H. VUN und C. DOLAR, Hg. *2016 IEEE International Conference on Consumer Electronics (ICCE). 2016 IEEE International Conference on Consumer Electronics (ICCE) took place January 7-11, 2016 in Las Vegas, NV, USA*. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, S. 391-392. ISBN 978-1-4673-8364-6
- [264] HAARTSEN, J., M. NAGHSHINEH, J. INOUE, O.J. JOERESSEN und W. ALLEN. Bluetooth [online]. *ACM SIGMOBILE Mobile Computing and Communications Review*, 1998, 2(4), S. 38-45. ISSN 15591662. Verfügbar unter: doi:10.1145/1321400.1321402
- [265] GOMEZ, C. und J. PARADELLS. Wireless home automation networks [online]. A survey of architectures and technologies. *IEEE Communications Magazine*, 2010, 48(6), S. 92-101. ISSN 0163-6804. Verfügbar unter: doi:10.1109/MCOM.2010.5473869

- [266] ASCHENDORF, B. *Energiemanagement durch Gebäudeautomation. Grundlagen • Technologien • Anwendungen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014. ISBN 978-3-8348-0573-7
- [267] ENOCEAN GMBH. *Radio Technology* [online] [Zugriff am: 24. August 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://www.enocean.com/en/technology/radio-technology/>
- [268] STEUTE SCHALTGERÄTE GMBH & CO. KG, Hg. *Das Funkbuch. Evolution und Kommunikation*. 2. Auflage. Löhne: Steute, 2013. ISBN 978-3000329050
- [269] N. N. *Website libIEC61850 / lib60870-5* [online]. *open source libraries for IEC 61850 and IEC 60870-5-104* [Zugriff am: 10. November 2015]. Verfügbar unter: URL: <http://libiec61850.com/libiec61850/>
- [270] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER. *Gebäude- und Wohnungsbestand in Deutschland*. Hannover, Dezember 2015
- [271] BUNDESMINISTERIUM DES INNEREN. *Cyber-Sicherheitsstrategie für Deutschland*. Berlin, November 2016
- [272] KLEINEIDAM, G., L.J. SCHMID, M. KRASSER und B. KOCH. Kritische Infrastrukturen – Sicherheitsanforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnik aus Sicht eines Versorgungsunternehmens [online]. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, 2017, 134(1), S. 3-13. Verfügbar unter: doi:10.1007/s00502-017-0471-9
- [273] SIEMENS AG. *Spectrum Power™ 5 Programmer Reference Guide. Software Development Kit (SDK) Documentation Reference of the Power 5 Application Programming Interface (API) Version 5.30*, Oktober 2015
- [274] KLEINEIDAM, G., M. KRASSER und M. REISCHBÖCK. The cellular approach: smart energy region Wunsiedel. Testbed for smart grid, smart metering and smart home solutions [online]. *Electrical Engineering*, 2016, 98(4), S. 335-340. Verfügbar unter: doi:10.1007/s00202-016-0417-y
- [275] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi). *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015*. Frankfurt: Zarbock GmbH & Co. KG, September 2016

- [276] KALTSCHMITT, M., D. THRÄN, K. BLOCHE-DAUB, L. THORMANN und D. PFEIFFER. Bioenergie – Beitrag zum heutigen und zukünftigen Energiesystem [online]. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 2016, 40(4), S. 181-197.
Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-016-0184-5
- [277] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT. *Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie*. Aachen, September 2010
- [278] STATISTISCHES BUNDESAMT. *Bevölkerung Deutschlands bis 2060. 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung*. Wiesbaden, 2015
- [279] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA). *Gebäudestudie. Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor*. Berlin, Oktober 2017
- [280] STATISTA GMBH. *Wirtschaftswachstum in Deutschland anhand der Veränderung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) gegenüber dem Vorjahr in den Jahren 1992 bis 2017* [online] [Zugriff am: 5. August 2018]. Verfügbar unter: URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2112/umfrage/veraenderung-des-bruttoinlandprodukts-im-vergleich-zum-vorjahr/>
- [281] SCHLESINGER, M., P. HOFER, A. KEMMLER, A. KIRCHNER, S. KOZIEL, A. LEY und A. PIÉGSA. *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin*. Basel/Köln/Osnabrück, Juni 2014
- [282] GERHARDT, N., F. SANDAU, A. SCHOLZ, H. HAHN, P. SCHUMACHER, C. SAGER, F. BERGK, C. KÄMPER und W. KNÖRR. *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung*, September 2015
- [283] AGORA ENERGIEWENDE. *Agorameter* [online]. Version 6.3, 06/06/2017, 6. Juni 2017 [Zugriff am: 10. Oktober 2016]. Verfügbar unter: URL: <https://www.agora-energiewende.de/Agorameter/>

- [284] AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN. *Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland*, Juli 2013
- [285] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. *Jahresvolllaststunden 2010 bis 2016. Gesamte Elektrizitätswirtschaft (Stand 27.03.2017)*
- [286] MAGDOWSKI, A. und M. KALTSCHMITT. Prognose der Day-Ahead Wind- und Photovoltaikstromerzeugung – Einflussgrößen und Zuverlässigkeit [online]. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 2017, 41(1), S. 57-71. ISSN 0343-5377. Verfügbar unter: doi:10.1007/s12398-016-0190-7
- [287] KONINKLIJK NEDERLANDS METEOROLOGISCH INSTITUUT. *KNMI Climate Explorer* [online] [Zugriff am: 26. Oktober 2017]. Verfügbar unter: URL: <https://climexp.knmi.nl/start.cgi?id=someone@somewhere>
- [288] FÜNFELD, C. und C. FIEBIG. *Bestimmung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. LPuVe-Abschlussbericht*. Frankfurt am Main: VWEW-Energieverlag, 2003
- [289] BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG. *Datenbasis zum Gebäudebestand. BBSR-Analysen*, September 2016
- [290] N. N. *Zeitgleiche Lastverschiebung im Praxistest*. ZfK Zeitung für kommunal Wirtschaft [online], 23. Februar 2015
- [291] AGORA ENERGIEWENDE. *Negative Strompreise werden häufiger* [online] [Zugriff am: 4. Mai 2016]. Verfügbar unter: URL: <https://www.agora-energiawende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/negative-strompreise-werden-haeufiger/>

Verzeichnis promotionsbezogener, eigener Publikationen

- [P1] PRAß, J., J. WEBER, S. STAUB, J. BÜRNER, R. BÖHM, T. BRAUN, M. HEIN, M. MICHL und J. FRANKE. Novel Approaches for the Efficient Generation, Storage, and Usage of Energy in the Smart Home and the Smart Grid Linkup. In: H. SONG, S.S. BREGNI, R. SRINIVASAN, T. SOOKOOR und S. JESCHKE, Hg. *Smart Cities. Foundations and Principles*. Somerset: John Wiley & Sons Incorporated, 2017. ISBN 978-1-119-22639-0
- [P2] BÖHM, R., J. BÜRNER und J. FRANKE. Smart Factory Meets Smart Grid: Cyber-Physical Compressed Air Systems Enable Demand Side Management in Industrial Environments [online]. *Applied Mechanics and Materials*, 2015, 805, S. 25-31. Verfügbar unter: doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.805.25
- [P3] BÖHM, R., J. PRAß, J. BÜRNER und J. FRANKE. Neue Ansätze für Energiemanagement und Energieeffizienz in der Produktion. *Umwelt-Technologie und Energie in Bayern*, 2018, S. 40-42
- [P4] HEIN, M., R. STÖBER, G. FISCHERAUER, J. BÜRNER, J. FRANKE, M. FELLER und J. MAUL. Smart Heating System for Old Buildings - An Approach to the Decentralized Use of Renewable Energies [online]. *AEF (Advanced Engineering Forum)*, 19, S. 20-26. Verfügbar unter: doi:10.4028/www.scientific.net/AEF.19.20
- [P5] HEIN, M., R. STÖBER, G. FISCHERAUER, J. BAUER, J. BÜRNER, A. KETTSCHAU, J. FRANKE und M. FELLER. Heizsystem zur Schaffung eines angenehmen und belastungsarmen Raumklimas in Altbauten. In: *Zukunft Lebensräume. Gesundheit, Selbstständigkeit und Komfort im demografischen Wandel; Konzepte und Technologien für die Wohnungs-, Immobilien-, Gesundheits- und Pflegewirtschaft*. Berlin: VDE Verlag, 2016, S. 102-108. ISBN 978-3-8007-4212-7
- [P6] BÜRNER, J., J. PRAß und J. FRANKE. Identification of demand side management potentials within the sector of domestic living. *Environment and Energy in Bavaria*, 2018, S. 25-26

- [P7] BRAUN, T., J. BÜRNER, M. MICHL, L. SCHALLER, R. BÖHM und J. FRANKE. Innovative flexible heating system by the use of additive plasma coating technology. Heating where heat is needed by additive metallization of furniture and walls. In: IEEE, Hg. *Proceedings of the 4th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*: IEEE, 2016, S. 278-283
- [P8] BRAUN, T. und J. BÜRNER. Plasma-assisted additive apply of electric conductive structures for heating applications in the home environment. In: J. FRANKE, S. KREITLEIN und A. HÖFT, Hg. *Tagungsband zum 2. Green Factory Bavaria Kolloquium 2015. Energieeffiziente Produktion*, 2015, S. 459-466. ISBN 978-3-00-050523-2
- [P9] BÜRNER, J. und J. FRANKE. Elektrische Speicherheizung als Instrument zur elektrischen Lastverschiebung. *HLH*, 2016, 67(01), S. 32-34
- [P10] DITTER, A., D. FEY, J. BÜRNER und J. FRANKE. SmartEco: An Integrated Solution from Load Balancing between the Grid and Consumers to Local Energy Efficiency. In: IEEE, Hg. *8th International Conference on Utility and Cloud Computing (UCC)*, 2015, S. 477-481
- [P11] HEIN, M., R. STÖBER, M. MEILER, D. SCHALLER, R. ZEHLE, G. FISCHERAUER, J. BAUER, J. BÜRNER, J. FRANKE, T. BECHER, M. FELLER und J. MAUL. Sensor solutions for an energy-efficient and user-centered heating system [online]. *Journal of Sensors and Sensor Systems*, 2017, 6(1), S. 27-35. Verfügbar unter: doi:10.5194/jsss-6-27-2017
- [P12] BÜRNER, J., T. BRAUN und J. FRANKE. Development of an intelligent networking of storage heaters as decentralized energy storage for the power supplier. In: J. FRANKE, S. KREITLEIN und A. HÖFT, Hg. *Tagungsband zum 2. Green Factory Bavaria Kolloquium 2015. Energieeffiziente Produktion*, 2015, S. 450-458. ISBN 978-3-00-050523-2
- [P13] BÜRNER, J., A. SKIBBE, M. OTTO, A. STECK, J. IRLBACHER, T. HACKENSELLNER, E. BECKSTEIN, H. BAREUTHER, C. THOMAS, M. KRASSER, G. KLEINEIDAM, M. HAUSMANN, G. KLEINEIDAM und J. FRANKE. *Schlussbericht zum Projekt "Entwicklung einer intelligenten Vernetzung und Steuerung von bestehenden Wärmespeichern als dezentrale Energiespeicher für das EVU"*. SmartEco. Nürnberg, September 2016

- [P14] BÜRNER, J., T. BRAUN, M. GAUS, M. MICHL und J. FRANKE. Potential Analysis of the Use of Electric Storage Heaters for Demand Side Management Applications. In: IEEE, Hg. *Proceedings of the 4th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*: IEEE, 2016, S. 284-291
- [P15] BÜRNER, J., G. KLEINEIDAM, T. BRAUN, A. SKIBBE und J. FRANKE. SmartEco - An Approach Using Electric Storage Heaters for Demand Side Management. *AEF (Advanced Engineering Forum)*, 2016, 19, S. 27-34
- [P16] EBELL, N., A. BOTT, T. BECK, J. BÜRNER, J. PRAß und J. FRANKE. Model of a Power-to-Gas System with Fuel Cell in a Mixed Integer Linear Program for the Energy Supply of Residential and Commercial Buildings [online]. *Applied Mechanics and Materials*, 2017, 871, S. 11-19. Verfügbar unter: doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.871.11

