

*Band 7* \_ PRODUKTION UND ENERGIE

Sonja Babrowski

BEDARF UND VERTEILUNG ELEKTRISCHER  
TAGESPEICHER IM ZUKÜNFTIGEN  
DEUTSCHEN ENERGIESYSTEM



Scientific  
Publishing



Sonja Babrowski

**Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher  
im zukünftigen deutschen Energiesystem**

## PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion  
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

Band 7

Eine Übersicht aller bisher in dieser Schriftenreihe erschienenen  
Bände finden Sie am Ende des Buches.

# **Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem**

von  
Sonja Babrowski

Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2014  
Tag der mündlichen Prüfung: 1. Dezember 2014  
Referenten: Prof. Dr. Wolf Fichtner, Prof. Dr. Hagen Lindstädt

#### Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
KIT Scientific Publishing  
Straße am Forum 2  
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark of Karlsruhe  
Institute of Technology. Reprint using the book cover is not allowed.

[www.ksp.kit.edu](http://www.ksp.kit.edu)



*This document – excluding the cover – is licensed under the  
Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 DE License  
(CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>*



*The cover page is licensed under the Creative Commons  
Attribution-No Derivatives 3.0 DE License (CC BY-ND 3.0 DE):  
<http://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/de/>*

Print on Demand 2015

ISSN 2194-2404

ISBN 978-3-7315-0306-4

DOI 10.5445/KSP/1000044722





# **Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Wi.-Ing. Sonja Babrowski

Tag der mündlichen Prüfung: 01. Dezember 2014

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Korreferent: Prof. Dr. Hagen Lindstädt

Karlsruhe, 2015



# Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Energiewirtschaft im Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Beim Institutsleiter und Hauptreferenten, Prof. Dr. Wolf Fichtner, möchte ich mich herzlich für die stetige fachliche Förderung und das entgegengebrachte Vertrauen bedanken. Für die Übernahme des Korreferats danke ich Prof. Dr. Hagen Lindstädt. Darüber hinaus gilt mein Danke allen Lehrstuhlmitarbeitern und insbesondere meinem Gruppenleiter Dr. Patrick Jochem und der ganzen Arbeitsgruppe „Transport und Energie“ für die vielen fachlichen Anmerkungen und Diskussionen sowie für die gute Arbeitsatmosphäre. Für intensive Modelldiskussionen während zahlreicher Kaffeepausen sowie für die prüfende Durchsicht von Teilen des Manuskripts möchte ich zudem Tobias Heffels danken.

Nicht zuletzt danke ich Martin für die moralische und fachliche Unterstützung während der Erstellung der Arbeit. Des Weiteren gilt mein innigster Danke meinen Eltern, auf deren Unterstützung ich immer zählen kann.

Karlsruhe, Dezember 2014

Sonja Babrowski



# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	i
Abkürzungsverzeichnis .....	vii
Nomenklatur .....	ix
1. Einleitung .....	1
1.1 Motivation .....	1
1.2 Zielsetzung .....	3
1.3 Struktur der Arbeit .....	4
2. Grundlagen .....	7
2.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen der Stromerzeugung .....	7
2.1.1 Ausgleich von Last und Erzeugung .....	9
2.1.2 Energieversorgungsnetze .....	12
2.2 Optimierende Energiesystemmodelle .....	15
2.3 Grundlagen der Optimierung .....	18
2.3.1 Lineare Optimierung .....	18
2.3.2 Gemischt-ganzzahlige Optimierung .....	19
2.4 Perfekte Voraussicht vs. Myopische Voraussicht .....	20
3. Elektrizitätsspeicher in Energiesystemen .....	23
3.1 Speicheranwendungen .....	23
3.1.1 Kurzfristige Speicherung für Systemdienstleistungen .....	23
3.1.2 Mittelfristige Speicherung zum Lastausgleich .....	24
3.1.3 Langzeit- und Saisonalstorage .....	25

3.2	Kurzzeitspeicher .....	25
3.2.1	Schwungmassenspeicher (Schwungrad).....	26
3.2.2	Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren .....	27
3.3	Tagesspeicher .....	27
3.3.1	Pumpspeicherkraftwerke .....	28
3.3.2	Druckluftspeicher.....	31
3.3.3	Elektrochemische Speicher .....	33
3.4	Wasserstoffspeicher und Methanisierung als Langzeitspeicher .....	43
3.5	Literatur zum Speicherbedarf in Deutschland.....	44
4.	Modellbeschreibung PERSEUS-NET-ESS.....	51
4.1	Historie der PERSEUS-Modellfamilie.....	51
4.1.1	Modellvarianten.....	51
4.1.2	Abgrenzung zum Vorgängermodell PERSEUS-NET .....	55
4.2	Beschreibung des entwickelten Modellansatzes .....	56
4.2.1	Kurzdarstellung des Modellansatzes.....	56
4.2.2	Grundlegende Modellstruktur .....	59
4.2.3	Myopischer Ansatz und Zeitstruktur .....	64
4.2.4	Umsetzung des Modellkonzeptes.....	69
4.3	Methodische Vorgehensweise zur Vorauswahl geeigneter Speicherallokationen .....	71
4.4	Mathematische Beschreibung des PERSEUS-NET-ESS-Modells .....	74
4.4.1	Zielfunktion.....	74
4.4.2	Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse....	76
4.4.3	Kapazitäts- und Verfügbarkeitsbe- schränkungen des Kraftwerksparks .....	80
4.4.4	Kraft-Wärme-Kopplung.....	82
4.4.5	Restriktionen des Lastwechselverhaltens ...	82
4.4.6	Einspeiserrestriktionen der Erneuerbaren Energien.....	90

4.4.7	Restriktionen des Übertragungsnetzes .....	92
4.4.8	Speichersysteme .....	95
4.4.9	Lastverschiebepotentiale.....	101
5.	Datengrundlage .....	105
5.1	Szenarienüberblick .....	105
5.2	Inputparameter Szenario „Referenz“ (REF) .....	107
5.2.1	Konventionelle Elektrizitätsnachfrage .....	107
5.2.2	Durch Elektromobilität induzierte Elektrizitätsnachfrage.....	108
5.2.3	Preise der Energieträger und CO <sub>2</sub> -Zertifikate .....	111
5.2.4	Thermischer Kraftwerkspark .....	112
5.2.5	Erneuerbarer Kraftwerkspark .....	117
5.2.6	Einspeisung von EE .....	119
5.2.7	Speicherkraftwerke .....	128
5.2.8	Übertragungsnetz .....	133
5.2.9	Austausch mit Nachbarländern .....	134
5.3	Inputparameter der vergleichenden Szenarienanalyse .....	135
5.3.1	Inputparameter Szenarien „Batterie“ (BAT-pes und BAT-opt) .....	135
5.3.2	Inputparameter Szenario „Lastverschiebepotential“ (LVP).....	136
5.3.3	Inputparameter Szenarien „EE“ (EE-gleich und EE-extrem) .....	138
5.3.4	Inputparameter Szenario CO <sub>2</sub> -hoch.....	140
5.3.5	Inputparameter Szenario NoNet .....	141
6.	Ergebnisse und Auswertung.....	143
6.1	Voruntersuchung: Darstellung des Laständerungsverhaltens thermischer Kraftwerke	143
6.1.1	Laständerungskosten zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens .....	145

6.1.2	Anfahrkosten zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens .....	146
6.1.3	Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und Mindeststillstands- zeiten zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens.....	147
6.1.4	Vergleichsrechnungen.....	149
6.2	Szenario REF .....	155
6.2.1	Entwicklung des Kraftwerksparks .....	155
6.2.2	Erzeugungsmix und Kraftwerkseinsatz .....	157
6.2.3	Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung .....	164
6.2.4	Netzengpässe und Speicherallokation .....	165
6.2.5	CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	167
6.2.6	Gesicherte Leistung .....	169
6.3	Vergleichende Szenarienanalyse .....	171
6.3.1	Entwicklung des Kraftwerkspark .....	171
6.3.2	Erzeugungsmix und Kraftwerkseinsatz .....	175
6.3.3	Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung .....	180
6.3.4	Netzengpässe und Speicherallokation .....	181
6.3.5	CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	182
6.3.6	Gesicherte Leistung .....	184
6.4	Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen ...	186
7.	Kritische Würdigung und Ausblick.....	191
7.1	Einordnung der Ergebnisse in bestehende wissenschaftliche Arbeiten.....	191
7.2	Kritische Betrachtung des entwickelten Modells..	192
7.3	Ausblick und weitere Anwendungsmöglichkeiten des entwickelten Modells.....	195
8.	Zusammenfassung.....	199

Literaturverzeichnis.....	207
Abbildungsverzeichnis.....	225
Tabellenverzeichnis .....	229
Anhang.....	231



# Abkürzungsverzeichnis

DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
ESS	Electricity Storage Systems
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EV	Electric Vehicle, Elektroauto
EV-Nachfrage	Durch EVs induzierte elektrische Nachfrage
GT	Gasturbine
GuD	Gas und Dampf
Li-Ionen	Lithium-Ionen
LVP	Lastverschiebepotential
NaS	Natrium-Schwefel
PSK	Pumpspeicherkraftwerke
Vlh	Volllaststunden



# Nomenklatur

Im Folgenden werden die für die mathematische Beschreibung des Modells benötigten Indizes, Indexmengen, Modellparameter und Variablen definiert.

## Indizes

<i>ec</i>	Index für Energieträger, -formen und Stoffe
<i>electr</i>	elektrischer Strom, Energieträger
<i>esselec</i>	in einem Speicher gelagerter elektrischer Strom, Energieträger
<i>EVuse</i>	elektrischer Strom der in Elektrofahrzeugen verwendet wird, Energieträger
<i>exp</i>	Index der Senken der Graphenstruktur
<i>ext</i>	Index für externe Netzknoten
<i>imp</i>	Index der Quellen der Graphenstruktur
<i>in</i>	Ladeprozess eines Speichers
<i>out</i>	Entladeprozess eines Speichers, Prozesses
<i>proc</i>	Index für Prozesse
<i>prod, prod'</i>	Indizes für Produzenten
<i>reg</i>	Indizes der Regionen
<i>seas, seas'</i>	Zeitscheibenindex
<i>sec</i>	Indizes der Sektoren
<i>storage</i>	Index für Speicheranlagen
<i>t</i>	Jahresindex
<i>unit</i>	Index für Anlagen

**Indexmengen**

<i>BATSTORAGE</i>	Batteriespeicher ( $BATSTORAGE \subset STORAGE$ )
<i>DEMPROC<sup>prod</sup></i>	ein dem Produzenten <i>prod</i> zugeordneter Nachfrageprozess ( $DEMPROC^{prod} \subset PROC$ )
<i>EC</i>	Energieträger (inkl. Nutzenergieformen und Stoffe)
<i>EC_NonSeas</i>	Energieträger ohne saisonal differenzierte Betrachtung ( $EC\_NonSeas \subset EC$ )
<i>EC_Seas</i>	Energieträger mit saisonal differenzierter Nachfrage ( $EC\_Seas \subset EC$ )
<i>ECVolatil</i>	Energieträger mit saisonal differenzierter Verfügbarkeit ( $ECVolatil \subset EC$ )
<i>EEPROC</i>	EE-Prozesse ( $EEPROC \subset PROC$ )
<i>EVDEMPROC<sup>prod</sup></i>	ein dem Produzenten <i>prod</i> zugeordneter Nachfrageprozesse nach EV-Elektrizität ( $EVDEMPROC^{prod} \subset PROC$ )
<i>EXP</i>	Senken der Graphenstruktur ( $EXP \subset PROD$ )
<i>EXT</i>	externe Netzknoten; Schnittstellen zum bzw. im Übertragungsnetz ( $EXT \subset PROD$ )
<i>GENPROC<sup>prod</sup></i>	ein dem Produzenten <i>prod</i> zugeordneter Stromerzeugungsprozess ( $GENPROC^{prod} \subset PROC$ )

---

<i>HELPSTART</i>	Untermenge von <i>SEAS</i> , die das erste Zeitintervall des Extremtages umfasst ( $HELPSTART \subset SEAS$ )
<i>HELPSTORAGE</i>	Untermenge von <i>SEAS</i> , die jeweils das erste Zeitintervall je Jahreszeit umfasst ( $HELPSTORAGE \subset SEAS$ )
<i>IMP</i>	Quellen der Graphenstruktur ( $IMP \subset PROD$ )
<i>PROC</i>	Prozesse
<i>PROC_ECV</i>	Menge der volatilen Stromerzeugungsprozesse
<i>PROC_Therm</i>	Menge der thermischen Stromerzeugungsprozesse ( $PROC_{TH} \subset PROC$ )
<i>PROC<sup>prod</sup></i>	ein dem Produzenten <i>prod</i> zugeordneter Prozess ( $PROC^{prod} \subset PROC$ )
<i>PROC<sup>unit</sup></i>	ein der Anlage <i>unit</i> zugeordneter Prozess ( $PROC^{unit} \subset PROC$ )
<i>PROD</i>	Produzenten
<i>PSK</i>	Pumpspeicherkraftwerke ( $PSK \subset STORAGE$ )
<i>REG</i>	Regionen
<i>SEAS</i>	Zeitintervalle
<i>SEC</i>	Sektoren
<i>STORAGE</i>	Speicheranlagen ( $STORAGE \subset UNIT$ )
<i>T</i>	Perioden
<i>UNIT</i>	Anlagen
<i>UNIT_KWK</i>	KWK-Anlage ( $UNIT_{KWK} \subset UNIT$ )