Verzeichnis promotionsbezogener studentischer Arbeiten*

- [S1] SIEGERT, T., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Analyse der Auswirkungen erneuerbarer Energien auf das Versorgungsnetz sowie die Notwendigkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen*. Bachelorarbeit. Erlangen, 2016
- [S2] KÜLEKCI, H., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Potentialanalyse von Lastverschiebungen in Privathaushalten durch Demand Side Management*. Masterarbeit. Erlangen, 2016
- [S3] SCHUFF, N.P., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Evaluierung des Ausgleichspotentials elektrischer Speicherheizungen in Versorgungsnetzen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien*. Projektarbeit. Erlangen, 2016
- [S4] ECKSTEIN, M., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Entwicklung eines durchgängigen IuK-Konzepts zur Nutzung bestehender Wärmespeicher als dezentrale Energiespeicher für das EVU*. Masterarbeit. Erlangen, 2017
- [S5] STEGNER, J., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Benchmarking verschiedener Kommunikationsstandards zwischen der Leitstelle des Energieversorgers und dem Energiemanagementsystem der Haushalte*. Bachelorarbeit. Erlangen, 2016
- [S6] ZUREK, A., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Simulation des Betriebsverhaltens elektrischer Speicherheizung unter Nutzung regenerativer Energien*. Masterarbeit. Erlangen, 2017
- [S7] RUDOLPH, J., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Modernes Energiemanagement - Simulation dezentraler Versorgungsszenarien*. Masterarbeit. Erlangen, 2016
- [S8] HARTLIEB, T., J. BÜRNER und J. FRANKE. *Entwicklung neuartiger Lademodelle zur Beladung elektrischer Wärmespeicher unter Nutzung regenerativer Energien*. Bachelorarbeit. Erlangen, 2017

* Der Autor an zweiter (und ggf. dritter) Stelle bezeichnet den Betreuer der studentischen Arbeit und an letztgenannter Stelle den Lehrstuhlinhaber

Reihenübersicht

Koordination der Reihe (Stand 2019):

Geschäftsstelle Maschinenbau, Dr.-Ing. Oliver Kreis, www.mb.fau.de/diss/

Im Rahmen der Reihe sind bisher die nachfolgenden Bände erschienen.

Band 1 – 52

Fertigungstechnik – Erlangen

ISSN 1431-6226

Carl Hanser Verlag, München

Band 53 – 307

Fertigungstechnik – Erlangen

ISSN 1431-6226

Meisenbach Verlag, Bamberg

ab Band 308

FAU Studien aus dem Maschinenbau

ISSN 2625-9974

FAU University Press, Erlangen

Die Zugehörigkeit zu den jeweiligen Lehrstühlen ist wie folgt gekennzeichnet:

Lehrstühle:

FAPS	Lehrstuhl für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik
KTmflk	Lehrstuhl für Konstruktionstechnik
LFT	Lehrstuhl für Fertigungstechnologie
LPT	Lehrstuhl für Photonische Technologien

Band 1: Andreas Hemberger
Innovationspotentiale in der
rechnerintegrierten Produktion durch
wissensbasierte Systeme
FAPS, 208 Seiten, 107 Bilder. 1988.
ISBN 3-446-15234-2.

Band 2: Detlef Classe
Beitrag zur Steigerung der Flexibilität
automatisierter Montagesysteme
durch Sensorintegration und erweiterte
Steuerungskonzepte
FAPS, 194 Seiten, 70 Bilder. 1988.
ISBN 3-446-15529-5.

Band 3: Friedrich-Wilhelm Nolting
Projektierung von Montagesystemen
FAPS, 201 Seiten, 107 Bilder, 1 Tab. 1989.
ISBN 3-446-15541-4.

Band 4: Karsten Schlüter
Nutzungsgradsteigerung von
Montagesystemen durch den Einsatz
der Simulationstechnik
FAPS, 177 Seiten, 97 Bilder. 1989.
ISBN 3-446-15542-2.

Band 5: Shir-Kuan Lin
Aufbau von Modellen zur Lageregelung
von Industrierobotern
FAPS, 168 Seiten, 46 Bilder. 1989.
ISBN 3-446-15546-5.

Band 6: Rudolf Nuss
Untersuchungen zur Bearbeitungsquali-
tät im Fertigungssystem Laserstrahl-
schneiden
LFT, 206 Seiten, 115 Bilder, 6 Tab. 1989.
ISBN 3-446-15783-2.

Band 7: Wolfgang Scholz
Modell zur datenbankgestützten Planung
automatisierter Montageanlagen
FAPS, 194 Seiten, 89 Bilder. 1989.
ISBN 3-446-15825-1.

Band 8: Hans-Jürgen Wißmeier
Beitrag zur Beurteilung des Bruchverhal-
tens von Hartmetall-Fließpreßmatrizen
LFT, 179 Seiten, 99 Bilder, 9 Tab. 1989.
ISBN 3-446-15921-5.

Band 9: Rainer Eisele
Konzeption und Wirtschaftlichkeit von
Planungssystemen in der Produktion
FAPS, 183 Seiten, 86 Bilder. 1990.
ISBN 3-446-16107-4.

Band 10: Rolf Pfeiffer
Technologisch orientierte
Montageplanung am Beispiel der
Schraubtechnik
FAPS, 216 Seiten, 102 Bilder, 16 Tab. 1990.
ISBN 3-446-16161-9.

Band 11: Herbert Fischer
Verteilte Planungssysteme zur
Flexibilitätssteigerung der
rechnerintegrierten Teilefertigung
FAPS, 201 Seiten, 82 Bilder. 1990.
ISBN 3-446-16105-8.

Band 12: Gerhard Kleineidam
CAD/CAP: Rechnergestützte Montage-
feinplanung
FAPS, 203 Seiten, 107 Bilder. 1990.
ISBN 3-446-16112-0.

Band 13: Frank Vollertsen
Pulvermetallurgische Verarbeitung eines
übereutektoiden verschleißfesten Stahls
LFT, XIII u. 217 Seiten, 67 Bilder, 34 Tab.
1990. ISBN 3-446-16133-3.

Band 14: Stephan Biermann
Untersuchungen zur Anlagen- und
Prozeßdiagnostik für das Schneiden
mit CO₂-Hochleistungslasern
LFT, VIII u. 170 Seiten, 93 Bilder, 4 Tab.
1991. ISBN 3-446-16269-0.

Band 15: Uwe Geißler
Material- und Datenfluß in einer flexiblen
Blechbearbeitungszelle
LFT, 124 Seiten, 41 Bilder, 7 Tab. 1991.
ISBN 3-446-16358-1.

Band 16: Frank Oswald Hake
Entwicklung eines rechnergestützten
Diagnosesystems für automatisierte
Montagezellen
FAPS, XIV u. 166 Seiten, 77 Bilder. 1991.
ISBN 3-446-16428-6.

Band 17: Herbert Reichel
Optimierung der Werkzeugbereitstellung
durch rechnergestützte
Arbeitsfolgenbestimmung
FAPS, 198 Seiten, 73 Bilder, 2 Tab. 1991.
ISBN 3-446-16453-7.

Band 18: Josef Scheller
Modellierung und Einsatz von
Softwaresystemen für rechnergeführte
Montagezellen
FAPS, 198 Seiten, 65 Bilder. 1991.
ISBN 3-446-16454-5.

Band 19: Arnold vom Ende
Untersuchungen zum Biegeumforme mit
elastischer Matrizze
LFT, 166 Seiten, 55 Bilder, 13 Tab. 1991.
ISBN 3-446-16493-6.

Band 20: Joachim Schmid
Beitrag zum automatisierten Bearbeiten
von Keramikguß mit Industrierobotern
FAPS, XIV u. 176 Seiten, 111 Bilder, 6 Tab.
1991. ISBN 3-446-16560-6.

Band 21: Egon Sommer
Multiprozessorsteuerung für
kooperierende Industrieroboter in
Montagezellen
FAPS, 188 Seiten, 102 Bilder. 1991.
ISBN 3-446-17062-6.

Band 22: Georg Geyer
Entwicklung problemspezifischer
Verfahrensketten in der Montage
FAPS, 192 Seiten, 112 Bilder. 1991.
ISBN 3-446-16552-5.

Band 23: Rainer Flohr
Beitrag zur optimalen
Verbindungstechnik in der
Oberflächenmontage (SMT)
FAPS, 186 Seiten, 79 Bilder. 1991.
ISBN 3-446-16568-1.

Band 24: Alfons Rief
Untersuchungen zur Verfahrensfolge
Laserstrahlschneiden und -schweißen
in der Rohkarosseriefertigung
LFT, VI u. 145 Seiten, 58 Bilder, 5 Tab.
1991. ISBN 3-446-16593-2.

Band 25: Christoph Thim
Rechnerunterstützte Optimierung
von Materialflußstrukturen in der
Elektronikmontage durch Simulation
FAPS, 188 Seiten, 74 Bilder. 1992.
ISBN 3-446-17118-5.

Band 26: Roland Müller
CO₂-Laserstrahlschneiden von
kurzglasverstärkten Verbundwerkstoffen
LFT, 141 Seiten, 107 Bilder, 4 Tab. 1992.
ISBN 3-446-17104-5.

Band 27: Günther Schäfer
Integrierte Informationsverarbeitung
bei der Montageplanung
FAPS, 195 Seiten, 76 Bilder. 1992.
ISBN 3-446-17117-7.

Band 28: Martin Hoffmann
Entwicklung einer
CAD/CAM-Prozesskette für die
Herstellung von Blechbiegeteilen
LFT, 149 Seiten, 89 Bilder. 1992.
ISBN 3-446-17154-1.

Band 29: Peter Hoffmann
Verfahrensfolge Laserstrahlschneiden
und -schweißen: Prozeßführung und
Systemtechnik in der 3D-Laserstrahlbear-
beitung von Blechformteilen
LFT, 186 Seiten, 92 Bilder, 10 Tab. 1992.
ISBN 3-446-17153-3.

Band 30: Olaf Schrödel
Flexible Werkstattsteuerung mit
objektorientierten Softwarestrukturen
FAPS, 180 Seiten, 84 Bilder. 1992.
ISBN 3-446-17242-4.

Band 31: Hubert Reinisch
Planungs- und Steuerungswerkzeuge
zur impliziten Geräteprogrammierung
in Roboterzellen
FAPS, XI u. 212 Seiten, 112 Bilder. 1992.
ISBN 3-446-17380-3.

Band 32: Brigitte Bärnreuther
Ein Beitrag zur Bewertung des Kommuni-
kationsverhaltens von Automatisierungs-
geräten in flexiblen Produktionszellen
FAPS, XI u. 179 Seiten, 71 Bilder. 1992.
ISBN 3-446-17451-6.

Band 33: Joachim Hutfless
Laserstrahlregelung und Optikdiagnostik
in der Strahlführung einer
CO₂-Hochleistungslaseranlage
LFT, 175 Seiten, 70 Bilder, 17 Tab. 1993.
ISBN 3-446-17532-6.

Band 34: Uwe Günzel
Entwicklung und Einsatz eines Simula-
tionsverfahrens für operative und
strategische Probleme der
Produktionsplanung und -steuerung
FAPS, XIV u. 170 Seiten, 66 Bilder, 5 Tab.
1993. ISBN 3-446-17604-7.

Band 35: Bertram Ehmann
Operatives Fertigungscontrolling durch
Optimierung auftragsbezogener Bearbei-
tungsabläufe in der Elektronikfertigung
FAPS, XV u. 167 Seiten, 114 Bilder. 1993.
ISBN 3-446-17658-6.

Band 36: Harald Kolléra
Entwicklung eines benutzerorientierten
Werkstattprogrammiersystems für das
Laserstrahlschneiden
LFT, 129 Seiten, 66 Bilder, 1 Tab. 1993.
ISBN 3-446-17719-1.

Band 37: Stephanie Abels
Modellierung und Optimierung von
Montageanlagen in einem integrierten
Simulationssystem
FAPS, 188 Seiten, 88 Bilder. 1993.
ISBN 3-446-17731-0.

Band 38: Robert Schmidt-Hebbel
Laserstrahlbohren durchflußbestimmen-
der Durchgangslöcher
LFT, 145 Seiten, 63 Bilder, 11 Tab. 1993.
ISBN 3-446-17778-7.

Band 39: Norbert Lutz
Oberflächenfeinbearbeitung
keramischer Werkstoffe mit
XeCl-Excimerlaserstrahlung
LFT, 187 Seiten, 98 Bilder, 29 Tab. 1994.
ISBN 3-446-17970-4.

Band 40: Konrad Grampp
Rechnerunterstützung bei Test und
Schulung an Steuerungssoftware von
SMD-Bestücklinien
FAPS, 178 Seiten, 88 Bilder. 1995.
ISBN 3-446-18173-3.

Band 41: Martin Koch
Wissensbasierte Unterstützung der
Angebotsbearbeitung in der
Investitionsgüterindustrie
FAPS, 169 Seiten, 68 Bilder. 1995.
ISBN 3-446-18174-1.

Band 42: Armin Gropp
Anlagen- und Prozeßdiagnostik beim
Schneiden mit einem gepulsten
Nd:YAG-Laser
LFT, 160 Seiten, 88 Bilder, 7 Tab. 1995.
ISBN 3-446-18241-1.

Band 43: Werner Heckel
Optische 3D-Konturerfassung und
on-line Biegewinkelmessung mit
dem Lichtschnittverfahren
LFT, 149 Seiten, 43 Bilder, 11 Tab. 1995.
ISBN 3-446-18243-8.

Band 44: Armin Rothhaupt
Modulares Planungssystem zur
Optimierung der Elektronikfertigung
FAPS, 180 Seiten, 101 Bilder. 1995.
ISBN 3-446-18307-8.

Band 45: Bernd Zöllner
Adaptive Diagnose in der
Elektronikproduktion
FAPS, 195 Seiten, 74 Bilder, 3 Tab. 1995.
ISBN 3-446-18308-6.

Band 46: Bodo Vormann
Beitrag zur automatisierten
Handhabungsplanung komplexer
Blechbiegeteile
LFT, 126 Seiten, 89 Bilder, 3 Tab. 1995.
ISBN 3-446-18345-0.

Band 47: Peter Schnepf
Zielkostenorientierte Montageplanung
FAPS, 144 Seiten, 75 Bilder. 1995.
ISBN 3-446-18397-3.

Band 48: Rainer Klotzbücher
Konzept zur rechnerintegrierten
Materialversorgung in flexiblen
Fertigungssystemen
FAPS, 156 Seiten, 62 Bilder. 1995.
ISBN 3-446-18412-0.

Band 49: Wolfgang Greska
Wissensbasierte Analyse und
Klassifizierung von Blechteilen
LFT, 144 Seiten, 96 Bilder. 1995.
ISBN 3-446-18462-7.

Band 50: Jörg Franke
Integrierte Entwicklung neuer
Produkt- und Produktionstechnologien
für räumliche spritzgegossene
Schaltungsträger (3-D MID)
FAPS, 196 Seiten, 86 Bilder, 4 Tab. 1995.
ISBN 3-446-18448-1.

Band 51: Franz-Josef Zeller
Sensorplanung und schnelle
Sensorregelung für Industrieroboter
FAPS, 190 Seiten, 102 Bilder, 9 Tab. 1995.
ISBN 3-446-18601-8.

Band 52: Michael Solvie
Zeitbehandlung und
Multimedia-Unterstützung in
Feldkommunikationssystemen
FAPS, 200 Seiten, 87 Bilder, 35 Tab. 1996.
ISBN 3-446-18607-7.

Band 53: Robert Hopperdietzel
Reengineering in der Elektro- und
Elektronikindustrie
FAPS, 180 Seiten, 109 Bilder, 1 Tab. 1996.
ISBN 3-87525-070-2.

Band 54: Thomas Rebhahn
Beitrag zur Mikromaterialbearbeitung
mit Excimerlasern - Systemkomponenten
und Verfahrensoptimierungen
LFT, 148 Seiten, 61 Bilder, 10 Tab. 1996.
ISBN 3-87525-075-3.

Band 55: Henning Hanebuth
Laserstrahlhartlöten mit
Zweistrahlschweißtechnik
LFT, 157 Seiten, 58 Bilder, 11 Tab. 1996.
ISBN 3-87525-074-5.

Band 56: Uwe Schönherr
Steuerung und Sensordatenintegration
für flexible Fertigungszellen mit
kooperierenden Robotern
FAPS, 188 Seiten, 116 Bilder, 3 Tab. 1996.
ISBN 3-87525-076-1.

Band 57: Stefan Holzer
Berührungslose Formgebung mit
Laserstrahlung
LFT, 162 Seiten, 69 Bilder, 11 Tab. 1996.
ISBN 3-87525-079-6.

Band 58: Markus Schultz
Fertigungsqualität beim
3D-Laserstrahlschweißen von
Blechformteilen
LFT, 165 Seiten, 88 Bilder, 9 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-080-X.

Band 59: Thomas Krebs
Integration elektromechanischer
CA-Anwendungen über einem
STEP-Produktmodell
FAPS, 198 Seiten, 58 Bilder, 8 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-081-8.

Band 60: Jürgen Sturm
Prozeßintegrierte Qualitätssicherung
in der Elektronikproduktion
FAPS, 167 Seiten, 112 Bilder, 5 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-082-6.

Band 61: Andreas Brand
Prozesse und Systeme zur Bestückung
räumlicher elektronischer Baugruppen
(3D-MID)
FAPS, 182 Seiten, 100 Bilder. 1997.
ISBN 3-87525-087-7.

Band 62: Michael Kauf
Regelung der Laserstrahlleistung und
der Fokusparameter einer
CO₂-Hochleistungslaseranlage
LFT, 140 Seiten, 70 Bilder, 5 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-083-4.

Band 63: Peter Steinwasser
Modulares Informationsmanagement
in der integrierten Produkt- und
Prozeßplanung
FAPS, 190 Seiten, 87 Bilder. 1997.
ISBN 3-87525-084-2.

Band 64: Georg Liedl
Integriertes Automatisierungskonzept
für den flexiblen Materialfluß in der
Elektronikproduktion
FAPS, 196 Seiten, 96 Bilder, 3 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-086-9.

Band 65: Andreas Otto
Transiente Prozesse beim
Laserstrahlschweißen
LFT, 132 Seiten, 62 Bilder, 1 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-089-3.

Band 66: Wolfgang Blöchl
Erweiterte Informationsbereitstellung
an offenen CNC-Steuerungen zur
Prozeß- und Programmoptimierung
FAPS, 168 Seiten, 96 Bilder. 1997.
ISBN 3-87525-091-5.

Band 67: Klaus-Uwe Wolf
Verbesserte Prozeßführung und
Prozeßplanung zur Leistungs- und
Qualitätssteigerung beim
Spulenwickeln
FAPS, 186 Seiten, 125 Bilder. 1997.
ISBN 3-87525-092-3.

Band 68: Frank Backes
Technologieorientierte Bahnplanung
für die 3D-Laserstrahlbearbeitung
LFT, 138 Seiten, 71 Bilder, 2 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-093-1.

Band 69: Jürgen Kraus
Laserstrahlumformen von Profilen
LFT, 137 Seiten, 72 Bilder, 8 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-094-X.

Band 70: Norbert Neubauer
Adaptive Strahlführungen für
CO₂-Laseranlagen
LFT, 120 Seiten, 50 Bilder, 3 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-095-8.

Band 71: Michael Steber
Prozeßoptimierter Betrieb flexibler
Schraubstationen in der
automatisierten Montage
FAPS, 168 Seiten, 78 Bilder, 3 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-096-6.

Band 72: Markus Pfestorf
Funktionale 3D-Oberflächenkenngrößen
in der Umformtechnik
LFT, 162 Seiten, 84 Bilder, 15 Tab. 1997.
ISBN 3-87525-097-4.

Band 73: Volker Franke
Integrierte Planung und Konstruktion
von Werkzeugen für die Biegebearbeitung
LFT, 143 Seiten, 81 Bilder. 1998.
ISBN 3-87525-098-2.

Band 74: Herbert Scheller
Automatisierte Demontagesysteme
und recyclinggerechte Produktgestaltung
elektronischer Baugruppen
FAPS, 184 Seiten, 104 Bilder, 17 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-099-0.

Band 75: Arthur Meßner
Kaltmassivumformung metallischer
Kleinstteile - Werkstoffverhalten,
Wirkflächenreibung, Prozeßauslegung
LFT, 164 Seiten, 92 Bilder, 14 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-100-8.

Band 76: Mathias Glasmacher
Prozeß- und Systemtechnik zum
Laserstrahl-Mikroschweißen
LFT, 184 Seiten, 104 Bilder, 12 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-101-6.

Band 77: Michael Schwind
Zerstörungsfreie Ermittlung mechanischer
Eigenschaften von Feinblechen mit
dem Wirbelstromverfahren
LFT, 124 Seiten, 68 Bilder, 8 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-102-4.

Band 78: Manfred Gerhard
Qualitätssteigerung in der
Elektronikproduktion durch
Optimierung der Prozeßführung
beim Löten komplexer Baugruppen
FAPS, 179 Seiten, 113 Bilder, 7 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-103-2.

Band 79: Elke Rauh
Methodische Einbindung der Simulation
in die betrieblichen Planungs- und
Entscheidungsabläufe
FAPS, 192 Seiten, 114 Bilder, 4 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-104-0.

Band 80: Sorin Niederkorn
Meßeinrichtung zur Untersuchung
der Wirkflächenreibung bei umformtech-
nischen Prozessen
LFT, 99 Seiten, 46 Bilder, 6 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-105-9.

Band 81: Stefan Schubert
Regelung der Fokusslage beim Schweißen
mit CO₂-Hochleistungslasern unter
Einsatz von adaptiven Optiken
LFT, 140 Seiten, 64 Bilder, 3 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-106-7.

Band 82: Armando Walter Colombo
Development and Implementation of
Hierarchical Control Structures of
Flexible Production Systems Using High
Level Petri Nets
FAPS, 216 Seiten, 86 Bilder. 1998.
ISBN 3-87525-109-1.

Band 83: Otto Meedt
Effizienzsteigerung bei Demontage
und Recycling durch flexible
Demontagetechnologien und optimierte
Produktgestaltung
FAPS, 186 Seiten, 103 Bilder. 1998.
ISBN 3-87525-108-3.

Band 84: Knuth Götz
Modelle und effiziente Modellbildung
zur Qualitätssicherung in der
Elektronikproduktion
FAPS, 212 Seiten, 129 Bilder, 24 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-112-1.

Band 85: Ralf Luchs
Einsatzmöglichkeiten leitender Klebstoffe zur zuverlässigen Kontaktierung elektronischer Bauelemente in der SMT FAPS, 176 Seiten, 126 Bilder, 30 Tab. 1998.
ISBN 3-87525-113-7.

Band 86: Frank Pöhlau
Entscheidungsgrundlagen zur Einführung räumlicher spritzgegossener Schaltungsträger (3-D MID) FAPS, 144 Seiten, 99 Bilder. 1999.
ISBN 3-87525-114-8.

Band 87: Roland T. A. Kals
Fundamentals on the miniaturization of sheet metal working processes LFT, 128 Seiten, 58 Bilder, 11 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-115-6.

Band 88: Gerhard Luhn
Implizites Wissen und technisches Handeln am Beispiel der Elektronikproduktion FAPS, 252 Seiten, 61 Bilder, 1 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-116-4.

Band 89: Axel Sprenger
Adaptives Streckbiegen von Aluminium-Strangpreßprofilen LFT, 114 Seiten, 63 Bilder, 4 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-117-2.

Band 90: Hans-Jörg Pucher
Untersuchungen zur Prozeßfolge Umformen, Bestücken und Laserstrahllöten von Mikrokontakten LFT, 158 Seiten, 69 Bilder, 9 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-119-9.

Band 91: Horst Arnet
Profilbiegen mit kinematischer Gestalterzeugung LFT, 128 Seiten, 67 Bilder, 7 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-120-2.