$UNIT\_Therm$  Thermische Anlage  
( $UNIT\_Therm \subset UNIT$ )

**Modellparameter**

$Aval_{unit,t}$  durchschnittliche Verfügbarkeit der Anlage  $unit$  in  $t$

$b_{ext,ext',t}$  Element der Admittanzmatrix

$Cfix_{unit,t}$  fixe jährliche Betriebsausgaben für die Anlage  $unit$

$Cfuel_{imp,prod,ec,t}$  Brennstoffkosten für die Belieferung von  $prod$  mit  $ec$  in  $t$

$Cfee_{prod,prod',ec,t}$  variable Abgabe/Steuer auf den Fluss ( $prod, prod', ec$ )

$Cinv_{unit,t}$  spezifische Investitionen für einen Zubau der der Anlage  $unit$  in der Periode  $t$  (als Annuitätswert)

$Cloadvar_{proc,t}$  Laständerungskosten eines Prozesses  $proc$

$Course_{ec,seas}$  Faktor zur Beschreibung der saisonalen Verfügbarkeit von volatilen Energieträgern respektive der saisonalen Nachfrage für Wärme oder EV-Elektrizität

$cRatio$  Verhältnis von Speichervolumen zur installierten Speicherkapazität bei Batteriespeichersystemen

$CStartUp_{proc,t}$  Anfahrkosten eines Prozesses  $proc$

$Cvar_{proc,t}$  variable Betriebsausgaben des Prozesses  $proc$

$Cvar_{prod,prod',ec,t}$  variable Ausgaben für Energie- und Materialstrome  $ec$  zwischen zwei Produzenten  $prod, prod'$  im Jahr  $t$

$D_{prod,ec,t}$  Nachfrage nach dem Energieträger  $ec$  von einem Produzenten  $prod$  im Jahr  $t$

$D_{prod,ec,t,seas}$	Nachfrage nach einem Energieträger $ec$ von einem Produzenten $prod$ in einem Jahr $t$ und einer Zeitscheibe $seas$
$D_{prod,EVuse,t,day}$	tägliche Stromnachfrage durch Elektromobilität $EVuse$ von einem Produzenten $prod$ im Jahr $t$
$EVcum_{t,seas}$	Anteil an der EV-Stromnachfrage, der bis zur Zeitscheibe $seas$ geladen werden muss
$EVPMAX_{prod,t}$	EV-Ladeleistung, die dem jeweiligen Produzenten $prod$ maximal zur Verfügung steht
$EVuncon$	Anteil der EV-Nutzer, die ungesteuert laden
$EVUpper_{seas}$	Obergrenze des Lastverschiebepotentials der Elektromobilität
$h_{ext,ext',ext'',t}$	Leitungssuszeptanz
$HoursYear_t$	Jahresstundenzahl (8760 h/a)
$Hours_{seas}$	Stundenzahl, die auf die Zeitscheibe $seas$ entfallen
$KWKshare_t$	Anteil der KWK-Anlagen an der Netostromerzeugung in Periode $t$
$MaxCAP_{storage,t}$	geplante Kapazität eines PSKs, das momentan in der Planungsphase ist.
$MinBetrieb_{proc}$	Mindestbetriebszeit des Prozess $proc$
$MinP_{proc,t}$	Teillastgrenze/Mindestleistung des Prozess $proc$
$MinStopp_{proc}$	Mindeststillstandszeit des Prozess $proc$
$No_{seas-1,seas}$	Anzahl der Übergänge zwischen den Zeitscheiben $seas-1$ und $seas$ innerhalb eines Jahres
$Ratio_{storage,t}$	Verhältnis der Lade- und Entladeleistung eines Speichers

$REGTarget_t$	Anvisierter Mindestanteil der Erneuerbaren an der Nettoerzeugung
$Slack_{ext}$	Slack-Knoten
$ThLimit_{ext,t,xt',t}$	Thermisches Limit der Leitung zwischen Extgridnode $ext$ und $ext'$
$Time_{seas}$	Stundenanzahl welche die Zeitscheibe $seas$ an einem Tag repräsentiert
$VlhMax_{proc,t}$	Begrenzung der maximalen Volllaststundenanzahl für den Prozess $proc$ in der Periode $t$
$VlhMin_{proc,t}$	Vorgabe der minimalen Volllaststundenanzahl für den Prozess $proc$ in der Periode $t$
$Volume_{psk,t}$	geplantes Speichervolumen eines PSKs $psk$ in Periode $t$ , das momentan in der Planungsphase ist
$Water_{psk,t,seas}$	natürlicher Zufluss zu einem PSK $psk$ je Zeitscheibe $seas$ in einer Periode $t$
$\eta_{proc,t}$	Wirkungsgrad des Prozesses $proc$ in der Periode $t$
$\eta_{prod,prod',ec,t}$	Übertragungswirkungsgrad des Flusses ( $prod, prod', ec$ ) in der Periode $t$
$\lambda_{proc, ec}$	Anteil des Energieträgers $ec$ am Gesamtinput bzw. Gesamtoutput des Prozesses $proc$ (Konvention: negative Werte für Input, positive für Output)

### **Positive Variablen**

$Cap_{unit,t}$	installierte Kapazität der Anlage $unit$ in der Periode $t$
$CapNew_{unit,t}$	in der Periode $t$ neu installierte Kapazität der Anlage $unit$ (Zubau)

$CapRes_{unit,t}$	bereits installierte, in der Periode $t$ noch zur Verfügung stehende Kapazität der Anlage $unit$
$Cloadchange_{proc,t,seas-1,seas}$	Lastwechselkosten eines Prozesses $proc$ zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitscheiben $seas-1$ , $seas$ in Periode $t$
$HighPS_{proc,t,seas}$	Variable zwischen 0 und 1 zur Beschreibung des Prozessniveaus des Prozesses $proc$ zwischen der Mindestleistung und der maximalen Leistung
$LowPS_{proc,t,seas}$	Variable zwischen „0“ und „1“ zur Beschreibung des Prozessniveaus des Prozesses $proc$ zwischen „0“ und der Mindestleistung in der Zeitscheibe $seas$ in Periode $t$
$LVup_{proc,seas-1,seas,t}$	positive Laständerung des Prozesses $proc$ zwischen zwei Zeitscheiben $seas-1$ , $seas$ in Periode $t$
$LVdown_{proc,seas-1,seas,t}$	negative Laständerung des Prozesses $proc$ zwischen zwei Zeitscheiben $seas-1$ , $seas$ in Periode $t$
$PL_{proc,t}$	Aktivitätsniveau des Prozesses $proc$ in der Periode $t$ (Jahreswert)
$PS_{proc,t,seas}$	Aktivitätsniveau des Prozesses $proc$ in der Zeitscheibe $seas$ der Periode $t$
$StartupCount_{proc,t,seas}$	Zählvariable für die Anzahl der Anfahrtsvorgänge von Prozess $proc$ je Periode $t$
$StorageState_{storage,seas,t}$	Ladezustand eines Speichersystems $storage$ am Ende des Zeitintervalls $seas$ in Periode $t$
$\theta_{ext,t,seas}$	Phasenwinkel am Netzknoten $ext$ in der Zeitscheibe $seas$

### **Freie Variablen**

$FL_{prod,prod',ec,t}$

Niveau des *ec*-Flusses von Produzenten *prod (imp)* zu Produzenten *prod' (exp)* in der Periode *t* (Jahreswert)

$FS_{prod,prod',ec,t,seas}$

Niveau des *ec*-Flusses von Produzenten *prod (imp)* zu Produzenten *prod' (exp)* in der Zeitscheibe *seas* der Periode *t*

### **Binärvariablen**

$Gen01_{proc,t,seas}$

Zustandsvariable; Beschreibung, ob Prozess *proc* in der Zeitscheibe *seas* der Periode *t* genutzt wird

$In01_{storage,t,seas}$

Zustandsvariable; Beschreibung, ob Speicher *storage* in Zeitscheibe *seas* der Periode *t* im Lademodus ist

$Out01_{storage,t,seas}$

Zustandsvariable; Beschreibung, ob Speicher *storage* in Zeitscheibe *seas* der Periode *t* im Entlademodus ist

# 1. Einleitung

## 1.1 Motivation

In Elektrizitätssystemen müssen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt und an jedem Ort miteinander in Einklang gebracht werden. Dies wird aufgrund des wachsenden Anteils der dargebotsabhängigen Einspeisung volatiler erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung zunehmend zu einer Herausforderung.

Die im Kyoto-Protokoll verpflichtend vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Ziele und das Streben nach Unabhängigkeit von Brennstoffimporten haben in Deutschland in den letzten Jahren zu einer massiven Zunahme an fluktuierender Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) geführt. Nach den Zielen der Bundesregierung wird sich dieser Trend weiter fortsetzen. Da der Großteil des Stroms aus EE nicht bedarfs-, sondern dargebotsabhängig generiert wird, erfolgt zunehmend eine Entkopplung von Stromerzeugung und Strombedarf (vgl. Lund und Kempton, 2008).

Eine Möglichkeit, Angebot und Nachfrage der Elektrizität zeitlich zu synchronisieren, ist das Abregeln der Einspeisung aus EE in Zeiten eines Überangebots in Verbindung mit dem Vorhalten eines thermischen Kraftwerksparks, der ausreichend groß ist, um die Versorgungssicherheit in Zeiten geringer Einspeisung aus EE zu sichern. Dieser Reservekraftwerkspark (Kaltreserve) hätte allerdings eine geringe Auslastung. Eine technische Alternative dazu stellen elektrische Speichersysteme (ESS) dar. Durch das Vermeiden von Abregelungen der EE sowie von Last-wechseln bei thermischen Kraftwerken führen diese zu einer effizienteren Auslastung des gesamten Kraftwerksparks. Die Volllaststunden von EE und von vorhandenen thermischen Grundlastkraftwerken steigen.

Zusätzlich zur zeitlichen Synchronisation muss die Stromerzeugung auch räumlich synchronisiert werden. Da in Deutschland der Aufbau von großen Windparks im Norden geplant ist (vgl. AEE, 2012), während die Lastzentren traditionell im Westen und Süden liegen, muss hier künftig mehr Strom transportiert werden. Durch mangelnde Übertragungskapazitäten im deutschen Höchstspannungsnetz kann es zu einer zeitgleichen Abregelung der Einspeisung im Norden und einer Stromerzeugung durch thermische Kraftwerke im Süden kommen. Abhilfe kann hierbei der Netzausbau schaffen. Aufgrund von mangelnder Akzeptanz, langen Genehmigungsverfahren oder juristischen Konflikten verzögert sich dieser in Deutschland allerdings (vgl. Mihm 2014). Speichersysteme werden jedoch wegen der derzeit hohen Investitionen für die nächsten Jahre keine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau darstellen (vgl. dena, 2010b; Gatzen, 2008; VDE, 2009). Allerdings können sie bei Netzengpässen dennoch wirtschaftlich eingesetzt werden, wenn es im Netzausbau zu erheblichen Verzögerungen kommt (vgl. VDE, 2009; Gatzen, 2008). Bei einer begrenzten Übertragungskapazität kann der Aufbau von Speichersystemen auf der Überschussseite etwaiger Netzengpässe zu einer besseren Auslastung der vorhandenen Leitungen führen (vgl. Kuhn, 2012).

Als elektrische Speicher sind im deutschen Energiesystem bislang nahezu ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke (PSK) vertreten. Die Ausbaukapazität dieser ist jedoch annähernd ausgeschöpft (vgl. VDE, 2009). Potentielle Neubauprojekte scheitern zudem oftmals an mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz aus Gründen des Naturschutzes (vgl. Popp, 2010). Deshalb müssen künftig andere innovative Speicherkonzepte, wie stationäre Batteriespeichersysteme, in Betracht gezogen werden. Diese könnten sich als besonders vorteilhaft erweisen, da bei ihnen mit einem großen Kostendegressionspotential gerechnet werden kann (vgl. Doughty et al., 2010; Dunn et al., 2011) und sie darüber hinaus unabhängig von der geographischen Topologie sind.

## 1.2 Zielsetzung

Die aufgezeigte Problematik zieht die Frage nach sich, welche Speicherleistungen und -kapazitäten künftig an welchem Ort bzw. Netzknoten aufgebaut werden sollten. Aus diesem Grund ist es das Ziel dieser Arbeit, den ökonomischen Bedarf an elektrischen Speichersystemen in Deutschland unter Berücksichtigung der gegebenen Netzrestriktionen zu ermitteln.