Band 92: Doris Schubart
Prozeßmodellierung und Technologieentwicklung beim Abtragen mit CO₂-Laserstrahlung LFT, 133 Seiten, 57 Bilder, 13 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-122-9.

Band 93: Adrianus L. P. Coremans
Laserstrahlsintern von Metallpulver - Prozeßmodellierung, Systemtechnik, Eigenschaften laserstrahlgesinterter Metallkörper LFT, 184 Seiten, 108 Bilder, 12 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-124-5.

Band 94: Hans-Martin Biehler
Optimierungskonzepte für Qualitätsdatenverarbeitung und Informationsbereitstellung in der Elektronikfertigung FAPS, 194 Seiten, 105 Bilder. 1999.
ISBN 3-87525-126-1.

Band 95: Wolfgang Becker
Oberflächen Ausbildung und tribologische Eigenschaften excimerlaserstrahlbearbeiteter Hochleistungskeramiken LFT, 175 Seiten, 71 Bilder, 3 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-127-X.

Band 96: Philipp Hein
Innenhochdruck-Umformen von Blechpaaren: Modellierung, Prozeßauslegung und Prozeßführung LFT, 129 Seiten, 57 Bilder, 7 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-128-8.

Band 97: Gunter Beitinger
Herstellungs- und Prüfverfahren für
thermoplastische Schaltungsträger
FAPS, 169 Seiten, 92 Bilder, 20 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-129-6.

Band 98: Jürgen Knoblach
Beitrag zur rechnerunterstützten
verursachungsgerechten
Angebotskalkulation von Blechteilen
mit Hilfe wissensbasierter Methoden
LFT, 155 Seiten, 53 Bilder, 26 Tab. 1999.
ISBN 3-87525-130-X.

Band 99: Frank Breitenbach
Bildverarbeitungssystem zur Erfassung
der Anschlußgeometrie elektronischer
SMT-Bauelemente
LFT, 147 Seiten, 92 Bilder, 12 Tab. 2000.
ISBN 3-87525-131-8.

Band 100: Bernd Falk
Simulationsbasierte
Lebensdauervorhersage für Werkzeuge
der Kaltmassivumformung
LFT, 134 Seiten, 44 Bilder, 15 Tab. 2000.
ISBN 3-87525-136-9.

Band 101: Wolfgang Schlögl
Integriertes Simulationsdaten-Management für Maschinenentwicklung und
Anlagenplanung
FAPS, 169 Seiten, 101 Bilder, 20 Tab. 2000.
ISBN 3-87525-137-7.

Band 102: Christian Hinsel
Ermüdungsbruchversagen
hartstoffbeschichteter Werkzeugstähle
in der Kaltmassivumformung
LFT, 130 Seiten, 80 Bilder, 14 Tab. 2000.
ISBN 3-87525-138-5.

Band 103: Stefan Bobbert
Simulationsgestützte Prozessauslegung
für das Innenhochdruck-Umformen
von Blechpaaren
LFT, 123 Seiten, 77 Bilder. 2000.
ISBN 3-87525-145-8.

Band 104: Harald Rottbauer
Modulares Planungswerkzeug zum
Produktionsmanagement in der
Elektronikproduktion
FAPS, 166 Seiten, 106 Bilder. 2001.
ISBN 3-87525-139-3.
Band 111: Jürgen Göhringer
Integrierte Telediagnose via Internet
zum effizienten Service von
Produktionssystemen
FAPS, 178 Seiten, 98 Bilder, 5 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-147-4.

Band 105: Thomas Hennige
Flexible Formgebung von Blechen
durch Laserstrahlumformen
LFT, 119 Seiten, 50 Bilder. 2001.
ISBN 3-87525-140-7.

Band 106: Thomas Menzel
Wissensbasierte Methoden für die
rechnergestützte Charakterisierung
und Bewertung innovativer
Fertigungsprozesse
LFT, 152 Seiten, 71 Bilder. 2001.
ISBN 3-87525-142-3.

Band 107: Thomas Stöckel
Kommunikationstechnische Integration
der Prozeßebene in Produktionssysteme
durch Middleware-Frameworks
FAPS, 147 Seiten, 65 Bilder, 5 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-143-1.

Band 108: Frank Pitter
Verfügbarkeitssteigerung von
Werkzeugmaschinen durch Einsatz
mechatronischer Sensorlösungen
FAPS, 158 Seiten, 131 Bilder, 8 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-144-X.

Band 109: Markus Korneli
Integration lokaler CAP-Systeme in
einen globalen Fertigungsdatenverbund
FAPS, 121 Seiten, 53 Bilder, 11 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-146-6.

Band 110: Burkhard Müller
Laserstrahljustieren mit Excimer-Lasern -
Prozeßparameter und Modelle zur
Aktorkonstruktion
LFT, 128 Seiten, 36 Bilder, 9 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-159-8.

Band 111: Jürgen Göhringer
Integrierte Telediagnose via Internet
zum effizienten Service von
Produktionssystemen
FAPS, 178 Seiten, 98 Bilder, 5 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-147-4.

Band 112: Robert Feuerstein
Qualitäts- und kosteneffiziente Integra-
tion neuer Bauelementetechnologien in
die Flachbaugruppenfertigung
FAPS, 161 Seiten, 99 Bilder, 10 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-151-2.

Band 113: Marcus Reichenberger
Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten
alternativer Elektroniklote in der
Oberflächenmontage (SMT)
FAPS, 165 Seiten, 97 Bilder, 18 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-152-0.

Band 114: Alexander Huber
Justieren vormontierter Systeme mit dem
Nd:YAG-Laser unter Einsatz von Aktoren
LFT, 122 Seiten, 58 Bilder, 5 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-153-9.

Band 115: Sami Krimi
Analyse und Optimierung von Montage-
systemen in der Elektronikproduktion
FAPS, 155 Seiten, 88 Bilder, 3 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-157-1.

Band 116: Marion Merklein
Laserstrahlumformen von
Aluminiumwerkstoffen - Beeinflussung
der Mikrostruktur und
der mechanischen Eigenschaften
LFT, 122 Seiten, 65 Bilder, 15 Tab. 2001.
ISBN 3-87525-156-3.

Band 117: Thomas Collisi
Ein informationslogistisches
Architekturkonzept zur Akquisition
simulationsrelevanter Daten
FAPS, 181 Seiten, 105 Bilder, 7 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-164-4.

Band 118: Markus Koch
Rationalisierung und ergonomische
Optimierung im Innenausbau durch
den Einsatz moderner
Automatisierungstechnik
FAPS, 176 Seiten, 98 Bilder, 9 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-165-2.

Band 119: Michael Schmidt
Prozeßregelung für das Laserstrahl-
Punktschweißen in der Elektronikpro-
duktion
LFT, 152 Seiten, 71 Bilder, 3 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-166-0.

Band 120: Nicolas Tiesler
Grundlegende Untersuchungen zum
Fließpressen metallischer Kleinstteile
LFT, 126 Seiten, 78 Bilder, 12 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-175-X.

Band 121: Lars Pursche
Methoden zur technologieorientierten
Programmierung für
die 3D-Lasermikrobearbeitung
LFT, 111 Seiten, 39 Bilder, 0 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-183-0.

Band 122: Jan-Oliver Brassel
Prozeßkontrolle beim
Laserstrahl-Mikroschweißen
LFT, 148 Seiten, 72 Bilder, 12 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-181-4.

Band 123: Mark Geisel
Prozeßkontrolle und -steuerung beim
Laserstrahlschweißen mit den Methoden
der nichtlinearen Dynamik
LFT, 135 Seiten, 46 Bilder, 2 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-180-6.

Band 124: Gerd Eßer
Laserstrahlunterstützte Erzeugung
metallischer Leiterstrukturen auf
Thermoplastsubstraten für die
MID-Technik
LFT, 148 Seiten, 60 Bilder, 6 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-171-7.

Band 125: Marc Fleckenstein
Qualität laserstrahl-gefügter
Mikroverbindungen elektronischer
Kontakte
LFT, 159 Seiten, 77 Bilder, 7 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-170-9.

Band 126: Stefan Kaufmann
Grundlegende Untersuchungen zum
Nd:YAG- Laserstrahlfügen von Silizium
für Komponenten der Optoelektronik
LFT, 159 Seiten, 100 Bilder, 6 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-172-5.

Band 127: Thomas Fröhlich
Simultanes Löten von Anschlußkontak-
ten elektronischer Bauelemente mit
Diodenlaserstrahlung
LFT, 143 Seiten, 75 Bilder, 6 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-186-5.

Band 128: Achim Hofmann
Erweiterung der Formgebungsgrenzen
beim Umformen von
Aluminiumwerkstoffen durch den Ein-
satz prozessangepasster Platinen
LFT, 113 Seiten, 58 Bilder, 4 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-182-2.

Band 129: Ingo Kriebitzsch
3 - D MID Technologie in der
Automobilelektronik
FAPS, 129 Seiten, 102 Bilder, 10 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-169-5.

Band 130: Thomas Pohl
Fertigungsqualität und Umformbarkeit
laserstrahlgeschweißter Formplatinen
aus Aluminiumlegierungen
LFT, 133 Seiten, 93 Bilder, 12 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-173-3.

Band 131: Matthias Wenk
Entwicklung eines konfigurierbaren
Steuerungssystems für die flexible
Sensorführung von Industrierobotern
FAPS, 167 Seiten, 85 Bilder, 1 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-174-1.

Band 132: Matthias Negendanck
Neue Sensorik und Aktorik für
Bearbeitungsköpfe zum
Laserstrahlschweißen
LFT, 116 Seiten, 60 Bilder, 14 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-184-9.

Band 133: Oliver Kreis
Integrierte Fertigung - Verfahrensin-
tegration durch Innenhochdruck-Umfor-
men, Trennen und Laserstrahlschweißen
in einem Werkzeug sowie ihre tele- und
multimediale Präsentation
LFT, 167 Seiten, 90 Bilder, 43 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-176-8.

Band 134: Stefan Trautner
Technische Umsetzung produktbezoge-
ner Instrumente der Umweltpolitik bei
Elektro- und Elektronikgeräten
FAPS, 179 Seiten, 92 Bilder, 11 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-177-6.

Band 135: Roland Meier
Strategien für einen produktorientierten
Einsatz räumlicher spritzgegossener
Schaltungsträger (3-D MID)
FAPS, 155 Seiten, 88 Bilder, 14 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-178-4.

Band 136: Jürgen Wunderlich
Kostensimulation - Simulationsbasierte
Wirtschaftlichkeitsregelung komplexer
Produktionssysteme
FAPS, 202 Seiten, 119 Bilder, 17 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-179-2.

Band 137: Stefan Novotny
Innenhochdruck-Umformen von Blechen
aus Aluminium- und Magnesiumlegie-
rungen bei erhöhter Temperatur
LFT, 132 Seiten, 82 Bilder, 6 Tab. 2002.
ISBN 3-87525-185-7.

Band 138: Andreas Licha
Flexible Montageautomatisierung zur
Komplettmontage flächenhafter Produkt-
strukturen durch kooperierende
Industrieroboter
FAPS, 158 Seiten, 87 Bilder, 8 Tab. 2003.
ISBN 3-87525-189-X.

Band 139: Michael Eisenbarth
Beitrag zur Optimierung der Aufbau- und
Verbindungstechnik für mechatronische
Baugruppen
FAPS, 207 Seiten, 141 Bilder, 9 Tab. 2003.
ISBN 3-87525-190-3.

Band 140: Frank Christoph
Durchgängige simulationsgestützte
Planung von Fertigungseinrichtungen der
Elektronikproduktion
FAPS, 187 Seiten, 107 Bilder, 9 Tab. 2003.
ISBN 3-87525-191-1.

Band 141: Hinnerk Hagenah
Simulationsbasierte Bestimmung der
zu erwartenden Maßhaltigkeit für das
Blechbiegen
LFT, 131 Seiten, 36 Bilder, 26 Tab. 2003.
ISBN 3-87525-192-X.

Band 142: Ralf Eckstein
Scherschneiden und Biegen metallischer
Kleinstteile - Materialeinfluss und
Materialverhalten
LFT, 148 Seiten, 71 Bilder, 19 Tab. 2003.
ISBN 3-87525-193-8.

Band 143: Frank H. Meyer-Pittroff
Excimerlaserstrahlbiegen dünner
metallischer Folien mit homogener
Lichtlinie
LFT, 138 Seiten, 60 Bilder, 16 Tab. 2003.
ISBN 3-87525-196-2.

Band 144: Andreas Kach
Rechnergestützte Anpassung von
Laserstrahlschneidbahnen
an Bauteilabweichungen
LFT, 139 Seiten, 69 Bilder, 11 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-197-0.

Band 145: Stefan Hierl
System- und Prozesstechnik für das
simultane Löten mit Diodenlaserstrahlung
von elektronischen Bauelementen
LFT, 124 Seiten, 66 Bilder, 4 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-198-9.

Band 146: Thomas Neudecker
Tribologische Eigenschaften keramischer
Blechumformwerkzeuge- Einfluss einer
Oberflächenendbearbeitung mittels
Excimerlaserstrahlung
LFT, 166 Seiten, 75 Bilder, 26 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-200-4.

Band 147: Ulrich Wenger
Prozessoptimierung in der Wickeltechnik
durch innovative maschinenbauliche und
regelungstechnische Ansätze
FAPS, 132 Seiten, 88 Bilder, 0 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-203-9.

Band 148: Stefan Slama
Effizienzsteigerung in der Montage durch
marktorientierte Montagestrukturen und
erweiterte Mitarbeiterkompetenz
FAPS, 188 Seiten, 125 Bilder, 0 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-204-7.

Band 149: Thomas Wurm
Laserstrahljustieren mittels Aktoren-Entwicklung
von Konzepten und Methoden für die rechnerunterstützte Modellierung
und Optimierung von komplexen
Aktorsystemen in der Mikrotechnik
LFT, 122 Seiten, 51 Bilder, 9 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-206-3.

Band 150: Martino Celeghini
Wirkmedienbasierte Blechumformung:
Grundlagenuntersuchungen zum Einfluss
von Werkstoff und Bauteilgeometrie
LFT, 146 Seiten, 77 Bilder, 6 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-207-1.

Band 151: Ralph Hohenstein
Entwurf hochdynamischer Sensor- und
Regelsysteme für die adaptive
Laserbearbeitung
LFT, 282 Seiten, 63 Bilder, 16 Tab. 2004.
ISBN 3-87525-210-1.

Band 152: Angelika Hutterer
Entwicklung prozessüberwachender
Regelkreise für flexible
Formgebungsprozesse
LFT, 149 Seiten, 57 Bilder, 2 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-212-8.

Band 153: Emil Egerer
Massivumformen metallischer Kleinstteile
bei erhöhter Prozesstemperatur
LFT, 158 Seiten, 87 Bilder, 10 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-213-6.

Band 154: Rüdiger Holzmann
Strategien zur nachhaltigen Optimierung
von Qualität und Zuverlässigkeit in
der Fertigung hochintegrierter
Flachbaugruppen
FAPS, 186 Seiten, 99 Bilder, 19 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-217-9.

Band 155: Marco Nock
Biegeumformen mit
Elastomerwerkzeugen Modellierung,
Prozessauslegung und Abgrenzung des
Verfahrens am Beispiel des Rohrbiegens
LFT, 164 Seiten, 85 Bilder, 13 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-218-7.

Band 156: Frank Niebling
Qualifizierung einer Prozesskette zum
Laserstrahlsintern metallischer Bauteile
LFT, 148 Seiten, 89 Bilder, 3 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-219-5.

Band 157: Markus Meiler
Großserientauglichkeit trockenschmier-
stoffbeschichteter Aluminiumbleche im
Presswerk Grundlegende Untersuchun-
gen zur Tribologie, zum Umformverhal-
ten und Bauteilversuche
LFT, 104 Seiten, 57 Bilder, 21 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-221-7.

Band 158: Agus Sutanto
Solution Approaches for Planning of
Assembly Systems in Three-Dimensional
Virtual Environments
FAPS, 169 Seiten, 98 Bilder, 3 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-220-9.

Band 159: Matthias Boiger
Hochleistungssysteme für die Fertigung
elektronischer Baugruppen auf der Basis
flexibler Schaltungsträger
FAPS, 175 Seiten, 111 Bilder, 8 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-222-5.

Band 160: Matthias Pitz
Laserunterstütztes Biegen höchstfester
Mehrphasenstähle
LFT, 120 Seiten, 73 Bilder, 11 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-223-3.

Band 161: Meik Vahl
Beitrag zur gezielten Beeinflussung des
Werkstoffflusses beim Innenhochdruck-
Umformen von Blechen
LFT, 165 Seiten, 94 Bilder, 15 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-224-1.

Band 162: Peter K. Kraus
Plattformstrategien - Realisierung
einer varianz- und kostenoptimierten
Wertschöpfung
FAPS, 181 Seiten, 95 Bilder, 0 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-226-8.

Band 163: Adrienn Cser
Laserstrahlschmelzabtrag - Prozessana-
lyse und -modellierung
LFT, 146 Seiten, 79 Bilder, 3 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-227-6.

Band 164: Markus C. Hahn
Grundlegende Untersuchungen zur
Herstellung von Leichtbauverbundstruk-
turen mit Aluminiumschaumkern
LFT, 143 Seiten, 60 Bilder, 16 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-228-4.

Band 165: Gordana Michos
Mechatronische Ansätze zur Optimie-
rung von Vorschubachsen
FAPS, 146 Seiten, 87 Bilder, 17 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-230-6.

Band 166: Markus Stark
Auslegung und Fertigung hochpräziser
Faser-Kollimator-Arrays
LFT, 158 Seiten, 115 Bilder, 11 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-231-4.

Band 167: Yurong Zhou
Kollaboratives Engineering Management
in der integrierten virtuellen Entwicklung
der Anlagen für die Elektronikproduktion
FAPS, 156 Seiten, 84 Bilder, 6 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-232-2.

Band 168: Werner Enser
Neue Formen permanenter und lösbarer elektrischer Kontaktierungen für mechatronische Baugruppen
FAPS, 190 Seiten, 112 Bilder, 5 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-233-0.

Band 169: Katrin Melzer
Integrierte Produktpolitik bei elektrischen und elektronischen Geräten zur Optimierung des Product-Life-Cycle
FAPS, 155 Seiten, 91 Bilder, 17 Tab. 2005.
ISBN 3-87525-234-9.

Band 170: Alexander Putz
Grundlegende Untersuchungen zur Erfassung der realen Vorspannung von armierten Kaltfließpresswerkzeugen mittels Ultraschall
LFT, 137 Seiten, 71 Bilder, 15 Tab. 2006.
ISBN 3-87525-237-3.

Band 171: Martin Prechtel
Automatisiertes Schichtverfahren für metallische Folien - System- und Prozesstechnik
LFT, 154 Seiten, 45 Bilder, 7 Tab. 2006.
ISBN 3-87525-238-1.

Band 172: Markus Meidert
Beitrag zur deterministischen Lebensdauerabschätzung von Werkzeugen der Kaltmassivumformung
LFT, 131 Seiten, 78 Bilder, 9 Tab. 2006.
ISBN 3-87525-239-X.

Band 173: Bernd Müller
Robuste, automatisierte Montagesysteme durch adaptive Prozessführung und montageübergreifende Fehlerprävention am Beispiel flächiger Leichtbauteile
FAPS, 147 Seiten, 77 Bilder, 0 Tab. 2006.
ISBN 3-87525-240-3.

Band 174: Alexander Hofmann
Hybrides Laserdurchstrahlsschweißen von Kunststoffen
LFT, 136 Seiten, 72 Bilder, 4 Tab. 2006.
ISBN 978-3-87525-243-9.

Band 175: Peter Wölflick
Innovative Substrate und Prozesse mit feinsten Strukturen für bleifreie Mechatronik-Anwendungen
FAPS, 177 Seiten, 148 Bilder, 24 Tab. 2006.
ISBN 978-3-87525-246-0.

Band 176: Attila Komlodi
Detection and Prevention of Hot Cracks during Laser Welding of Aluminium Alloys Using Advanced Simulation Methods
LFT, 155 Seiten, 89 Bilder, 14 Tab. 2006.
ISBN 978-3-87525-248-4.

Band 177: Uwe Popp
Grundlegende Untersuchungen zum Laserstrahlstrukturieren von Kaltmassivumformwerkzeugen
LFT, 140 Seiten, 67 Bilder, 16 Tab. 2006.
ISBN 978-3-87525-249-1.

Band 178: Veit Rückel
Rechnergestützte Ablaufplanung und Bahngenerierung Für kooperierende Industrieroboter
FAPS, 148 Seiten, 75 Bilder, 7 Tab. 2006.
ISBN 978-3-87525-250-7.

Band 179: Manfred Dirscherl
Nicht-thermische Mikrojustiertechnik mittels ultrakurzer Laserpulse
LFT, 154 Seiten, 69 Bilder, 10 Tab. 2007.
ISBN 978-3-87525-251-4.

Band 180: Yong Zhuo
Entwurf eines rechnergestützten integrierten Systems für Konstruktion und Fertigungsplanung räumlicher spritzgegossener Schaltungsträger (3D-MID)
FAPS, 181 Seiten, 95 Bilder, 5 Tab. 2007.
ISBN 978-3-87525-253-8.

Band 181: Stefan Lang
Durchgängige Mitarbeiterinformation zur Steigerung von Effizienz und Prozesssicherheit in der Produktion
FAPS, 172 Seiten, 93 Bilder. 2007.
ISBN 978-3-87525-257-6.

Band 182: Hans-Joachim Krauß
Laserstrahlinduzierte Pyrolyse präkeramischer Polymere
LFT, 171 Seiten, 100 Bilder. 2007.
ISBN 978-3-87525-258-3.

Band 183: Stefan Junker
Technologien und Systemlösungen für die flexibel automatisierte Bestückung permanent erregter Läufer mit oberflächenmontierten Dauermagneten
FAPS, 173 Seiten, 75 Bilder. 2007.
ISBN 978-3-87525-259-0.

Band 184: Rainer Kohlbauer
Wissensbasierte Methoden für die simulationsgestützte Auslegung wirkmedienbasierter Blechumformprozesse
LFT, 135 Seiten, 50 Bilder. 2007.
ISBN 978-3-87525-260-6.

Band 185: Klaus Lamprecht
Wirkmedienbasierte Umformung tiefgezogener Vorformen unter besonderer Berücksichtigung maßgeschneiderter Halbzeuge
LFT, 137 Seiten, 81 Bilder. 2007.
ISBN 978-3-87525-265-1.

Band 186: Bernd Zolleiß
Optimierte Prozesse und Systeme für die Bestückung mechatronischer Baugruppen
FAPS, 180 Seiten, 117 Bilder. 2007.
ISBN 978-3-87525-266-8.

Band 187: Michael Kerausch
Simulationsgestützte Prozessauslegung für das Umformen lokal wärmebehandelter Aluminiumplatten
LFT, 146 Seiten, 76 Bilder, 7 Tab. 2007.
ISBN 978-3-87525-267-5.

Band 188: Matthias Weber
Unterstützung der Wandlungsfähigkeit von Produktionsanlagen durch innovative Softwaresysteme
FAPS, 183 Seiten, 122 Bilder, 3 Tab. 2007.
ISBN 978-3-87525-269-9.

Band 189: Thomas Frick
Untersuchung der prozessbestimmenden Strahl-Stoff-Wechselwirkungen beim Laserstrahlschweißen von Kunststoffen
LFT, 104 Seiten, 62 Bilder, 8 Tab. 2007.
ISBN 978-3-87525-268-2.

Band 190: Joachim Hecht
Werkstoffcharakterisierung und
Prozessauslegung für die wirkmedienba-
sierte Doppelblech-Umformung von
Magnesiumlegierungen
LFT, 107 Seiten, 91 Bilder, 2 Tab. 2007.
ISBN 978-3-87525-270-5.

Band 191: Ralf Völkl
Stochastische Simulation zur Werkzeug-
lebensdaueroptimierung und Präzisions-
fertigung in der Kaltmassivumformung
LFT, 178 Seiten, 75 Bilder, 12 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-272-9.