Durch diese Berechnung werden dementsprechend die strategisch günstigsten Allokationen für Speicher ermittelt, um ein gegebenes Netz bestmöglich auszulasten. Netzabschnitte, die bislang nur zeitweise aufgrund einer hohen, vorübergehenden EE-Einspeisung ausgelastet sind, können über einen längeren Zeitraum hinweg vermehrt und gleichmäßiger ausgelastet werden, indem ein Teil der EE-Einspeisung mit Hilfe von Speichern zeitlich verschoben wird. Gleichzeitig erhöht sich durch die Speicherung der Anteil der integrierbaren EE-Einspeisung. Der Fokus der Arbeit liegt auf Tagesspeichern, wie zum Beispiel PSK oder stationären Batteriespeichern, da diese im Vergleich zu Langzeitspeichern bereits bei geringeren EE-Anteilen an der Stromerzeugung ökonomisch vorteilhaft sind (vgl. VDE, 2012b).

Die Ermittlung des Speicherbedarfs in Deutschland erfolgt aus Systemsicht unter Einbeziehung des Übertragungsnetzes. Märkte bleiben unberücksichtigt. Erzeugungskapazitäten und Lasten der unteren Netzebenen werden auf der Übertragungsebene vereinfacht und aggregiert abgebildet. Dementsprechend wird bei der Ermittlung des Speicherbedarf nicht unterschieden, ob es sich dabei um einen großstationären Speicher auf der Übertragungsebene handelt oder um mehrere kleinere Speicher auf Verteilnetzebene.

Sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite werden Alternativen zur Speicherung berücksichtigt. Erzeugungs-

seitig ist dies die mögliche Abregelung von EE in Verbindung mit dem Zubau von schnell agierenden Spitzenlastkraftwerken. Nachfrageseitig werden Lastverschiebepotentiale durch Elektrofahrzeuge berücksichtigt.

Zur Abschätzung des wirtschaftlichen Speicherbedarfs wird ein technologieorientiertes Bottom-up-Modell benötigt, das der Komplexität der beschriebenen Zusammenhänge Rechnung trägt und eine integrierte Betrachtung der Erzeuger- und Nachfrageseite sowie der Übertragungskapazitäten des deutschen Energiesystems ermöglicht. Deswegen wird in dieser Arbeit mit PERSEUS-NET-ESS ein Energiesystemmodell entwickelt, das den Speicheraufbau und mögliche Alternativen endogen unter Berücksichtigung von gegebenen Netzrestriktionen nach wirtschaftlichen Kriterien abschätzt.

### 1.3 Struktur der Arbeit

In der vorliegenden Arbeit wird das Energiesystemmodell PERSEUS-NET-ESS (**P**rogram **P**ackage for **E**mission **R**eduction **S**trategies in **E**nergy **U**se and **S**upply – **NET** – **E**nergy **S**torage **S**ystem) entwickelt, um den künftigen Speicherbedarf im deutschen Elektrizitätssystem abzuschätzen und die strategisch günstigsten potentiellen Allokationen dieser Kapazitäten zu finden.

Zunächst erfolgt im Abschnitt 2.1 des folgenden Grundlagenkapitels ein Überblick über energiewirtschaftliche Grundlagen der Stromerzeugung. Im darauf folgenden Abschnitt 2.2 wird allgemein die Thematik der Energiesystemmodelle aufgegriffen. Anschließend werden die Grundlagen der Optimierung in Energiesystemmodellen erläutert (Abschnitt 2.3), bevor auf Unterschiede einer perfekten und einer myopischen Voraussicht bei der Modellierung eingegangen wird (Abschnitt 2.4).

In Kapitel 3 werden verschiedene Speichertechnologien vorgestellt, wobei zunächst verschiedene Speicheranwendungsmöglichkeiten erläutert werden (Abschnitt 3.1). Anschließend folgt eine Unterteilung der Technologien in Kurzzeitspeicher (Abschnitt 3.2), Tagesspeicher (Abschnitt 3.3) und Langzeitspeicher (Abschnitt 3.4). Der Fokus liegt auf den Tagesspeichern, insbesondere auf den Batteriespeichern, für die aus der Literatur Charakteristika und Prognosen zu künftigen Entwicklungen zusammengetragen werden. In Abschnitt 3.5 folgt ein Überblick über wissenschaftliche Arbeiten, die den Bedarf von Elektrizitätsspeichern in Deutschland thematisieren.

In Kapitel 4 wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte PERSEUS-NET-ESS-Modell beschrieben. Zunächst wird die PERSEUS-Modellfamilie vorgestellt (Abschnitt 4.1). Dabei wird ein Überblick über verschiedene existierende Modellvarianten gegeben. Da das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte PERSEUS-NET-ESS-Modell eine Weiterentwicklung des PERSEUS-NET-Modells (vgl. Eßer-Frey, 2012) ist, wird auf dieses detaillierter eingegangen. In Abschnitt 4.2 wird der allgemeine Modellansatz von PERSEUS-NET-ESS erläutert. Anschließend wird in Abschnitt 4.3 die methodische Vorgehensweise zur Ermittlung des räumlich differenzierten endogenen Speicherzubaues in Deutschland entwickelt. Kapitel 4 schließt mit der mathematische Beschreibung des entwickelten Optimiermodells (Abschnitt 4.4).

Die Datengrundlage der verschiedenen Szenarien wird in Kapitel 5 zusammengetragen. Zunächst wird dazu ein Szenarienüberblick gegeben (Abschnitt 5.1), bevor gesondert auf die Inputparameter des Referenzszenarios (Abschnitt 5.2) eingegangen wird. Im Anschluss daran werden für die weiteren Szenarien die zum Referenzszenario abweichenden Inputparameter erläutert und begründet (Abschnitt 5.3-5.7). Dabei weichen die Szenarien jeweils in einem für den Speicherzubau sensitiven Inputparame-

ter, wie zum Beispiel den Batteriepreisen oder der Durchdringung von Elektrofahrzeugen, vom Referenzszenario ab.

In Kapitel 6 erfolgt die Auswertung der Szenariorechnungen. Im Vorfeld werden zunächst verschiedene Arten der Modellierung des Lastwechselverhaltens thermischer Erzeugungsanlagen verglichen (Abschnitt 6.1). Es folgt die ausführliche Ergebnisdarstellung des Referenzszenarios (Abschnitt 6.2). Danach werden die Ergebnisse der anderen Szenarien miteinander verglichen und ausgewertet (Abschnitt 6.3). Schlussfolgerungen aus den verschiedenen Rechnungen werden in Abschnitt 6.4 gezogen.

Das entwickelte Modell sowie die erzielten Ergebnisse werden in Kapitel 7 kritisch diskutiert. Dazu werden die in den Szenariorechnungen gewonnenen Ergebnisse zunächst in bestehende wissenschaftliche Erkenntnisse eingeordnet (Abschnitt 7.1). Anschließend werden Grenzen des entwickelten Elektrizitätssystemmodells aufgezeigt (Abschnitt 7.2). In einem Ausblick werden Verbesserungs- und weitere Anwendungsmöglichkeiten vorgeschlagen (Abschnitt 7.3).

Die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommenen Arbeitsschritte und die gewonnenen Erkenntnisse werden abschließend in Kapitel 8 zusammengefasst.

## 2. Grundlagen

Die zum Verständnis der Arbeit wichtigen Grundlagen werden in diesem Kapitel vermittelt. Zunächst werden energiewirtschaftliche Grundlagen der Stromerzeugung dargelegt (Abschnitt 2.1), bevor allgemein auf optimierende Energiesystemmodelle eingegangen wird (Abschnitt 2.2). Es folgen jeweils ein Abschnitt zu den Grundlagen der Optimierung (Abschnitt 2.3) und zur Voraussicht in Modellen (Abschnitt 2.4).

### 2.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen der Stromerzeugung

Die Rahmenbedingungen der Stromerzeugung in Deutschland haben sich in den letzten Jahren grundlegend verändert. Ein Grund dafür ist, dass nach der Katastrophe in Fukushima (Japan) im Jahre 2011 die sofortige Abschaltung der acht ältesten Atommeiler erfolgte und der Ausstieg aus der Atomenergie bis zum Jahr 2022 beschlossen wurde (vgl. BGBl, 2013). Während im Jahr 2010 noch ca. 22 % der Bruttostromerzeugung aus Kernenergie erfolgte, waren es in 2013 nur noch etwa 15 % (vgl. AGE, 2014). Ein weiterer Grund ist die politische Zielsetzung, durch eine Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes gegen den Klimawandel anzukämpfen. Diesbezüglich wurde im Energiekonzept der Bundesregierung eine Reduktion des Treibhausgasausstoßes bis 2050 von 80 % gegenüber 1990 als Ziel festgelegt (vgl. BMWi & BMU, 2011). Diese Zielsetzung und die damit verbundene Förderung der EE in Form des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (vgl. BGBl, 2008) hat in den letzten Jahren bereits zu einem erhöhten EE-Ausbau geführt (vgl. Abbildung 2.1). Den Zielen der Bundesregierung zufolge soll dieser Ausbau künftig fortgesetzt werden. Der im Jahr 2013 erreichte Anteil von 23,9 % EE an der deutschen Bruttostromer-

zeugung (vgl. AGE B, 2014) soll bis 2020 auf 35 % und bis 2050 auf 80 % ansteigen (vgl. Bundesregierung, 2011).

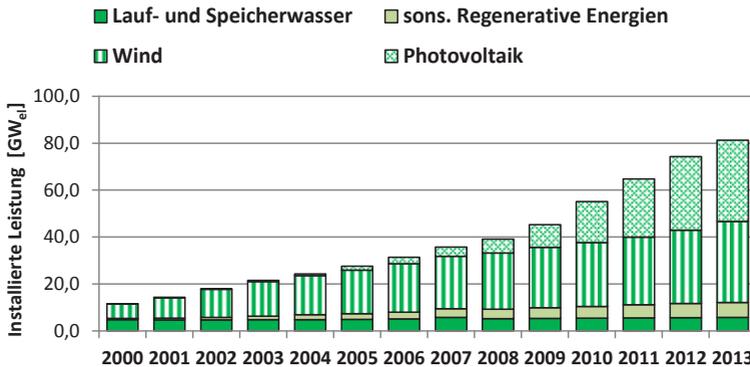


Abbildung 2.1: Installierte EE-Leistung (2000-2013),  
Datenquelle: BDEW (2014)

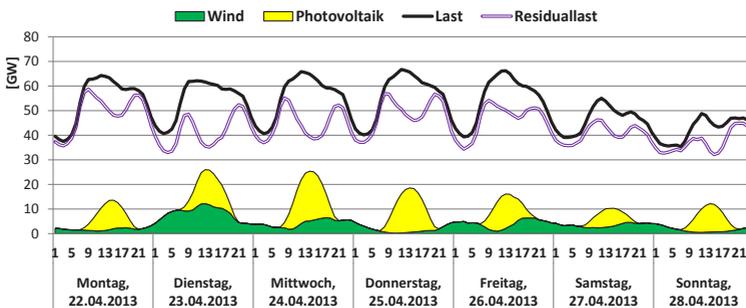


Abbildung 2.2: Beispielhafte Residuallast von 2013,  
Datenquellen: ENTSO-E (2014) und EEX (2014)

Insbesondere die installierte Wind- und Photovoltaik(PV)-Leistung hat sich in den letzten Jahren vervielfacht. Die Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen ist wetterabhängig (dargebotsabhängig) und kann somit nicht bei Bedarf gesteuert werden.

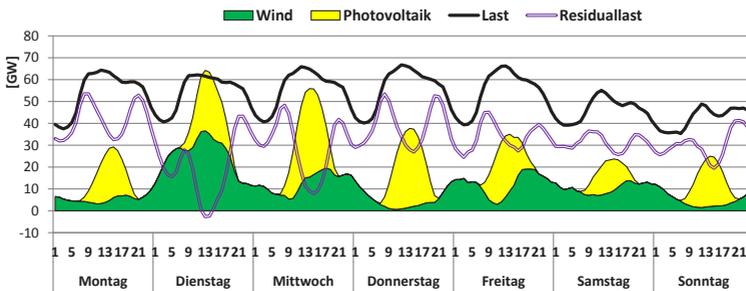
Da Elektrizität im Netz nicht speicherbar ist, wie dies beispielsweise bei Gas der Fall ist, muss in einem Elektrizitätssystem das Stromangebot zu jeden Zeitpunkt der Stromnachfrage entsprechen. Deshalb führt die zunehmende Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen zu einem veränderten Lastprofil, welches von den verbleibenden bedarfsgesteuerten Kraftwerken gedeckt werden muss. Diese verbleibende Last ist die sogenannte Residuallast (vgl. Abbildung 2.2).

### 2.1.1 Ausgleich von Last und Erzeugung

Der weitere Ausbau der dargebotsabhängigen, volatilen EE-Anlagen führt dazu, dass Schwankungen bei der Residuallast zunehmen werden (vgl. Abbildung 2.3). Die durch den bedarfs-gesteuerten Kraftwerkspark zu erbringende Maximallast verringert sich nur geringfügig, während die zu jedem Zeitpunkt vorhandene minimale Residuallast künftig null oder sogar negativ sein kann. Dementsprechend steigt die Relevanz einer flexiblen Betriebsweise der verbleibenden thermischen Kraftwerke. Der Bedarf nach vergleichsweise trägen Grundlastkraftwerken wird künftig abnehmen. Gleichzeitig müssen Reservekraftwerke vorgehalten werden, falls über mehrere Tage hinweg keine dargebotsabhängige Einspeisung zur Verfügung steht. Diese Reservekraftwerke dienen der Bereitstellung einer gesicherten Leistung und werden in der Regel selten eingesetzt, daher haben sie nur geringe Voll-laststunden (Vlh). Unter Vlh wird der Quotient aus der jährlich erzeugten Energiemenge und der installierten Leistung einer Anlage verstanden.