Band 192: Massimo Tolazzi
Innenhochdruck-Umformen verstärkter
Blech-Rahmenstrukturen
LFT, 164 Seiten, 85 Bilder, 7 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-273-6.

Band 193: Cornelia Hoff
Untersuchung der Prozesseinflussgrößen
beim Presshärten des höchstfesten
Vergütungsstahls 22MnB5
LFT, 133 Seiten, 92 Bilder, 5 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-275-0.

Band 194: Christian Alvarez
Simulationsgestützte Methoden zur
effizienten Gestaltung von Lötprozessen
in der Elektronikproduktion
FAPS, 149 Seiten, 86 Bilder, 8 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-277-4.

Band 195: Andreas Kunze
Automatisierte Montage von makrome-
chatronischen Modulen zur flexiblen
Integration in hybride
Pkw-Bordnetzsysteme
FAPS, 160 Seiten, 90 Bilder, 14 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-278-1.

Band 196: Wolfgang Hußnätter
Grundlegende Untersuchungen zur
experimentellen Ermittlung und zur
Modellierung von Fließortkurven bei
erhöhten Temperaturen
LFT, 152 Seiten, 73 Bilder, 21 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-279-8.

Band 197: Thomas Bigl
Entwicklung, angepasste Herstellungsverfahren
und erweiterte Qualitätssicherung
von einsatzgerechten elektronischen
Baugruppen
FAPS, 175 Seiten, 107 Bilder, 14 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-280-4.

Band 198: Stephan Roth
Grundlegende Untersuchungen zum
Excimerlaserstrahl-Abtragen unter
Flüssigkeitsfilmen
LFT, 113 Seiten, 47 Bilder, 14 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-281-1.

Band 199: Artur Giera
Prozesstechnische Untersuchungen
zum Rührreibschweißen metallischer
Werkstoffe
LFT, 179 Seiten, 104 Bilder, 36 Tab. 2008.
ISBN 978-3-87525-282-8.

Band 200: Jürgen Lechler
Beschreibung und Modellierung
des Werkstoffverhaltens von
presshärtbaren Bor-Manganstählen
LFT, 154 Seiten, 75 Bilder, 12 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-286-6.

Band 201: Andreas Blankl
Untersuchungen zur Erhöhung der
Prozessrobustheit bei der Innenhoch-
druck-Umformung von flächigen Halb-
zeugen mit vor- bzw. nachgeschalteten
Laserstrahlfügeoperationen
LFT, 120 Seiten, 68 Bilder, 9 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-287-3.

Band 202: Andreas Schaller
Modellierung eines nachfrageorientierten
Produktionskonzeptes für mobile
Telekommunikationsgeräte
FAPS, 120 Seiten, 79 Bilder, 0 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-289-7.

Band 203: Claudius Schimpf
Optimierung von Zuverlässigkeitsunter-
suchungen, Prüfabläufen und Nachar-
beitsprozessen in der Elektronikproduk-
tion
FAPS, 162 Seiten, 90 Bilder, 14 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-290-3.

Band 204: Simon Dietrich
Sensoriken zur Schwerpunktslagebestim-
mung der optischen Prozessemissionen
beim Laserstrahltiefschweißen
LFT, 138 Seiten, 70 Bilder, 5 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-292-7.

Band 205: Wolfgang Wolf
Entwicklung eines agentenbasierten
Steuerungssystems zur
Materialflussorganisation im
wandelbaren Produktionsumfeld
FAPS, 167 Seiten, 98 Bilder. 2009.
ISBN 978-3-87525-293-4.

Band 206: Steffen Polster
Laserdurchstrahlsschweißen
transparenter Polymerbauteile
LFT, 160 Seiten, 92 Bilder, 13 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-294-1.

Band 207: Stephan Manuel Dörfler
Rührreibschweißen von walzplattiertem
Halbzeug und Aluminiumblech zur
Herstellung flächiger Aluminiumschaum-
Sandwich-Verbundstrukturen
LFT, 190 Seiten, 98 Bilder, 5 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-295-8.

Band 208: Uwe Vogt
Seriennahe Auslegung von Aluminium
Tailored Heat Treated Blanks
LFT, 151 Seiten, 68 Bilder, 26 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-296-5.

Band 209: Till Laumann
Qualitative und quantitative Bewertung
der Crashtauglichkeit von höchstfesten
Stählen
LFT, 117 Seiten, 69 Bilder, 7 Tab. 2009.
ISBN 978-3-87525-299-6.

Band 210: Alexander Diehl
Größeneffekte bei Biegeprozessen-
Entwicklung einer Methodik zur
Identifikation und Quantifizierung
LFT, 180 Seiten, 92 Bilder, 12 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-302-3.

Band 211: Detlev Staud
Effiziente Prozesskettenauslegung für das
Umformen lokal wärmebehandelter und
geschweißter Aluminiumbleche
LFT, 164 Seiten, 72 Bilder, 12 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-303-0.

Band 212: Jens Ackermann
Prozesssicherung beim Laserdurchstrahl-
schweißen thermoplastischer Kunststoffe
LPT, 129 Seiten, 74 Bilder, 13 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-305-4.

Band 213: Stephan Weidel
Grundlegende Untersuchungen zum
Kontaktzustand zwischen Werkstück
und Werkzeug bei umformtechnischen
Prozessen unter tribologischen
Gesichtspunkten
LFT, 144 Seiten, 67 Bilder, 11 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-307-8.

Band 214: Stefan Geißdörfer
Entwicklung eines mesoskopischen
Modells zur Abbildung von Größeneffek-
ten in der Kaltmassivumformung mit
Methoden der FE-Simulation
LFT, 133 Seiten, 83 Bilder, 11 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-308-5.

Band 215: Christian Matzner
Konzeption produktspezifischer Lösun-
gen zur Robustheitssteigerung elektroni-
scher Systeme gegen die Einwirkung von
Betaung im Automobil
FAPS, 165 Seiten, 93 Bilder, 14 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-309-2.

Band 216: Florian Schüßler
Verbindungs- und Systemtechnik für
thermisch hochbeanspruchte und
miniaturisierte elektronische Baugruppen
FAPS, 184 Seiten, 93 Bilder, 18 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-310-8.

Band 217: Massimo Cojutti
Strategien zur Erweiterung der Prozess-
grenzen bei der Innhochdruck-Umform-
ung von Rohren und Blechpaaren
LFT, 125 Seiten, 56 Bilder, 9 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-312-2.

Band 218: Raoul Plettke
Mehrkriterielle Optimierung komplexer
Aktorsysteme für das Laserstrahljustieren
LFT, 152 Seiten, 25 Bilder, 3 Tab. 2010.
ISBN 978-3-87525-315-3.

Band 219: Andreas Dobroschke
Flexible Automatisierungslösungen für
die Fertigung wickeltechnischer Produkte
FAPS, 184 Seiten, 109 Bilder, 18 Tab. 2011.
ISBN 978-3-87525-317-7.

Band 220: Azhar Zam
Optical Tissue Differentiation for
Sensor-Controlled Tissue-Specific
Laser Surgery
LPT, 99 Seiten, 45 Bilder, 8 Tab. 2011.
ISBN 978-3-87525-318-4.

Band 221: Michael Rösch
Potenziale und Strategien zur Optimie-
rung des Schablonendruckprozesses in
der Elektronikproduktion
FAPS, 192 Seiten, 127 Bilder, 19 Tab. 2011.
ISBN 978-3-87525-319-1.

Band 222: Thomas Rechtenwald
Quasi-isothermes Laserstrahlintern von
Hochtemperatur-Thermoplasten - Eine
Betrachtung werkstoff-prozessspezifi-
scher Aspekte am Beispiel PEEK
LPT, 150 Seiten, 62 Bilder, 8 Tab. 2011.
ISBN 978-3-87525-320-7.

Band 223: Daniel Craiovan
Prozesse und Systemlösungen für die
SMT-Montage optischer Bauelemente auf
Substrate mit integrierten Lichtwellenlei-
tern
FAPS, 165 Seiten, 85 Bilder, 8 Tab. 2011.
ISBN 978-3-87525-324-5.

Band 224: Kay Wagner
Beanspruchungsangepasste
Kaltmassivumformwerkzeuge durch
lokal optimierte Werkzeugoberflächen
LFT, 147 Seiten, 103 Bilder, 17 Tab. 2011.
ISBN 978-3-87525-325-2.

Band 225: Martin Brandhuber
Verbesserung der Prognosegüte des Ver-
sagens von Punktschweißverbindungen
bei höchstfesten Stahlgüten
LFT, 155 Seiten, 91 Bilder, 19 Tab. 2011.
ISBN 978-3-87525-327-6.

Band 226: Peter Sebastian Feuser
Ein Ansatz zur Herstellung von
pressgehärteten Karosseriekomponenten
mit maßgeschneiderten mechanischen
Eigenschaften: Temperierte Umform-
werkzeuge. Prozessfenster, Prozesssimu-
lation und funktionale Untersuchung
LFT, 195 Seiten, 97 Bilder, 60 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-328-3.

Band 227: Murat Arbak
Material Adapted Design of Cold Forging
Tools Exemplified by Powder
Metallurgical Tool Steels and Ceramics
LFT, 109 Seiten, 56 Bilder, 8 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-330-6.

Band 228: Indra Pitz
Beschleunigte Simulation des
Laserstrahlumformens von
Aluminiumblechen
LPT, 137 Seiten, 45 Bilder, 27 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-333-7.

Band 229: Alexander Grimm
Prozessanalyse und -überwachung des
Laserstrahlhartlötens mittels optischer
Sensorik
LPT, 125 Seiten, 61 Bilder, 5 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-334-4.

Band 230: Markus Kaupper
Biegen von höhenfesten Stahlblechwerk-
stoffen - Umformverhalten und Grenzen
der Biegebarkeit
LFT, 160 Seiten, 57 Bilder, 10 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-339-9.

Band 231: Thomas Kroiß
Modellbasierte Prozessauslegung für
die Kaltmassivumformung unter
Brücksichtigung der Werkzeug- und
Pressenauffederung
LFT, 169 Seiten, 50 Bilder, 19 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-341-2.

Band 232: Christian Goth
Analyse und Optimierung der Entwick-
lung und Zuverlässigkeit räumlicher
Schaltungsträger (3D-MID)
FAPS, 176 Seiten, 102 Bilder, 22 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-340-5.

Band 233: Christian Ziegler
Ganzheitliche Automatisierung
mechatronischer Systeme in der Medizin
am Beispiel Strahlentherapie
FAPS, 170 Seiten, 71 Bilder, 19 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-342-9.

Band 234: Florian Albert
Automatisiertes Laserstrahllöten
und -reparaturlöten elektronischer
Baugruppen
LPT, 127 Seiten, 78 Bilder, 11 Tab. 2012.
ISBN 978-3-87525-344-3.

Band 235: Thomas Stöhr
Analyse und Beschreibung des
mechanischen Werkstoffverhaltens
von presshärtbaren Bor-Manganstählen
LFT, 118 Seiten, 74 Bilder, 18 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-346-7.

Band 236: Christian Kägeler
Prozessdynamik beim
Laserstrahlschweißen verzinkter
Stahlbleche im Überlappstoß
LPT, 145 Seiten, 80 Bilder, 3 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-347-4.

Band 237: Andreas Sulzberger
Seriennahe Auslegung der Prozesskette
zur wärmeunterstützten Umformung
von Aluminiumblechwerkstoffen
LFT, 153 Seiten, 87 Bilder, 17 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-349-8.

Band 238: Simon Opel
Herstellung prozessangepasster
Halbzeuge mit variabler Blechdicke
durch die Anwendung von Verfahren
der Blechmassivumformung
LFT, 165 Seiten, 108 Bilder, 27 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-350-4.

Band 239: Rajesh Kanawade
In-vivo Monitoring of Epithelium
Vessel and Capillary Density for the
Application of Detection of Clinical
Shock and Early Signs of Cancer Develop-
ment
LPT, 124 Seiten, 58 Bilder, 15 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-351-1.

Band 240: Stephan Busse
Entwicklung und Qualifizierung eines
Schneidclinchverfahrens
LFT, 119 Seiten, 86 Bilder, 20 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-352-8.

Band 241: Karl-Heinz Leitz
Mikro- und Nanostrukturierung mit kurz
und ultrakurz gepulster Laserstrahlung
LPT, 154 Seiten, 71 Bilder, 9 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-355-9.

Band 242: Markus Michl
Webbasierte Ansätze zur ganzheitlichen
technischen Diagnose
FAPS, 182 Seiten, 62 Bilder, 20 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-356-6.

Band 243: Vera Sturm
Einfluss von Chargenschwankungen
auf die Verarbeitungsgrenzen von
Stahlwerkstoffen
LFT, 113 Seiten, 58 Bilder, 9 Tab. 2013.
ISBN 978-3-87525-357-3.

Band 244: Christian Neudel
Mikrostrukturelle und mechanisch-technologische Eigenschaften
widerstandspunktgeschweißter
Aluminium-Stahl-Verbindungen für
den Fahrzeugbau
LFT, 178 Seiten, 171 Bilder, 31 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-358-0.

Band 245: Anja Neumann
Konzept zur Beherrschung der
Prozessschwankungen im Presswerk
LFT, 162 Seiten, 68 Bilder, 15 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-360-3.

Band 246: Ulf-Hermann Quentin
Laserbasierte Nanostrukturierung mit
optisch positionierten Mikrolinsen
LPT, 137 Seiten, 89 Bilder, 6 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-361-0.

Band 247: Erik Lamprecht
Der Einfluss der Fertigungsverfahren
auf die Wirbelstromverluste von
Stator-Einzelzahnblechpaketen für den
Einsatz in Hybrid- und Elektrofahrzeugen
FAPS, 148 Seiten, 138 Bilder, 4 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-362-7.

Band 248: Sebastian Rösler
Wirkmedienbasierte Umformung von
Blechhalbzeugen unter Anwendung
magnetorheologischer Flüssigkeiten als
kombiniertes Wirk- und Dichtmedium
LFT, 148 Seiten, 61 Bilder, 12 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-363-4.

Band 249: Paul Hippchen
Simulative Prognose der Geometrie
indirekt pressgehärteter Karosseriebauteile für die industrielle Anwendung
LFT, 163 Seiten, 89 Bilder, 12 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-364-1.

Band 250: Martin Zubeil
Versagensprognose bei der Prozesssimulation von Biegeumform- und Falzverfahren
LFT, 171 Seiten, 90 Bilder, 5 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-365-8.

Band 251: Alexander Kühl
Flexible Automatisierung der
Statorenmontage mit Hilfe einer
universellen ambidexteren Kinematik
FAPS, 142 Seiten, 60 Bilder, 26 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-367-2.

Band 252: Thomas Albrecht
Optimierte Fertigungstechnologien
für Rotoren getriebeintegrierter
PM-Synchronmotoren von
Hybridfahrzeugen
FAPS, 198 Seiten, 130 Bilder, 38 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-368-9.

Band 253: Florian Risch
Planning and Production Concepts for
Contactless Power Transfer Systems for
Electric Vehicles
FAPS, 185 Seiten, 125 Bilder, 13 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-369-6.

Band 254: Markus Weigl
Laserstrahlschweißen von Mischverbindungen aus austenitischen und ferritischen korrosionsbeständigen Stahlwerkstoffen
LPT, 184 Seiten, 110 Bilder, 6 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-370-2.

Band 255: Johannes Noneder
Beanspruchungserfassung für die Validierung von FE-Modellen zur Auslegung von Massivumformwerkzeugen
LFT, 161 Seiten, 65 Bilder, 14 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-371-9.

Band 256: Andreas Reinhardt
Ressourceneffiziente Prozess- und Produktionstechnologie für flexible Schaltungsträger
FAPS, 123 Seiten, 69 Bilder, 19 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-373-3.

Band 257: Tobias Schmuck
Ein Beitrag zur effizienten Gestaltung globaler Produktions- und Logistiknetzwerke mittels Simulation
FAPS, 151 Seiten, 74 Bilder. 2014.
ISBN 978-3-87525-374-0.

Band 258: Bernd Eichenhüller
Untersuchungen der Effekte und Wechselwirkungen charakteristischer Einflussgrößen auf das Umformverhalten bei Mikroumformprozessen
LFT, 127 Seiten, 29 Bilder, 9 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-375-7.

Band 259: Felix Lütteke
Vielseitiges autonomes Transportsystem basierend auf Weltmodellerstellung mittels Datenfusion von Deckenkameras und Fahrzeugsensoren
FAPS, 152 Seiten, 54 Bilder, 20 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-376-4.

Band 260: Martin Grüner
Hochdruck-Blechumformung mit formlos festen Stoffen als Wirkmedium
LFT, 144 Seiten, 66 Bilder, 29 Tab. 2014.
ISBN 978-3-87525-379-5.

Band 261: Christian Brock
Analyse und Regelung des Laserstrahltiefschweißprozesses durch Detektion der Metaldampffackelposition
LPT, 126 Seiten, 65 Bilder, 3 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-380-1.

Band 262: Peter Vatter
Sensitivitätsanalyse des 3-Rollen-Schubbiegens auf Basis der Finite Elemente Methode
LFT, 145 Seiten, 57 Bilder, 26 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-381-8.

Band 263: Florian Klämpfl
Planung von Laserbestrahlungen durch simulationsbasierte Optimierung
LPT, 169 Seiten, 78 Bilder, 32 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-384-9.

Band 264: Matthias Domke
Transiente physikalische Mechanismen
bei der Laserablation von dünnen
Metallschichten
LPT, 133 Seiten, 43 Bilder, 3 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-385-6.

Band 265: Johannes Götz
Community-basierte Optimierung des
Anlagenengineerings
FAPS, 177 Seiten, 80 Bilder, 30 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-386-3.

Band 266: Hung Nguyen
Qualifizierung des Potentials von
Verfestigungseffekten zur Erweiterung
des Umformvermögens aushärtbarer
Aluminiumlegierungen
LFT, 137 Seiten, 57 Bilder, 16 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-387-0.

Band 267: Andreas Kuppert
Erweiterung und Verbesserung von Ver-
suchs- und Auswertetechniken für die
Bestimmung von Grenzformänderungs-
kurven
LFT, 138 Seiten, 82 Bilder, 2 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-388-7.

Band 268: Kathleen Klaus
Erstellung eines Werkstofforientierten
Fertigungsprozessfensters zur Steigerung
des Formgebungsvermögens von Alumi-
niumlegierungen unter Anwendung einer
zwischen geschalteten Wärmebehandlung
LFT, 154 Seiten, 70 Bilder, 8 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-391-7.

Band 269: Thomas Svec
Untersuchungen zur Herstellung von
funktionsoptimierten Bauteilen im
partiellen Presshärtprozess mittels lokal
unterschiedlich temperierter Werkzeuge
LFT, 166 Seiten, 87 Bilder, 15 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-392-4.

Band 270: Tobias Schrader
Grundlegende Untersuchungen zur
Verschleißcharakterisierung beschichte-
ter Kaltmassivumformwerkzeuge
LFT, 164 Seiten, 55 Bilder, 11 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-393-1.

Band 271: Matthäus Brela
Untersuchung von Magnetfeld-Messme-
thoden zur ganzheitlichen Wertschöp-
fungsoptimierung und Fehlerdetektion
an magnetischen Aktoren
FAPS, 170 Seiten, 97 Bilder, 4 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-394-8.

Band 272: Michael Wieland
Entwicklung einer Methode zur Prognose
adhäsiven Verschleißes an Werkzeugen
für das direkte Presshärten
LFT, 156 Seiten, 84 Bilder, 9 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-395-5.

Band 273: René Schramm
Strukturierte additive Metallisierung
durch kaltaktives
Atmosphärendruckplasma
FAPS, 136 Seiten, 62 Bilder, 15 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-396-2.

Band 274: Michael Lechner
Herstellung beanspruchungsangepasster
Aluminiumblechhalbzeuge durch
eine maßgeschneiderte Variation der
Abkühlgeschwindigkeit nach
Lösungsglühen
LFT, 136 Seiten, 62 Bilder, 15 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-397-9.

Band 275: Kolja Andreas
Einfluss der Oberflächenbeschaffenheit
auf das Werkzeugeinsatzverhalten beim
Kaltfließpressen
LFT, 169 Seiten, 76 Bilder, 4 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-398-6.

Band 276: Marcus Baum
Laser Consolidation of ITO Nanoparticles
for the Generation of Thin Conductive
Layers on Transparent Substrates
LPT, 158 Seiten, 75 Bilder, 3 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-399-3.

Band 277: Thomas Schneider
Umformtechnische Herstellung
dünnwandiger Funktionsbauteile
aus Feinblech durch Verfahren der
Blechmassivumformung
LFT, 188 Seiten, 95 Bilder, 7 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-401-3.

Band 278: Jochen Merhof
Sematische Modellierung automatisierter
Produktionssysteme zur Verbesserung
der IT-Integration zwischen Anlagen-
Engineering und Steuerungsebene
FAPS, 157 Seiten, 88 Bilder, 8 Tab. 2015.
ISBN 978-3-87525-402-0.

Band 279: Fabian Zöller
Erarbeitung von Grundlagen zur
Abbildung des tribologischen Systems
in der Umformsimulation
LFT, 126 Seiten, 51 Bilder, 3 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-403-7.

Band 280: Christian Hezler
Einsatz technologischer Versuche zur
Erweiterung der Versagensvorhersage
bei Karosseriebauteilen aus höchstfesten
Stählen
LFT, 147 Seiten, 63 Bilder, 44 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-404-4.

Band 281: Jochen Bönig
Integration des Systemverhaltens von
Automobil-Hochvoltleitungen in die
virtuelle Absicherung durch
strukturmechanische Simulation
FAPS, 177 Seiten, 107 Bilder, 17 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-405-1.

Band 282: Johannes Kohl
Automatisierte Datenerfassung für disk-
ret ereignisorientierte Simulationen in
der energieflexiblen Fabrik
FAPS, 160 Seiten, 80 Bilder, 27 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-406-8.

Band 283: Peter Bechtold
Mikroschockwellenumformung mittels
ultrakurzer Laserpulse
LPT, 155 Seiten, 59 Bilder, 10 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-407-5.

Band 284: Stefan Berger
Laserstrahlschweißen thermoplastischer
Kohlenstofffaserverbundwerkstoffe mit
spezifischem Zusatzdraht
LPT, 118 Seiten, 68 Bilder, 9 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-408-2.

Band 285: Martin Bornschlegl
Methods-Energy Measurement - Eine
Methode zur Energieplanung für
Fügeverfahren im Karosseriebau
FAPS, 136 Seiten, 72 Bilder, 46 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-409-9.

Band 286: Tobias Rackow
Erweiterung des Unternehmenscontrol-
lings um die Dimension Energie
FAPS, 164 Seiten, 82 Bilder, 29 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-410-5.

Band 287: Johannes Koch
Grundlegende Untersuchungen zur
Herstellung zyklisch-symmetrischer
Bauteile mit Nebenformelementen durch
Blechmassivumformung
LFT, 125 Seiten, 49 Bilder, 17 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-411-2.

Band 288: Hans Ulrich Vierzigmann
Beitrag zur Untersuchung der
tribologischen Bedingungen in der
Blechmassivumformung - Bereitstellung
von tribologischen Modellversuchen und
Realisierung von Tailored Surfaces
LFT, 174 Seiten, 102 Bilder, 34 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-412-9.

Band 289: Thomas Senner
Methodik zur virtuellen Absicherung
der formgebenden Operation des
Nasspressprozesses von
Gelege-Mehrschichtverbunden
LFT, 156 Seiten, 96 Bilder, 21 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-414-3.

Band 290: Sven Kreitlein
Der grundoperationsspezifische
Mindestenergiebedarf als Referenzwert
zur Bewertung der Energieeffizienz in
der Produktion
FAPS, 185 Seiten, 64 Bilder, 30 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-415-0.