Es ist fraglich, ob basierend auf dem heutigen Marktdesign künftig genügend Anreize zum Ausbau der zur Deckung der Maximallast notwendigen Reservekraftwerke gegeben werden (vgl. Süßenbacher et al., 2011). Aktuell wird nur die erzeugte Elektrizität vergütet (energy-only-market). Der Marktpreis spiegelt die Grenzkosten des nach der Merit-Order gerade noch zur Deckung der Last

benötigten Kraftwerks wider. Unter Merit-Order wird dabei die auf Grenzkosten der Stromerzeugung basierende Einsatzreihenfolge der Kraftwerke verstanden. Dementsprechend können günstiger Kraftwerke, die damit in der Merit-Order weiter vorne stehen, ihre Fixkosten und geleistete Investitionen über den Marktpreis decken. Bei Kraftwerken mit geringen Vlh und gegebenenfalls Grenzkosten, die beim Einsatz bereits nahezu dem resultierenden Marktpreis entsprechen, ist dies nicht der Fall. Deshalb wird in Deutschland die Einführung sogenannter Kapazitätsmechanismen debattiert, welche die Leistungsbereitstellung vergüten (vgl. Winkler et al., 2013). In anderen europäischen und nicht-europäischen Ländern wurden diese bereits eingeführt (vgl. Olsina et al., 2014; Süßenbacher et al., 2011).



**Abbildung 2.3: Beispielhafte Residuallast bei weiterer Zunahme der dargebotsabhängigen EE-Einspeisung**

Zusätzlich zu den vorhersagbaren Schwankungen kann es künftig durch Prognosefehler bei der EE-Einspeisung vermehrt zu unerwarteten kurzfristigen Schwankungen kommen (vgl. Keßler et al., 2010). Schwankungen von Last und/oder Erzeugung führen zur Abweichungen von der Systemfrequenz des europäischen Verbundnetzes von 50 Hz. Ein plötzlicher Abfall der Einspeisung führt zu einer geringeren Frequenz, während eine zu hohe Einspeisung zu einer zu hohen Frequenz führt. Zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen wird Regelleistung benötigt. Je nach Anfahrtszeit

wird hierbei in Primär-, Sekundär- und Minutenreserve unterschieden. Bislang wird die bei Frequenzschwankungen quasi sofort einsetzende netzstabilisierende Primärreserve überwiegend von den rotierenden Massen des thermischen Kraftwerksparks bereitgestellt. Nach maximal fünf Minuten muss die Primärreserve von der Sekundärreserve abgelöst werden. Zum Vorhalten von Sekundärregelleistung werden in jeder Regelzone einige sogenannte Regelkraftwerke vorgehalten. Hierzu zählen PSK und Gasturbinen. Zudem werden einige zur Strombereitstellung benötigte Kraftwerke nicht mit Volllast, sondern im Teillastbetrieb gefahren, damit sie bei Bedarf ihre Leistung schnell hoch regeln und dadurch positive Regelleistung liefern können. Damit nach einem solchen Vorgang die Verfügbarkeit der Sekundärreserve wieder hergestellt wird, muss diese innerhalb von 15 Minuten durch die langsamer anlaufende Minutenreserve ersetzt werden (vgl. Vennemann, 2011; Gatzen, 2008).

Bei mit einem plötzlichen Abflauen des Windes zeitgleich einhergehenden sprunghaften positiven Laständerungen kann es kurzfristig zu einem hohen Ausgleichsbedarf kommen. Zum Ausgleich werden Regelkraftwerke mit einer schnellen Anfahrtszeit und daraus resultierend einem hohen Leistungsgradienten benötigt. Einer Studie des IER zufolge steigt bereits bei einem Anteil von 50 % EE an der Stromerzeugung die im Extremfall benötigte Geschwindigkeit der Leistungsänderung von heute bis zu -3 GW bzw. + 4GW auf bis zu -13 GW bzw. +11 GW in 15 Minuten (vgl. Hundt, 2010). Um diese Änderung mit dem thermischen Kraftwerkspark auszugleichen, muss, wegen der (teils) flachen Leistungsgradienten, deutlich mehr Kraftwerksleistung zur Verfügung stehen als zur Deckung der Lastspitzen benötigt wird. Da volatile Erzeugungseinheiten künftig zunehmend den regelbaren thermischen Kraftwerkspark ersetzen, würde dies bedeuten, dass zur Bereitstellen der benötigten Regelenergie viele der verbleibenden thermischen Kraftwerke im Teillastbetrieb fahren müssten. Dies

würde aber gleichzeitig zu einem schlechteren Wirkungsgrad und damit zu höheren spezifischen Emissionen führen (vgl. Fuchs et al., 2012; VDE, 2009). Deshalb müssen alternativ verstärkt andere Regelkraftwerke zur Überbrückung dieser steilen Laständerungen eingesetzt werden. Von den heute eingesetzten Regelkraftwerken weisen PSK, die innerhalb von fünf Minuten auf Vollast anfahren können, zusammen mit Gasturbinen den steilsten Leistungsgradienten auf (vgl. Vennemann, 2011).

Eine weitere Möglichkeit des Ausgleichs von Last und Erzeugung stellen sogenannte Demand-Response (DR)- oder auch Lastverschiebe-Maßnahmen dar. Diese Maßnahmen ändern den ehemals geltenden Grundsatz, dass die elektrische Nachfrage unelastisch in Bezug auf den Preis ist und dass die Strombereitstellung an die Last angepasst werden muss. Unter Lastverschiebepotential (LVP) wird hierbei eine in Grenzen zeitlich verschiebbare Last verstanden (vgl. Paetz et al., 2013). Lastverschiebung wird heute insbesondere bei stromintensiven Industrieprozessen, wie beispielsweise der Aluminiumherstellung, genutzt, um betriebsinterne Lastspitzen zu reduzieren (vgl. Steurer et al., 2014). Aufgrund ihrer geringen Preiselastizität verfügen private Haushalte bislang über ein geringes LVP (vgl. Hillemacher et al., 2011). Mit einer flächendeckenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen (EV) könnte sich dies allerdings ändern. Zum einen aufgrund der hohen Elektrizitätsnachfrage und zum anderen wegen der hohen Standzeiten der Fahrzeuge, durch die der Ladevorgang meist auf mehrere Stunden verteilt werden kann (vgl. Jochem et al., 2012; Hahn et al., 2013; Babrowski et al., 2014b).

### 2.1.2 Energieversorgungsnetze

Die Stromverteilung erfolgt in Deutschland über Niederspannungs- bzw. Verteilnetze, Mittelspannungsnetze und über das Hoch- und Höchstspannungs- bzw. das Übertragungsnetz. Die

Übertragungsverluste in Deutschland betragen dabei in etwa 6 % des Nettostromverbrauchs (vgl. Destatis, 2014).

Größere Kraftwerksblöcke sind im Allgemeinen über eigene Netzanschlüsse an das Höchstspannungsnetz (220 kV bzw. 380 kV) angeschlossen. Bei diesen Netzen handelt es sich im Normalfall um reine Transport- bzw. Übertragungsnetze an die keine Verbraucher angeschlossen sind. Da Leitungen in der Regel parallel geschaltet sind, sind Übertragungsnetze vergleichsweise ausfallsicher (vgl. Heuck et al., 2010). In Deutschland wird das Übertragungsnetz von vier sogenannten Übertragungsnetzbetreibern betrieben (vgl. TenneT, 2013; 50Hertz, 2013; Amprion, 2013; TransnetBW, 2013).

Traditionell wurden größere Kraftwerksblöcke nahe der Verbrauchszentren aufgebaut. Durch den EE-Ausbau und der (geplanten) Abschaltung der Kernkraftwerke ändert sich dies zunehmend. Künftig soll über die Übertragungsnetze aus Windkraft erzeugte Elektrizität von Norddeutschland nach West- und Süddeutschland geleitet werden. Dafür berechnet die „Dena-Netzstudie II“ einen notwendigen Netzausbau von ca. 3.600 km bis 2020<sup>1</sup> (vgl. dena, 2010b). Zugrunde liegt hierbei ein den Zielen der Bundesregierung entsprechender Anteil von 35 % EE an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020. Bis 2050 kann bei einem angestrebten EE-Anteil von 80 % mit einem noch höheren Ausbaubedarf gerechnet werden. Der von den vier Übertragungsnetzbetreibern entwickelte Netzentwicklungsplan Strom ermittelt einen Umbauebedarf bestehender Leitungen von ca. 5.300 km und einen Ausbauebedarf neuer Leitungen von ca. 3.500 km bis 2024. 2.000 km der neuen Leitungen sollen als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs(HGÜ)-Leitungen ausgeführt werden, die vier Gleichstromtrassen von Nord- nach Süddeutschland mit

---

<sup>1</sup> Zugrunde liegen 380-kV-AC-Freileitungen, die auf eine thermische Stromtragfähigkeit von 4000 A pro Stromkreis ausgelegt sind.

einer Übertragungskapazität von 10 GW bilden sollen. Die notwendigen Gesamtinvestitionen werden mit ca. 21-26 Milliarden Euro angegeben (vgl. NEP, 2014).

Über Umspannwerke werden tieferliegende Netzebenen aus dem Höchstspannungsnetz gespeist. Dies sind zunächst die Hochspannungsnetze (110 kV), die wiederum Mittelspannungsnetze (20 kV und 10 kV) speisen. Während einzelne Mittel- und Spitzenlastkraftwerke an das Hochspannungsnetz angeschlossen sein können, gibt es in Mittelspannungsnetzen traditionell im Normalfall neben den Umspannwerken keine weiteren Einspeiser und auch keine Endverbraucher. Mittelspannungsnetze dienen zur regionalen Verteilung der Elektrizität (vgl. Heuck et al., 2010). Zunehmend speisen allerdings vor allem onshore-Windanlagen auch in diese Netzebene ein (vgl. BNA, 2012).

Niederspannungsnetze bzw. Verteilnetze (400/230 V) werden über Netzstationen aus den Mittelspannungsnetzen gespeist. Endverbraucher, wie Haushalte, sind in der Regel hier angeschlossen. Die Topologie einzelner Verteilnetze und die Anzahl der angeschlossenen Haushalte variiert je nach der zugrunde liegenden Siedlungsstruktur (vgl. Scheffler, 2002). Die zunehmende dezentrale EE-Einspeisung findet zu einem großen Teil im Verteilnetz statt. Bei einer hohen Globalstrahlung kann es vorkommen, dass sich der Stromfluss zwischen dem Mittelspannungsnetz und Verteilnetzen mit einer hohen PV-Durchdringung umdreht. Damit stellt die zunehmende dezentrale Einspeisung die Niederspannungsnetze vor neue Herausforderungen (vgl. Scheffler, 2002). Die „dena-Verteilnetzstudie“ errechnet aufgrund dieser Herausforderungen einen Aus- und Umbauebedarf des Verteilnetzes auf 160.000-214.000 km bis zum Jahr 2030. Je nach EE-Durchdringung liegen die notwendigen Investitionen dabei zwischen 27,5 und 42,5 Milliarden Euro. Auch für die Mittelspannungsnetze wird weiterer Ausbauebedarf gesehen (vgl. dena, 2012a).

## 2.2 Optimierende Energiesystemmodelle

Charakteristisch für Energiesystemmodelle ist der Bottom-up-Ansatz und die Optimierung hinsichtlich einer gesamtwirtschaftlichen Größe (vgl. Eßer-Frey, 2012; Krey, 2006). „Bottom-up“ bedeutet, dass einzelne Prozesse oder Technologien und deren Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung im Vordergrund stehen. Im Kontext dieser Arbeit werden unter Energiesystemmodellen explizit Strommodelle verstanden, die den Sektor der Elektrizitätserzeugung abbilden. Das Energiesystem wird durch eine möglichst detailnahe Modellierung einzelner Technologien und/oder Prozesse beschrieben, die in Summe gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge abbilden. Durch die abgebildeten techno-ökonomischen Zusammenhänge eignen sich Energiesystemmodelle zur Bewertung einzelner Technologien, wie zum Beispiel von Speicherkraftwerken, im Energiesektor. Zielgröße der Optimierung ist meist die Minimierung der Systemgesamtausgaben. Die zu berücksichtigenden Restriktionen ergeben sich aus den technischen Eigenschaften der Prozesse, politischen Vorgaben und sonstigen sozio-ökonomischen Zusammenhängen.