Band 291: Christian Roos
Remote-Laserstrahlschweißen verzinkter
Stahlbleche in Kehlnahtgeometrie
LPT, 123 Seiten, 52 Bilder, 0 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-416-7.

Band 292: Alexander Kahrmanidis
Thermisch unterstützte Umformung von
Aluminiumblechen
LFT, 165 Seiten, 103 Bilder, 18 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-417-4.

Band 293: Jan Tremel
Flexible Systems for Permanent
Magnet Assembly and Magnetic Rotor
Measurement / Flexible Systeme zur
Montage von Permanentmagneten und
zur Messung magnetischer Rotoren
FAPS, 152 Seiten, 91 Bilder, 12 Tab. 2016.
ISBN 978-3-87525-419-8.

Band 294: Ioannis Tsoupis
Schädigungs- und Versagensverhalten
hochfester Leichtbauwerkstoffe unter
Biegebeanspruchung
LFT, 176 Seiten, 51 Bilder, 6 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-420-4.

Band 295: Sven Hildering
Grundlegende Untersuchungen zum
Prozessverhalten von Silizium als
Werkzeugwerkstoff für das
Mikroscherschneiden metallischer Folien
LFT, 177 Seiten, 74 Bilder, 17 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-422-8.

Band 296: Sasia Mareike Hertweck
Zeitliche Pulsformung in der
Lasermikromaterialbearbeitung –
Grundlegende Untersuchungen und
Anwendungen
LPT, 146 Seiten, 67 Bilder, 5 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-423-5.

Band 297: Paryanto
Mechatronic Simulation Approach for
the Process Planning of Energy-Efficient
Handling Systems
FAPS, 162 Seiten, 86 Bilder, 13 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-424-2.

Band 298: Peer Stenzel
Großserientaugliche Nadelwickeltechnik
für verteilte Wicklungen im
Anwendungsfall der E-Traktionsantriebe
FAPS, 239 Seiten, 147 Bilder, 20 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-425-9.

Band 299: Mario Lušić
Ein Vorgehensmodell zur Erstellung
montageführender Werkerinformations-
systeme simultan zum
Produktentstehungsprozess
FAPS, 174 Seiten, 79 Bilder, 22 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-426-6.

Band 300: Arnd Buschhaus
Hochpräzise adaptive Steuerung und
Regelung robotergeführter Prozesse
FAPS, 202 Seiten, 96 Bilder, 4 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-427-3.

Band 301: Tobias Laumer
Erzeugung von thermoplastischen
Werkstoffverbunden mittels simultanem,
intensitätsselektivem
Laserstrahlschmelzen
LPT, 140 Seiten, 82 Bilder, 0 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-428-0.

Band 302: Nora Unger
Untersuchung einer thermisch unter-
stützten Fertigungskette zur Herstellung
umgeformter Bauteile aus der höherfes-
ten Aluminiumlegierung EN AW-7020
LFT, 142 Seiten, 53 Bilder, 8 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-429-7.

Band 303: Tommaso Stellan
Design of Manufacturing Processes for
the Cold Bulk Forming of Small Metal
Components from Metal Strip
LFT, 146 Seiten, 67 Bilder, 7 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-430-3.

Band 304: Bassim Bachy
Experimental Investigation, Modeling,
Simulation and Optimization of Molded
Interconnect Devices (MID) Based on
Laser Direct Structuring (LDS) / Experi-
mentelle Untersuchung, Modellierung,
Simulation und Optimierung von Molded
Interconnect Devices (MID) basierend
auf Laser Direktstrukturierung (LDS)
FAPS, 168 Seiten, 120 Bilder, 26 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-431-0.

Band 305: Michael Spahr
Automatisierte Kontaktierungsverfahren
für flachleiterbasierte
Pkw-Bordnetzsysteme
FAPS, 197 Seiten, 98 Bilder, 17 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-432-7.

Band 306: Sebastian Suttner
Charakterisierung und Modellierung
des spannungszustandsabhängigen
Werkstoffverhaltens der Magnesium-
legierung AZ31B für die numerische
Prozessauslegung
LFT, 150 Seiten, 84 Bilder, 19 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-433-4.

Band 307: Bhargav Potdar
A reliable methodology to deduce
thermo-mechanical flow behaviour of
hot stamping steels
LFT, 203 Seiten, 98 Bilder, 27 Tab. 2017.
ISBN 978-3-87525-436-5.

Band 308: Maria Löffler
Steuerung von Blechmassivumformpro-
zessen durch maßgeschneiderte
tribologische Systeme
LFT, viii u. 166 Seiten, 90 Bilder, 5 Tab.
2018. ISBN 978-3-96147-133-1.

Band 309: Martin Müller
Untersuchung des kombinierten Trenn-
und Umformprozesses beim Fügen art-
ungleicher Werkstoffe mittels
Schneidclinchverfahren
LFT, xi u. 149 Seiten, 89 Bilder, 6 Tab.
2018. ISBN: 978-3-96147-135-5.

Band 310: Christopher Kästle
Qualifizierung der Kupfer-Drahtbond-
technologie für integrierte Leistungs-
module in harschen Umgebungs-
bedingungen
FAPS, xii u. 167 Seiten, 70 Bilder, 18 Tab.
2018. ISBN 978-3-96147-145-4.

Band 311: Daniel Vipavc
Eine Simulationsmethode für das
3-Rollen-Schubbiegen
LFT, xiii u. 121 Seiten, 56 Bilder, 17 Tab.
2018. ISBN 978-3-96147-147-8.

Band 312: Christina Ramer
Arbeitsraumüberwachung und autonome
Bahnplanung für ein sicheres und
flexibles Roboter-Assistenzsystem
in der Fertigung
FAPS, xiv u. 188 Seiten, 57 Bilder, 9 Tab.
2018. ISBN 978-3-96147-153-9.

Band 313: Miriam Rauer
Der Einfluss von Poren auf die
Zuverlässigkeit der Lötverbindungen
von Hochleistungs-Leuchtdioden
FAPS, xii u. 209 Seiten, 108 Bilder, 21 Tab.
2018. ISBN 978-3-96147-157-7.

Band 314: Felix Tenner

Kamerabasierte Untersuchungen der Schmelze und Gasströmungen beim Laserstrahlschweißen verzinkter Stahlbleche

LPT, xxiii u. 184 Seiten, 94 Bilder, 7 Tab.
2018. ISBN 978-3-96147-160-7.

Band 315: Aarief Syed-Khaja

Diffusion Soldering for High-temperature Packaging of Power Electronics

FAPS, x u. 202 Seiten, 144 Bilder, 32 Tab.
2018. ISBN 978-3-87525-162-1.

Band 316: Adam Schaub

Grundlagenwissenschaftliche Untersuchung der kombinierten Prozesskette aus Umformen und Additive Fertigung

LFT, xi u. 192 Seiten, 72 Bilder, 27 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-166-9.

Band 317: Daniel Gröbel

Herstellung von Nebenformelementen unterschiedlicher Geometrie an Blechen mittels Fließpressverfahren der Blechmassivumformung

LFT, x u. 165 Seiten, 96 Bilder, 13 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-168-3.

Band 318: Philipp Hildenbrand

Entwicklung einer Methodik zur Herstellung von Tailored Blanks mit definierten Halbzeugeigenschaften durch einen Tausalprozess

LFT, ix u. 153 Seiten, 77 Bilder, 4 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-174-4.

Band 319: Tobias Konrad

Simulative Auslegung der Spann- und Fixierkonzepte im Karosserierohrbau: Bewertung der Baugruppenmaßhaltigkeit unter Berücksichtigung schwankender Einflussgrößen

LFT, x u. 203 Seiten, 134 Bilder, 32 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-176-8.

Band 320: David Meinel

Architektur applikationsspezifischer Multi-Physics-Simulationskonfiguratoren am Beispiel modularer Triebzüge

FAPS, xii u. 166 Seiten, 82 Bilder, 25 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-184-3.

Band 321: Andrea Zimmermann

Grundlegende Untersuchungen zum Einfluss fertigungsbedingter Eigenschaften auf die Ermüdungsfestigkeit kaltmassivumgeformter Bauteile

LFT, ix u. 160 Seiten, 66 Bilder, 5 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-190-4.

Band 322: Christoph Amann

Simulative Prognose der Geometrie nassgepresster Karosseriebauteile aus Gelege-Mehrschichtverbunden

LFT, xvi u. 169 Seiten, 80 Bilder, 13 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-194-2.

Band 323: Jennifer Tenner

Realisierung schmierstofffreier Tiefziehprozesse durch maßgeschneiderte Werkzeugoberflächen

LFT, x u. 187 Seiten, 68 Bilder, 13 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-196-6.

Band 324: Susan Zöller

Mapping Individual Subjective Values to Product Design

KTmfk, xi u. 223 Seiten, 81 Bilder, 25 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-202-4.

Band 325: Stefan Lutz

Erarbeitung einer Methodik zur
semiempirischen Ermittlung der
Umwandlungskinetik durchhärtender
Wälzlagerstähle für die Wärme-
behandlungssimulation

LFT, xiv u. 189 Seiten, 75 Bilder, 32 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-209-3.

Band 326: Tobias Gnibl

Modellbasierte Prozesskettenabbildung
rührreibgeschweißter Aluminium-
halbzeuge zur umformtechnischen
Herstellung höchstfester Leichtbau-
strukturteile

LFT, xii u. 167 Seiten, 68 Bilder, 17 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-217-8.

Band 327: Johannes Bürner

Technisch-wirtschaftliche Optionen zur
Lastflexibilisierung durch intelligente
elektrische Wärmespeicher

FAPS, xiv u. 233 Seiten, 89 Bilder, 27 Tab.
2019. ISBN 978-3-96147-219-2.

Der parteiübergreifende Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie wird das Energieversorgungssystem künftig vor große Herausforderungen stellen. Die Integration erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, insbesondere der Photovoltaik- und Windkraftanlagen rufen durch die starke Abhängigkeit von der aktuellen Wettersituation ein stark volatiles Einspeiseverhalten hervor. Dieses führt zusehends zu zunehmenden Anstrengungen in der Sicherstellung des Leistungsgleichgewichts zum Erhalt der Systemstabilität. Wie die Analyse im Rahmen dieser Arbeit zeigt, bietet das Lastmanagement innerhalb des Sektors des privaten Wohnens, der einen Anteil von 25 % am Gesamtstrombedarf in Deutschland aufweist, ein großes Potential. Detailliertere Betrachtungen der elektrischen Verbraucher führen zu dem Schluss, dass sich insbesondere Geräte eignen, die eine Möglichkeit der zeitlichen Entkoppelung zwischen der Funktionserfüllung bzw. der Zustandserhaltung und der Nutzerinteraktion aufweisen. Die in dieser Arbeit ermittelten Vermögen unterschiedlicher elektrischer Geräte im Bereich des privaten Wohnens zeigen, dass vor allem elektrische Wärmespeicher, mit deren Technik noch jede 25. Wohnung in Deutschland beheizt wird, eine erschließbare Schaltleistung in Höhe von 17,6 GW und eine theoretische Speicherkapazität von 140 GWh aufweisen.

Basierend auf dieser Erkenntnis wurde ein luK-Konzept als Nachrüstlösung entwickelt, das eine Abkehr der bisherigen parallelen Massenansteuerung der Geräte zulässt und einen unidirektionalen Informationsfluss erlaubt. Dadurch wird das Energieversorgungsunternehmen befähigt eine Leistungsskalierung der Verbraucher vorzunehmen und somit elektrische Überschüsse ideal zu verwerten. Die praktische Umsetzung und funktionale Erprobung dieses Ansatzes zeigt, dass der Energieversorger dadurch instande ist, aktuell verfügbare Speicherkapazitäten und Schaltleistungen der elektrischen Wärmespeicher abzurufen und entsprechend in Echtzeit auf die aktuelle Netzlast zu reagieren.

Diese Entwicklung stellt einen weiteren konsequenten Schritt auf dem Weg hin zu einer dezentralen, auf regenerativen Energieträgern basierenden Stromerzeugung dar. Dadurch wird eine Möglichkeit skizziert, wie unter Einbeziehung von Endkunden eine anteilige Aktivierung des vorhandenen latenten Speicherpotentials erzielt werden kann.