Bei den auf den Sektor der Elektrizitätserzeugung fokussierenden Modellen ist in der Regel die Deckung der exogen vorgegebenen Stromnachfrage der Treiber der Optimierung. Der Kraftwerksausbau und die Kraftwerkseinsatzplanung werden ausgabenoptimal darauf abgestimmt. Je nach Fragestellung können Energiesystemmodelle einen lang- oder einen kurzfristigen Zeithorizont aufweisen. Modelle mit kurzfristigem Zeithorizont dienen meist zur Kraftwerkseinsatzplanung, während Modelle mit einem langfristigen Zeithorizont eher als Entscheidungshilfe für die Investitionsplanung dienen (vgl. Möst, 2006). Energiesystemmodelle können zudem nach dem Grad ihrer Voraussicht unterschieden werden (Vergleiche Kapitel 2.4). Bei sogenannten „perfect foresight“-Modellen wird das Modell für den gesamten Zeithori-

zont einmalig optimiert. Alle dafür benötigten Informationen stehen dem Modell gleichzeitig zur Verfügung und werden bei der Berechnung des intertemporalen Optimums berücksichtigt. Im Gegensatz dazu wird bei der myopischen Sichtweise der Zeithorizont schrittweise bearbeitet. Jeder Zeitschritt wird nur unter Verwendung der ihm zugehörigen Informationen optimiert, zukünftige Ereignisse bleiben unbeachtet.

Aufgrund der hohen Komplexität der Energiesysteme und der damit verbundenen Rechenzeit werden Energiesystemmodelle in der Regel als lineare oder gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme formuliert. Daher müssen nicht-lineare Zusammenhänge, die möglicherweise charakteristisch für die abgebildeten technischen Prozesse sind, (stückweise) linearisiert werden<sup>2</sup>. Generell gilt, dass eine Abwägung zwischen Rechenzeit und Detaillierungsgrad vorgenommen werden muss (vgl. Eßer-Frey, 2012; Babrowski et al., 2014a). Besonders entscheidend für die Rechenzeit ist die zeitliche Auflösung. Diese muss entsprechend der Fragestellung und der Systemgrenzen gewählt werden. Bei der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung sollte beispielsweise eine stündliche oder sogar viertelstündliche Auflösung der betrachteten Tage gewählt werden. Im Gegensatz dazu wird bei Modellen zur Investitionsplanung mit einem Zeithorizont von bis zu fünfzig Jahren in der Regel nur jedes fünfte Jahr unter Verwendung von sogenannten Typtagen berechnet. Zu Typtagen werden meist Werk- und Wochenendtage zusammengefasst und über Zeitscheiben abgebildet, die mehrere Stunden zusammenfassen können.

Bereits seit der Ölkrise in den 70er Jahren werden optimierende Energiesystemmodelle zur Politikberatung und zur strategischen Kraftwerksausbauplanung eingesetzt (vgl. Samouilidis, 1980).

---

<sup>2</sup> Bei der stückweisen Linearisierung erfolgt unter Verwendung von Binärvariablen eine Annäherung an den nicht linearen Zusammenhang.

Zunächst lag der Fokus dieser Modelle auf der Maßnahmenentwicklung zur Verringerung der Ölabhängigkeit, später zunehmend auf Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionen. Heute existiert eine große Bandbreite an Modellen, deren Wurzeln oft im EFOM-Modell, im MESSAGE- oder im MARKAL-Modell zu finden sind. Die Modellstrukturen können nach bestimmten Regeln für beliebige Datenbasen aufgebaut werden und sind demnach für verschiedene Systemräume und Zeitstrukturen anwendbar. Deshalb wird von sogenannten Modellgeneratoren gesprochen. In ihrer Grundform basieren die Modelle auf einer linearen Optimierung und dem „perfect foresight“-Ansatz. Im Folgenden werden die genannten Modelle kurz erläutert (nach Krey, 2006).

**EFOM** (Energy Flow Optimization Model): In den 70er und 80er Jahren wurde EFOM von der Europäischen Gemeinschaft entwickelt (vgl. Voort et al., 1984; Finon, 1974). Das Modell selbst wird nicht mehr verwendet, es stellt aber den Grundstein für mehrere in den 90er Jahren entstandene Modelle. Neben der PERSEUS-Modellfamilie (vgl. Abschnitt 4.1) basieren beispielsweise die noch heute verwendeten Modelle E<sup>3</sup>-Net und EFOM-CHP auf dem EFOM-Modell.

**MESSAGE** (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact): Das MESSAGE-Modell wurde in den 80er Jahren durch das Internationale Institut für angewandte Systemanalyse (IIASA) entwickelt (vgl. Messner, 1984; Messner & Stuebeger, 1999; Agnew et al., 1979). Das Modell wird bis heute weiterentwickelt und es bestehen mehrere verschiedene Modellvarianten. Darunter sowohl eine Variante, die Stochastik integriert, als auch eine, die auf einem myopischen Ansatz basiert (vgl. IIASA, 2012).

**MARKAL** (MARKet ALokacation): Das MARKAL-Modell wurde ebenfalls Ende der 70er Jahre am Brookhaven National Laboratory und dem heutigen Forschungszentrum Jülich (damals Kernfor-

schungsanlage) entwickelt (vgl. Fishbone & Abilock, 1981). Bis Anfang der 90er Jahre war das Modell ausschließlich auf Großrechnern verwendbar. Das Modell wird bis heute verwendet und weiterentwickelt und ist in der Modellierungsumgebung GAMS geschrieben.

Im Laufe der Zeit wurden die ursprünglichen Modellversionen weiterentwickelt und neue Modelle sind entstanden. Zu den bekanntesten Vertretern aktueller Modelle in Deutschland zählen beispielsweise das im Forschungszentrum Jülich verwendete und weiterentwickelte IKARUS-Modell (vgl. Martinsen et al., 2006) oder das am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart betriebene TIMES-Modell (vgl. Loulou et al., 2005).

## 2.3 Grundlagen der Optimierung

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierungsmodell PERSEUS-NET-ESS kann je nach Einstellung entweder linear oder gemischt-ganzzahlig (linear) berechnet werden. Zum besseren Verständnis werden diese beiden Optimierungsansätze im Folgenden erläutert. Die Erklärungen basieren dabei auf Nickel et al. (2011).

### 2.3.1 Lineare Optimierung

Die lineare Optimierung ist ein Grundzweig der Optimierungstheorie mit guten Lösungseigenschaften. Die Lösungsverfahren komplexerer Probleme, wie beispielsweise die nicht-lineare Optimierung oder die gemischt-ganzzahlige Optimierung, greifen deshalb auf die lineare Optimierung zurück.

Bei der linearen Optimierung müssen sowohl die Zielfunktion als auch die Restriktionen (Nebenbedingungen) linear sein. Zudem gilt in der Standardform des linearen Optimierungsproblems

die Nichtnegativitätsbedingung für alle Entscheidungsvariablen. Dadurch bilden die Restriktionen einen zulässigen Lösungsraum in Form eines konvexen Polyeders mit endlich vielen Ecken. Der optimale (Lösungs-)Punkt liegt auf einer der Ecken. Diese Eigenschaft machen sich Algorithmen zur Lösung linearer Optimierungsprobleme, wie beispielsweise der Simplex-Algorithmus, zunutze.

Obwohl die Rechenzeit des Simplex-Algorithmus im schlimmsten Fall exponentiell ist, führt er in der Praxis vergleichsweise schnell zu einer optimalen Lösung. Besonders bei größeren Problemen hat sich aber neben dem Simplex-Algorithmus die Verwendung des Barrier-Algorithmus (auch Innere-Punkte-Methode genannt) etabliert. Dieser weist im schlimmsten Fall eine polynomiale Lösungszeit auf. Nähere Informationen zu diesen und zu weiteren Lösungsverfahren finden sich in Nickel et al. (2011).

### 2.3.2 Gemischt-ganzzahlige Optimierung

Bei der gemischt-ganzzahligen Optimierung wird die Nichtnegativitätsbedingung einiger Entscheidungsvariablen durch die Einschränkung des Variablenraums auf eine natürliche Zahl  $x \in \mathbb{N}$  bzw. auf eine Binärvariable  $x \in \{0,1\}$  ersetzt. Diese Variablen dürfen nur eine ganzzahlige Lösung annehmen. Da in der Realität Dinge oft nur in fixen Einheiten zur Verfügung stehen, ist die gemischt-ganzzahlige Beschreibung eines Problems oftmals realitätsgetreuer.

Gemischt-ganzzahlige Probleme lassen sich mit Hilfe endlich vieler Schritte lösen. Der benötigte Rechenaufwand der benötigten Algorithmen kann allerdings im ungünstigsten Fall exponentiell sein. Für die Lösung eines gemischt-ganzzahligen Problems wird im ersten Schritt das relaxierte lineare Problem berechnet. Dies bedeutet, dass die Beschränkung von Entscheidungsvariablen auf den natürlichen Zahlenraum durch die Nichtnegativitäts-

bedingung ersetzt wird und dass die Beschränkung von Entscheidungsvariablen auf Binärvariablen durch  $0 \leq x \leq 1$  ersetzt wird. Die Lösung dieses linearen Problems ist eine kontinuierliche Lösung, welche (meist) für das gemischt-ganzzahlige Problem keine zulässige Lösung darstellt. Hierbei kann beispielsweise der oben erwähnte Simplex-Algorithmus oder das Barrier-Verfahren zur Anwendung kommen. Im nächsten Schritt werden dem relaxierten Problem, ausgehend von seinem Optimum, schrittweise Restriktionen hinzugefügt, um ganzzahlige Extrempunkte innerhalb der zulässigen Menge des relaxierten Problems aufzufinden. Dadurch, dass das Problem wiederholt gelöst werden muss, liegt der Rechenaufwand gemischt-ganzzahliger Probleme deutlich über dem von linearen Problemen (vgl. Nickel et al., 2011).

Gängige Verfahren zur Lösung von gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen sind beispielsweise der Branch & Bound-Algorithmus oder das Schnittebenenverfahren. Nähere Informationen hierzu finden sich in Nickel et al. (2011).

## 2.4 Perfekte Voraussicht vs. Myopische Voraussicht

Energiesystemmodelle können sich nicht nur in der Art des Optimierungsproblems unterscheiden, sondern auch in der Art ihrer Voraussicht. Hierbei wird unter einer perfekten Voraussicht verstanden, dass die Informationen über den gesamten Zeithorizont gleichzeitig ausgewertet werden, um das globale Optimum zu finden. Dabei werden bei der Berechnung der Kraftwerksausbauplanung von 2012 bis 2030 beispielsweise Ereignisse des Jahres 2030 bereits beim Kraftwerksausbau im Jahr 2012 berücksichtigt. Die Optimierung kennt alle zukünftigen Preise und Nachfragen. Das intertemporale Optimum wird gefunden. Im Gegensatz dazu wird mit einer myopischen Voraussicht bei der Ausbauplanung nur die gerade berechnete Periode berücksichtigt. Über zukünftige

ge Entwicklungen liegen keine Informationen vor. Das berechnete Optimum ist somit ausschließlich für die betrachtete Periode optimal.

Die meisten Energiesystemmodelle aus den 1980er Jahren basieren auf einem Ansatz mit perfekter Voraussicht, wie beispielsweise das MARKAL- oder das MESSAGE-Modell. In letzter Zeit scheint die Entwicklung aber dahinzugehen, dass Energiesystemmodelle verstärkt auch auf einem myopischen Ansatz basieren. So hat sich beispielsweise aus dem MARKAL-Modell das myopische SAGE-Modell (vgl. EIA, 2003) entwickelt. Auch für das MESSAGE-Modell ist eine myopische Version entwickelt worden (vgl. IIASA, 2012), ebenso wie für das IKARUS-Modell (Martinsen et al., 2006; Martinsen et al., 2004). Als Gründe für die Umstellung wird angeführt, dass die beschränkte Voraussicht eines myopischen Ansatzes dem evolutionären Charakter des Energie- und Technologiemarktes besser entspricht (vgl. EIA, 2003). Die Konsequenzen kurzfristiger Entscheidungen bezüglich langfristiger Ziele können besser abgeschätzt werden (vgl. IIASA, 2012) und der Vorhersagecharakter der Modelle wird realistischer (vgl. Martinsen et al., 2006). Babiker et al. (2009) zeigen, dass der Grad der Voraussicht sowohl die Gesamtkosten als auch die Investitionsentscheidungen beeinflusst. Modellergebnisse werden realistischer und zeitgemäßer. Andere Autoren kritisieren wiederum, dass bei einem myopischen Ansatz der Ersteller der Modelle ein besseres Verständnis zukünftiger Ereignisse hat, als das von ihm entwickelte Modell selbst. Entscheidungen im Modell selbst werden gänzlich ohne Wissen künftiger Ereignisse gefällt, was dazu führt, dass Anpassungen an äußere Einflüsse zeitverzögert erfolgen.

Krey (2006) untersucht anhand eines Energiesystems die Auswirkungen von perfekter und myopischer Voraussicht auf die Modellergebnisse. Modellrechnungen mit einem myopischen Ansatz führen bei über den Zeithorizont hinweg stetigen Inputparametern zu vergleichbaren Ergebnissen wie Rechnungen mit einer

perfekten Voraussicht (vgl. Krey, 2006). Basierend auf dem PERSEUS-NET-Modell kommen auch Babrowski et al. (2014a) zu diesem Ergebnis. Das im Ansatz mit perfekter Voraussicht berechnete globale Optimum wird bei Sprüngen in den Eingangsparametern allerdings durch einen myopischen Ansatz nicht erreicht. Durch die implementierte Kurzsichtigkeit kommt es zu sogenannten „lost-opportunities“, zu Fehlinvestitionen aufgrund mangelnder Informationen. Kommt es beispielsweise 2025 zu einem sprunghaften Anstieg des Kohlepreises, wird ein Modell mit perfekter Voraussicht bereits 2020 nicht mehr in Kohlekraftwerke investieren, während ein myopisches Modell 2020 in der Erwartung, dass die Preise gleich bleiben, noch Kohlekraftwerke zubauen wird. Mangels Informationen kommt es zu einer späteren Anpassung an veränderte Rahmenbedingungen. Daher eignen sich myopische Modelle besonders zur Untersuchung der Auswirkungen von unvorhergesehenen Preissprüngen, während Modelle mit perfekter Voraussicht die Obergrenze des theoretisch Möglichen angeben.

Heutige Energiesystemmodelle müssen der steigenden Komplexität moderner Energiesysteme Rechnung tragen. Durch die volatile Einspeisung EE sowie den Methoden des Demand Side Managements steigt die Anzahl der Variablen und es werden neue Ansprüche an die zeitliche Auflösung der Modelle gestellt. Dadurch wird der bereits vorliegende Konflikt zwischen Modellgenauigkeit und einer akzeptablen Rechenzeit zunehmend verschärft. Dementsprechend ist die kürzere Rechenzeit des myopischen Ansatzes ein weiterer wesentlicher Vorteil gegenüber dem Ansatz der perfekten Voraussicht (vgl. Babrowski et al., 2014a). Da des Weiteren bereits an Hand des PERSEUS-NET-Modells gezeigt wurde, dass sich die Ergebnisse durch die verschiedene Voraussicht bei stetigen Inputparametern nicht wesentlich unterscheiden, wird im Rahmen dieser Arbeit der myopische Ansatz gewählt (vgl. hierzu Abschnitt 4.2.3).

## 3. Elektrizitätsspeicher in Energiesystemen

Zur Speicherung von Elektrizität stehen aus technischer Sicht verschiedene Konzepte zur Verfügung. Unterscheiden lassen sich diese beispielsweise anhand ihrer Eignung hinsichtlich der Speicherdauer. Im Kontext der in dieser Arbeit behandelten Fragestellung liegt der Fokus auf Tagesspeichern, die in der Regel täglich geladen und entladen werden. Neben den Tagesspeichern gibt es Technologien zur Kurzzeitspeicherung, um kurzfristige Schwankungen im Sekunden- bis Minutenbereich auszugleichen. Zum Ausgleich von saisonalen Schwankungen von Wind- und Solarenergie werden hingegen Langzeitspeicher benötigt.

In diesem Kapitel werden zunächst verschiedene Anwendungsmöglichkeiten von stationären Speichersystemen erläutert (Abschnitt 3.1), bevor auf die verschiedenen Speichertechnologien zur Kurzzeit-, Tages- und Langzeitspeicherung eingegangen wird (Abschnitte 3.2-3.4). Anschließend wird in Abschnitt 3.5 ein Überblick über Literatur zum Speicherbedarf in Deutschland gegeben.

### 3.1 Speichieranwendungen

#### 3.1.1 Kurzfristige Speicherung für Systemdienstleistungen

Sogenannte Systemdienstleistungen gewährleisten einen sicheren Netzbetrieb. Zu ihnen gehören hauptsächlich Maßnahmen zur Frequenzregelung und zur Blindleistungskompensation (Spannungshaltung) sowie die Schwarzstartfähigkeit (die Fähigkeit zum selbstständigen Anfahren nach einem Systemzusammenbruch) (vgl. Fuchs et al., 2012).

Ein wichtiges Instrument zur Frequenzhaltung stellt die Regelernergie dar (vgl. Abschnitt 2.1.1). Neben schnell anfahrbaren Gasturbinen (GT) stellen Speicher eine Alternative zur Bereitstellung von Regelernergie durch teillastbetriebene Kraftwerke dar. Bereits heute wird ein Teil der Sekundärreserve bzw. Minutenreserve durch PSK zur Verfügung gestellt (vgl. Gatzen, 2008). Auch in Bezug auf die Primärregelung könnten technisch gesehen zukünftig elektrochemische Speicherformen, wie zum Beispiel die Lithium-Ionen-Batterie, deren Leistung innerhalb wenigen Sekunden abrufbar ist, einen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten (vgl. VDE, 2009; Fuchs et al., 2012; Poullikkas, 2013).

Es wird davon ausgegangen, dass ein netzdienlicher Betrieb von Batteriespeichern auf Übertragungsnetzebene durch die Netzstabilisierung zukünftig den Zwang reduzieren kann, auf etwaige Kaltreserven oder andere Regelmaßnahmen zurückzugreifen (vgl. Wittwer, 2013; Eickmann et al., 2014). Nach Einschätzung von Experten auf dem Gebiet der Batteriespeicher, könnte sich der Einsatz von stationären Speichern auf der Übertragungsnetzebene in Deutschland bis zum Jahr 2030 etablieren (vgl. Kondziella et al., 2013). Elektrische Speichersysteme können zudem auch einen positiven Beitrag zur Blindleistungskompensation erbringen und sind schwarzstartfähig (vgl. Fuchs et al., 2012).

#### 3.1.2 Mittelfristige Speicherung zum Lastausgleich

Eine weitere Einsatzmöglichkeit von Speichern besteht im sogenannten „Peak Shaving“. Speicher können dazu eingesetzt werden, Spitzen der Stromnachfrage abzufangen, um den Bezug bzw. die Erzeugung von Elektrizität zu hohen Kosten zu vermeiden.

Das sogenannte „Valley filling“ findet dagegen in Zeiten mit einer schwachen Nachfrage statt. Schwachlastzeiten (also Täler der Nachfrage) werden durch eine zusätzliche Nachfrage von Speichern aufgefüllt. Dadurch können die Volllaststunden von Grund-

lastkraftwerken mit vergleichsweise geringen variablen Kosten erhöht werden. Es kann vermieden werden, dass diese meist thermischen Kraftwerke (beispielsweise Braunkohle) zu Schwachlastzeiten heruntergefahren werden müssen (vgl. Gatzert, 2008).

Das sogenannte „Load Leveling“ stellt eine Mischung aus beiden Prinzipien dar. Die Nachfrage wird aus Spitzenlastzeiten in Schwachlastzeiten verschoben und es kommt zu einem Angleichen der Last. Die klassische Funktion von Tagesspeichern ist eine Form des Load Levelings: Eine Einspeicherung in der Nacht und eine Ausspeicherung am Tag, sprich eine Verschiebung der Last von Spitzenlastzeiten in Schwachlastzeiten (vgl. Fuchs et al., 2012).

### 3.1.3 Langzeit- und Saisonspeicherung

Neben dem Lastausgleich innerhalb eines Tages können Speicher auch dazu verwendet werden, Energiemengen über mehrere Wochen oder gar Monate hinweg zu verschieben. In einem künftigen Energiesystem mit hohem Windanteil kann dies beispielsweise bei einer längeren Windflaute notwendig sein (vgl. Fuchs et al. 2012).

## 3.2 Kurzzeitspeicher

Kurzzeitspeicher werden bei Speicherdauern von wenigen Sekunden bis Minuten genutzt. Sie werden für Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung, wie der Frequenzregelung oder der Blindleistungskompensation, verwendet (vgl. Abschnitt 3.1.1). Das Kapazitäts- zu Leistungsverhältnis liegt bei maximal 0,25 und in der Regel werden mehrere Zyklen pro Tag gefahren (vgl. Fuchs et al., 2012).

Im Rahmen dieser Arbeit können Kurzzeitspeicher aufgrund der gewählten verhältnismäßig groben zeitlichen Auflösung nicht weiter betrachtet werden. Die wichtigsten Technologien werden im Folgenden zur Vollständigkeit dennoch beschrieben.

#### 3.2.1 Schwungmassenspeicher (Schwungrad)

Schwungmassenspeicher speichern kinetische Energie in der Bewegung rotierender Massen. Der Werkstoff und die Geometrie der Schwungmasse beeinflusst das Trägheitsmoment und dadurch die potenziell speicherbare Energie. Hochfeste Materialien ermöglichen die Ausnutzung hoher Rotationsgeschwindigkeiten und damit die kurzzeitige Speicherung von mehr Energie. Ein möglichst verlustarmer Prozess wird durch Betrieb im Vakuum und durch die Verwendung von Magnetlagern erreicht (vgl. VDE, 2009; Heuck et al., 2010).

Eigenschaften von Schwungmassenspeichern sind niedrige Betriebskosten und eine hohe Leistungsbereitstellung innerhalb weniger Millisekunden. Wirkungsgrade liegen zwischen 80-95 % (vgl. Fuchs et al., 2012). Ihr vorwiegender Einsatz kann sich zeitlich von einzelnen Sekunden bis zum minutenlangen Einsatz erstrecken. Im Verbundbetrieb mit Notstromaggregaten sind Schwungmassenspeicher eine sinnvolle Ergänzung zur Deckung eines kurzfristigen Leistungsmangels oder zur Frequenzhaltung. Zudem eignen sich Schwungmassenspeicher als dezentraler Speicher in Micro-Grid-Konzepten zur Glättung von Einspeisung und Last. Es wird von einer Marktreife hochoffizient betriebenen Schwungmassenspeicher in der nächsten Zeit ausgegangen. Niedertourige Systeme sind bereits am Markt verfügbar (vgl. VDE, 2009).

### 3.2.2 Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren

Die Bereitstellung extrem hoher Leistungsfähigkeit bei einer hohen Zyklenfestigkeit kann durch elektrochemische Doppelschichtkondensatoren, sogenannten „Super Caps“, erfolgen. Ein elektrisches Feld wird zwischen den Elektroden durch die Elektronen und Ionen der Ladungsträger gebildet und speichert die Energie. Aufgrund des geringen Innenwiderstandes sind hohe Lade- und Entladeströme möglich. Die Lade- und Entladezeiten belaufen sich auf bis zu 10 Sekunden, was einen wirtschaftlichen Einsatz bei einem sich ständig wiederholenden Energiebedarf möglich macht. Elektrische Energie wird dabei ohne eine elektrochemische Reaktion gespeichert. Dies ermöglicht eine im Vergleich zu Batterien hohe Lebensdauer und Vollzyklenzahlen bis zu 500.000. Die Energiedichte liegt bei etwa 3-5 Wh/kg. Die Investitionen belaufen sich auf etwa 20.000 €/kWh. Anwendung finden Super Caps heutzutage unter anderem in Hybridfahrzeuge, in der Bordnetzstabilisierung oder in Bahnen des öffentlichen Personennahverkehrs (vgl. VDE, 2009). Der Gesamtwirkungsgrad eines elektrochemischen Doppelschichtkondensatorsystems mit Umrichter liegt zwischen 77-83 % (vgl. Fuchs et al., 2012).

## 3.3 Tagesspeicher

Die in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Aufgaben des Load Leveling zählen zu den klassischen Aufgaben von Tagesspeichern. Es gibt bereits realisierte Projekte von Tagesspeichern. Hierzu zählen PSK, Druckluftspeicher und Batteriespeicher. Die Konzepte der Speicherung unterscheiden sich dabei grundlegend in ihrer Art. Während bei PSK elektrische Energie in Lageenergie umgewandelt wird, wird bei Druckluftspeichern über Kompressionsarbeit die innere Energie eines Systems erhöht. Bei Batterien erfolgt die Speicherung hingegen in Form von chemischer Energie.

Während PSK bereits seit mehreren Jahrzehnten existieren und über eine vergleichsweise ausgereifte Technologie verfügen, besteht bei Druckluftspeichern und der stationären Anwendung von Batteriespeichern noch Forschungsbedarf und Entwicklungspotential. Insgesamt ist die Entwicklung von neuen Speichertechnologien vielen Unsicherheiten unterworfen. Welches der im Folgenden vorgestellten Konzepte zukünftig verbreitet Anwendung finden wird, ist unklar. Auch gibt es weitere innovative Konzepte zur Speicherung, wie beispielsweise der Ringwallspeicher (vgl. Popp, 2010) oder Hochtemperatur-Energiespeichersysteme (vgl. Fuchs et al., 2012), auf die hier nicht näher eingegangen wird.

#### 3.3.1 Pumpspeicherkraftwerke

Nahezu alle bislang in Deutschland installierten Speicherkraftwerke sind PSK. Dabei wird zum Einspeichern von Energie Wasser von einem tieferen Standort aus in ein höhergelegenes Stau-becken gepumpt. Zum Ausspeichern kann dieses Wasser, nach Stunden, Tagen oder sogar Wochen, zurück auf das Ausgangsniveau in das Unter- oder Auffangbecken turbinieren werden. Besitzt das Oberbecken keine natürlichen Zuflüsse, wird von reinen Pumpspeicherwerken gesprochen. Grundsätzlich können potenzielle Elektrizitätsüberschüsse in Lageenergie von Wasser umgewandelt und gespeichert werden. Bei Bedarf folgt die weitere Umwandlung in elektrische Spitzenenergie. Diesbezüglich lassen sich PSK in Umwälz- und Saisonpumpspeicher unterscheiden (vgl. Crastan, 2012). Dient ein PSK als Umwälzspeicher, wird der Stausee in der Regel nachts mit strombetriebenen Pumpen gefüllt und tagsüber zum Generieren von Elektrizität wieder geleert. Größtenteils haben Umwälzspeicher künstlich angelegte Oberbecken ohne natürliche Zuflüsse. Somit entspricht die turbinierete Wassermenge der Pumpwassermenge. Im Gegensatz dazu speichern bzw. stauen Saisonpumpspeicher im Sommer Laufwasser-

mengen auf, die im Winter verwendet werden (vgl. Crastan, 2012). Saisonpumpspeicher sollten dementsprechend über ein größeres Energie-Leistungsverhältnis verfügen als Umwälzspeicher. Das Energie-Leistungsverhältnis von PSK bewegt sich typischerweise zwischen zwei und acht. Gesamtwirkungsgrade neuerer PSK liegen zwischen 75-82 % (vgl. Fuchs et al., 2012).

PSK werden überwiegend in zwei Bauarten ausgeführt (vgl. Crastan, 2012). Entweder durch eine getrennte hydraulische Maschine. Hierbei ist der Pump- und der Turbinierbetrieb auf zwei verschiedene Betriebselemente aufgeteilt. Alternativ kann auch der Drehsinn eines einzigen Betriebselements bestimmen, ob turbiniert oder gepumpt wird. Diese Bauart hat zwar meist die geringeren Investitionen, besitzt aber auch einen schlechteren Wirkungsgrad als getrennte Maschinen. Moderne PSK verfügen über eine Hochlaufzeit von nur etwa 90 Sekunden (vgl. Heuck et al., 2010). Daher eignen sich PSK auch für die Vorhaltung von Sekundär- und Minutenreserve.

Durch Nutzung der potenziellen Lageenergie des Wassers sind PSK an geographische Gegebenheiten gebunden. Dementsprechend sind PSK in Deutschland vorwiegend in Regionen wie den Mittelgebirgen oder den Alpen zu finden. Dabei schwankt die installierte Leistung der Anlagen zwischen 100 und 1.000 MW. Die Speicherkapazität beträgt meist einige Stunden. Das bisher größte PSK in Deutschland steht in Goldisthal mit einer Leistung von 1.060 MW und rund 8,5 GWh Speicherkapazität. Insgesamt sind in Deutschland momentan rund 6,3 GW PSK installiert (vgl. BNA, 2012), die über ein Speichervolumen von rund 200 GWh verfügen (vergleiche Tabelle 14). Bei der Schluchseewerk AG laufen derzeit Planungen für einen Speicher bei Atdorf im Schwarzwald für das Jahr 2018, der die Kapazität von Goldisthal übertreffen soll. Aktuell werden in Deutschland Pläne für zehn neue PSK mit einer Gesamtleistung von über 4,7 GW untersucht (vgl. Steffen, 2012). Eine Übersicht über in Planung befindliche PSK ist in Tabelle 15

im Abschnitt 5.2.7.1 gegeben. Bei diesen und weiteren Projekten ist die Umsetzung jedoch fraglich. Gründe hierfür sind neben der fraglichen Wirtschaftlichkeit geographische Bedingungen, fehlende Investitionssicherheiten oder mangelnde Akzeptanz seitens der Bevölkerung. Investitionen für PSK schwanken in der Regel je nach den geologischen Gegebenheiten zwischen 500€-1000 €/kW installierter Leistung, zuzüglich zu 5 €-20 €/kWh für den Aufbau der Speicherkapazität in Form von Speicherseen (vgl. Fuchs et al., 2012). Zur Diskussion stehen zudem sog. Unterflur-Pumpspeicherwerke, mit Unterbecken in ausgedienten Tagebau- und Bergwerken. Hierzu gibt es bislang nur das von der BARBARA Erzbergbau GmbH in einer Projektstudie untersuchte Vorhaben des PSK Wohlverwahrt (vgl. Erzbergbau, 2013). Eine Übersicht über verschiedene Literaturwerte zu PSK ist in Tabelle 1 zu finden.

**Tabelle 1: Heutige und zukünftige techno-ökonomische Charakteristika von PSK**

Quelle	Parameter für Jahr	Investition [€/kW]	zzgl. Investition [€/kWh]	Wirkungsgrad [%]	Lebensdauer [a]
<b>PSK</b>					
Gatzen (2008)	2008	600-3000		≤ 80	
Genoese (2013)	2012	470-1000	10-20	70-85	40-50
Epe (2011)	2010	838	5,5		
VGB (2012)	2011-2050	1100-2400		80	50-60
Fuchs et al. (2012)	2012-2030	500-1000	5-20	75-82	80
VDE (2012a)	2020-2050	550-450	10	78-82	35-80

Neben der Erschließung der restlichen heimischen Potentiale wird darüber diskutiert, den in Norddeutschland produzierten Windstrom in Norwegen zu speichern. Norwegen deckt bereits heute seinen Strombedarf zu 100 % aus Wasserkraft und hat die geologischen Voraussetzungen für weitere PSK. Aktuell verfügt Norwegen über 84 TWh dokumentierter Speicherkapazität (vgl. Fuchs et al., 2012). Allerdings ist die Speicherung von deutschem Strom nicht unbedingt im Interesse der Norweger. Eine Kopplung des europäischen Strommarktes mit dem norwegischen würde zu einem Anstieg der norwegischen Strompreise führen. Dadurch wären zahlreiche energieintensive Industriezweige, wie zum Beispiel die Hüttenindustrie, gefährdet und Norwegen würde Gefahr laufen, einen wichtigen Standortvorteil zu verlieren. Zudem werden in Norwegen aufgrund des geringen Strompreises viele Gebäude elektrisch geheizt. Deswegen ist die Akzeptanz der Bevölkerung für eine Kopplung des norwegischen und europäischen Strommarktes fraglich (vgl. Fuchs et al., 2012).

### 3.3.2 Druckluftspeicher

Druckluftspeicherkraftwerke basieren wie PSK auf dem Prinzip der potenziellen Energiespeicherung. Durch Kompressoren wird hierbei Luft in ein Luftreservoir gepresst und verdichtet. Als Luftreservoir können durch Wasser künstlich ausgesohlte Salzkaavernen oder auch luftdichte Kavernen ehemaliger Bergwerke genutzt werden. Bei kontrollierter Entspannung der Luft ist Stromerzeugung durch Turbinen möglich. Anhand der Wärmeab- bzw. -zufuhr bei der Kompression und der Entspannung der Luft lässt sich das Arbeitsprinzip von Druckluftspeichern in *diabat* und *adiabat* unterscheiden (vgl. VDE, 2009).

In diabaten Druckluftspeichern (auch CAES – Compressed Air Energy Storage genannt) wird die bei der Kompression der Luft anfallende Wärme an die Umgebung abgegeben. Die anfallende Kälte bei Expansion wird mittels Wärmezufuhr (zum Beispiel

durch Einsatz von Gasbrennern) ausgeglichen. Als Folge dieser Prozesse ist der Wirkungsgrad eines diabaten Speichers mit 40-56 % beschränkt (vgl. Genoese, 2013; VDE, 2009; Heuck et al., 2010). Durch Nutzung eines zusätzlichen Wärmespeichers können die Prozesse auch adiabat, also ohne zusätzliche Wärmezufuhr von außen, ausgeführt werden. Der Gesamtwirkungsgrad eines adiabaten Druckluftspeichers (A-CAES – Adiabatic Compressed Air Energy Storage) kann somit auf bis zu 70 % erhöht werden. Betriebsbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen werden dadurch vermieden (vgl. Genoese, 2013). Die Kompressionswärme wird dem Wärmespeicher zugeführt und bei Expansion entnommen. Bei A-CAES ist daher die gesamte Prozessführung näherungsweise adiabat zu gestalten (vgl. VDE, 2009). Eine Übersicht über verschiedene Literaturwerte zu Druckluftspeichern ist in Tabelle 2 zu finden.

Derzeit sind weltweit zwei diabate Druckluftspeicher in Betrieb, davon eines in Huntorf in Deutschland. Dieses, seit 1978 von der E.ON AG betriebene, Kraftwerk hat eine Netto-Ausspeicherleistung von 321 MW und wird zusätzlich mit Gas befeuert (vgl. E.ON, 2013). Der Speicher ist so dimensioniert, dass diese Leistung über einen Zeitraum von 2 Stunden bereitgestellt werden kann. Ein entsprechend dimensioniertes adiabates Druckluftspeicherkraftwerk existiert derzeit nicht. Ab 2013 soll jedoch mit dem Bau einer Demonstrationsanlage in Straßfurt begonnen werden. Hierzu haben sich RWE, General Electric, Züblin und das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) zu einem Konsortium zusammengeschlossen. Das geplante Kraftwerk soll in der Lage sein, eine Leistung von 90 MW über etwa vier Stunden bereitzustellen (vgl. Genoese, 2013). Das Ausbaupotential in Deutschland hängt – wie bei den PSK – von den benötigten geographischen Gegebenheiten ab. Entsprechende Salzformationen sind überwiegend im Norden von Deutschland zu finden (vgl. Crastan, 2012). Allerdings gibt es konkurrierende Anwendungsmöglichkeiten für

Salzkavernen, wie die Speicherung von Gas- oder Erdölreserven bzw. künftig auch CO<sub>2</sub> oder Wasserstoff (vgl. Heuck et al., 2010).

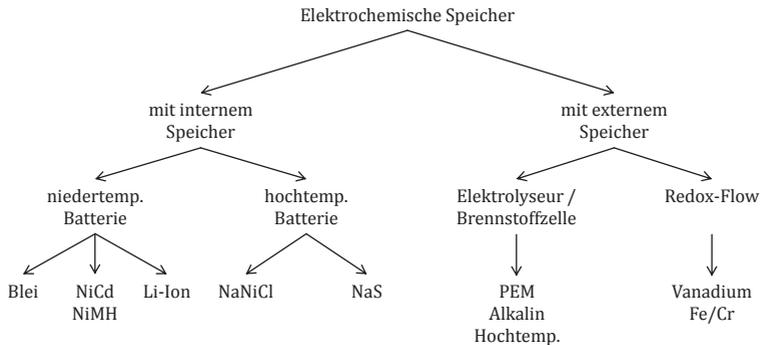
**Tabelle 2: Heutige und zukünftige techno-ökonomische Charakteristika von Druckluftspeichern**

Quelle	Parameter für Jahr	Investition [€/kW]	zzgl. Investition [€/kWh]	Wirkungsgrad [%]	Lebensdauer [a]
<b>CAES</b>					
Gatzen (2008)	2008		80-120	53	
VDE (2009)	2009	> 600			
Dunn et al. (2011)	2011	1482-1634			
Genoese (2013)	2012	440-710	9-80	40-60	20-30
<b>A-CAES</b>					
Gatzen (2008)	2008		110-160	70-75	
Dunn et al. (2011)	2011	1520-3496		75-90	
Epe (2011)	2010	629	50	70	
Genoese (2013)	2012	600-800	14-120	70	20-30
Fuchs et al. (2012)	2012 2030	1000 700	40-80	60-70	25
VDE (2012a)	2020 2050	850 570	41 47	67 69	25-40

### 3.3.3 Elektrochemische Speicher

Bei elektrochemischen Speichern (Batteriespeichern) wird Elektrizität in Form von chemischer Energie gespeichert. Die Umwandlung der chemischen Energie in Elektrizität findet durch eine elektrochemische Redoxreaktion statt, die bei Sekundärbatterien

in beide Richtungen ablaufen kann. Bei dieser Reaktion fließen Ionen durch einen Elektrolyt von der Anode zur Kathode und umgekehrt. Dabei findet an der negativen Anode eine Oxidation statt, sprich Elektronen werden abgegeben. Diese fließen durch den Elektronenleiter über die angeschlossene Last zur Kathode, an der die Reduktion stattfindet. Gleichzeitig fließen zum Spannungsausgleich im Elektrolyt negative Ionen von der Anode zur Kathode und positive Ionen von der Kathode zur Anode. Dadurch schließt sich der Stromkreis. Anode, Kathode und Elektrolyt bilden eine sogenannte galvanische Zelle. Mehrere zusammenschaltete galvanische Zellen bilden einen Batteriespeicher (vgl. Reddy, 2011).



**Abbildung 3.1: Klassifizierung elektrochemischer Speicher, Quelle: Sauer (2006)**

Grundsätzlich lassen sich Batteriespeicher darin unterscheiden, ob sie einen internen oder externen Speicher besitzen (vgl. Abbildung 3.1). Bei externen Speichern ist das Speichermedium nicht räumlich an den Ort der elektrochemischen Umwandlung gebunden. Daher kann das Speichervolumen unabhängig von der Speicherleistung dimensioniert werden. Zu den externen Speichern gehören beispielsweise die Redox-Flow-Batterien. Im Gegensatz dazu sind bei internen Speichern der Ort der elektrochemischen Umwandlungsschritte sowie der Energiespeicherung gleich. Die

Menge der speicherbaren Energie hängt bei internen Speichern unmittelbar von den Faktoren der Lade- und Entladeleistung ab. Dementsprechend ist das Energie-Leistungsverhältnis nur geringfügig anpassbar. Interne Speicher können weiter in nieder- und hochtemperierte Batterien unterschieden werden. Niedertemporierte Batterien sind beispielsweise Blei, Nickel-Cadmium (NiCd), Nickel-Metallhydrid (NiMH) oder Li-Ionen-Batterien. Zu den hochtemperierten Batterien zählen elektrochemische Speicher wie beispielsweise Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl) oder Natrium-Schwefel-Batterien (NaS), welche bei Betriebstemperaturen von rund 270-350°C arbeiten (vgl. VDE, 2009; Fuchs et al., 2012).

Nach heutigem Stand eignen sich für einen wirtschaftlichen Einsatz in Stromnetzen am ehesten Blei- und NiCd-Batterien. Eine Übersicht momentan weltweit installierter stationärer Großbatteriesysteme findet sich in Poullikkas (2013). Überwiegend handelt es sich dabei um NaS- und Blei-Säure-Batterien, die Systemdienstleistungen erbringen. Das Energie-Leistungsverhältnis schwankt dabei zwischen 0,2 und 8 (ca. 2 im Mittel). Die Varianten der Li-Ionen-, NiMH-, NaS- und NaNiCl-Batterien werden jedoch als zukunftssträftig angesehen. Insbesondere den Li-Ionen-Batterien werden im Zuge der Weiterentwicklung der Elektromobilität Kostensenkungspotential zugeschrieben (vgl. VDE, 2012a). Aus diesem Grund wird nachfolgend auf die genannten Batterievarianten näher eingegangen. Die Angaben sind dabei, sofern nicht anders gekennzeichnet, den Quellen VDE (2009) und Crastan (2012) entnommen.

Basierend auf verschiedenen Literaturquellen zeigt Tabelle 3 den aktuellen Stand und die Bandbreite der möglichen Entwicklung von techno-ökonomischen Parametern der verschiedenen Batterietechnologien.

**Tabelle 3: Heutige und zukünftige techno-ökonomische Charakteristika verschiedener Batteriespeicher**

Quelle	Parameter für Jahr	Investition [€/kW]	zzgl. Investition [€/kWh]	Wirkungsgrad [%]	Lebensdauer [a]	Zyklenfestigkeit [#]
<b>Blei-Säure-Batterien</b>						
Gatzen (2008)	2008		250-500	80		500-1.500
Fuchs et al. (2012)	2012 2030	150-200 35-65	100-250 50-80	70-75 73-78	5-15 10-20	500-2.000 1.500-5.000
Schlick et al. (2011)	2011 2020		190 150			
VDE (2009)	2009	100-300		80-90	6-12	2.000
VDE (2012a)	2020 2050	100 50	100 35	80 82	12 18	2.500 2.500
<b>Li-Ionen-Batterien</b>						
Fuchs et al. (2012)	2012 2030	150-200 35-65	300-800 150-300	80-85 85-90	5-20 10-30	1.000-5.000 3.000-10.000
Dunn et al. (2011)	2011	1350-3075		90-94		4.500
Schlick et al. (2011)	2011 2020		530 220			
VDE (2009)	2009		500-2.000	90-95		5.000
VDE (2012a)	2020 2050	100 50	300 150	86 88	15 25	5.000 5.000
<b>Nickel-Metallhydrid-/Nickel-Cadium-Batterien</b>						
Gatzen (2008)	2008			70		2.500
VDE (2009)	2009		500-2000	70		

Fortsetzung Tabelle 3: Heutige und zukünftige techno-ökonomische Charakteristika verschiedener Batteriespeicher

Quelle	Parameter für Jahr	Investition [€/kW]	zzgl. Investition [€/kWh]	Wirkungsgrad [%]	Lebensdauer [a]	Zyklenfestigkeit [#]
<b>Natrium-Nickel-Chlorid-/Natrium-Schwefel-Batterien</b>						
Gatzen (2008)	2008		357	≤ 90		Mind. 2.500
Dunn et al. (2011)	2011	2.400-3.000		75		4.500
Genoese (2013)	2012	1.000-2.000		75	5-10	2.500
Fuchs et al. (2012)	2012 2030	150-200 35-65	500-700 80-150	68-75 78-83	15-20 20-30	5.000-10.000 5.000-10.000
VDE (2012a)	2020 2050	100 50	200 100	84 87	20 25	10.000 10.000
<b>Redox-Flow-Batterien</b>						
Gatzen (2008)	2008		300-1.000	65-80		Mind. 12.000
Dunn et al. (2011)	2011	2280-2516		65-70		Mind. 10.000
Genoese (2013)	2012	875-1.500	147-167	70-80	20-30	
Fuchs et al. (2012)	2012 2030	1.000-1.500 600-1.000	300-500 70-150	70-80 75-85	10-15 15-25	Mind. 10.000 Mind. 10.000
VDE (2009)	2009		200	75		Mind. 13.000

#### 3.3.3.1 Blei-Säure-Batterien

Die Blei-Säure-Batterien stellen weltweit den größten Anteil an installierter Batteriekapazität dar (vgl. Tan et al., 2013). Sie werden hauptsächlich aus Blei, Schwefelsäure und Kunststoff gefertigt. Mit einer Energiedichte zwischen 25 und 40 Wh/kg und Zyklenwirkungsgraden von ca. 80-90 % können heute Lebensdauern zwischen 6 und 12 Jahren erreicht werden. Die Lebensdauer sowie die Zyklenfestigkeit sind abhängig von der jeweiligen Entladetiefe. Bei Einsatz als Starterbatterie in Automobilen können durch Volumenproduktion Investitionen von ca. 25 €/kWh erreicht werden. Im industriellen Bereich liegen die Investitionen zwischen 100 und 300 €/kWh. Der Recyclinggrad für Bleibatterien ist in Europa sehr hoch, im Industriebereich nahe 100 %. Der größte auf Blei-Batterien basierende Energiespeicher in Deutschland wurde 1986 in Berlin zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung des damaligen Inselnetzes gebaut und hatte eine installierte Leistung von 17 MW sowie 14 MWh Speicherkapazität. Der weltweit größte Bleibatteriespeicher (40 MW installierte Leistung bei 17 MWh Kapazität) wurde in Fairbanks, Alaska (USA) von der Firma Golden Valley Electric Assn. errichtet. Nachteilig für die Anwendung im stationären Bereich ist die geringe Lebensdauer bzw. Zyklenfestigkeit. Hauptargument gegen eine weitere Verbreitung von Blei-Säure-Batterien ist die Toxizität des Schwermetalls Blei (vgl. VDE, 2009).

#### 3.3.3.2 Li-Ionen-Batterien

Aufgrund der hohen Energiedichte von ca. 150-200 Wh/kg hat sich die Li-Ionen-Batterie vorwiegend im Bereich kleiner portabler Elektronikgeräte etabliert. Die Investitionen konnten durch eine hohe Produktionsmenge im Endkundenbereich auf etwa 270-300 \$/kWh gesenkt werden. Die verwendeten Materialien können sich stark voneinander unterscheiden, was das Potenzial, aber auch den Bedarf an Forschung bei Lithium-basierten Speichern

erweitert. Für das Kathodenmaterial werden unter anderem Materialkombinationen wie Lithiumkobalddioxid, Lithiumeisenphosphat, Lithiummanganphosphat oder Lithium-Mangan-Spinell erforscht. Für das Anodenmaterial können unter anderem Graphite, aber auch Silizium genutzt werden (vgl. Wöhrle, 2013).

Momentan wird davon ausgegangen, dass Li-Ionen-Speichersysteme ein Energie-Leistungsverhältnis zwischen 1 und 4 haben werden (vgl. Dunn et al., 2011; Younicos, 2013). Gesamtwirkungsgrade von bis zu 90 % werden erwartet (vgl. Fuchs et al., 2012). Die Wirtschaftlichkeit der Li-Ionen-Batterie hängt von der in Zukunft erreichbaren Zyklenfestigkeit ab. Es wird davon ausgegangen, dass zukünftig bei einer standardisierten Produktion mindestens 5.000 Vollzyklen möglich sein werden. Große Batterien werden aus einzelnen Zellen zusammengesetzt, die in der Regel eine Zellspannung von 3,6 V/Zelle aufweisen. Aufwendig ist die benötigte Einzelzellüberwachung mit Sicherheits- und Schutzelektronik, was die Investitionen für qualitativ hochwertige Li-Ionen-Batterien im stationären oder automobilen Bereich derzeit auf 300-800 €/kWh steigen lässt (vgl. Fuchs et al., 2012). Dennoch liegt der Fokus der Autoindustrie in der Anwendung von Li-Ionen-Batterien in Plug-In-Hybrid- oder vollelektrischen Fahrzeugen. Durch die Entwicklung eines Massenmarktes für Elektromobilität werden drastische Preissenkungen für Li-Ionen Batterien erwartet. Nach Annahmen des VDE (2012a) könnten 2020 (2050) Investitionen von etwa 300 (150) €/kWh möglich sein (vgl. Tabelle 3). Eine Studie der RWTH Aachen sagt für 2030 Preise im Bereich von 150-300 €/kWh voraus (vgl. Fuchs et al., 2012). Nach dieser Studie kann es ein Hindernis für die flächendeckende Nutzung von Li-Ionen Batterien sein, dass das Vorkommen von Lithium auf wenige Länder beschränkt ist. Dazu kann mangelnde Akzeptanz hinsichtlich des Abbaus von Lithium kommen.

#### 3.3.3.3 Nickel-Metallhydrid- und Nickel-Cadmium-Batterien

Die Nickel-Metallhydrid(NiMH)-Batterie ist eine Weiterentwicklung der Nickel-Cadmium(NiCd)-Batterie. Allerdings wird bei ihr auf Verwendung des giftigen und umweltschädlichen Cadmiums verzichtet, wodurch sich die Recyclingfähigkeit erhöht. Die Eigenschaften beider Batterien ähneln sich stark. Beide Varianten haben eine Zellspannung von 1,2 Volt/Zelle und einen Zykluswirkungsgrad von rund 70 % (vgl. VDE, 2009). Die Energiedichte beträgt bei NiMH 60-90 Wh/kg und bei NiCd rund 40-60 Wh/kg (vgl. Wallentowitz & Freialdenhoven, 2011). In einigen Hybridfahrzeugen, wie zum Beispiel im Toyota Prius (vgl. Toyota, 2014), werden NiMH-Batterien verwendet. Sie sind sicherer, robuster und flexibler hinsichtlich der möglichen Ladung und der Spannungsbereiche als die Li-Ionen-Technik. Allerdings wird den NiMH-Batterien ein geringeres Kostenreduktionspotenzial zugerechnet als den Li-Ionen-Batterien. Beim Autohersteller Toyota zeichnet sich beim Hybridfahrzeug Prius bereits eine Abkehr von der NiMH-Batterietechnologie (Prius I, II und III) zur Li-Ionen-Batterien ab (Prius Plug-in und Prius+) (vgl. heise, 2008; Toyota, 2014). Während NiMH-Batterien bisher aus wirtschaftlichen Gründen bei stationären Anwendungen nicht zum Einsatz kommen, wurden auf Basis der NiCd-Technologie Großbatterien entwickelt. Der Einsatz und die Verwendung von Cadmium wurde zwischenzeitlich in der Europäischen Union rechtlich allerdings weitgehend verboten (vgl. BMUB, 2009).

### 3.3.3.4 Natrium-Nickel-Chlorid- und Natrium-Schwefel-Batterien

Natrium-Nickel-Chlorid( $\text{NaNiCl}$ )- und Natrium-Schwefel( $\text{NaS}$ )-Batterien besitzen im Gegensatz zu den anderen hier vorgestellten Batterien kein flüssiges Elektrolyt, sondern flüssige Aktivmassen. Als Elektrolyt dient ein (meist keramischer) Festkörper. Sie gehören zu den sogenannten Hochtemperaturbatterien. Die hohen Betriebstemperaturen zwischen 270 und 350°C gewährleisten den flüssigen Zustand der Aktivmassen und die Ionenleitfähigkeit des Elektrolytkörpers (vgl. VDE, 2009).  $\text{NaNiCl}$ -Batterien weisen eine Energiedichte von rund 100 Wh/kg auf. Zu  $\text{NaS}$ -Batterien (auch ZEBRA-Batterie genannt) gibt es bisher kaum wissenschaftliche Aussagen bzgl. der Energiedichte (vgl. Wallentowitz & Freialdenhoven, 2011). Mit Hilfe der Reaktionswärme kann die Temperatur bei entsprechender Isolierung und häufiger Zyklenzahl aufrechterhalten werden. Ein Abkühlen der Batterie durch längere Nichtnutzung macht diese jedoch unbrauchbar und könnte einen Bruch des Elektrolytkörpers verursachen.

$\text{NaS}$ -Batterien konnten sich bislang aufgrund des Risikopotenzials durch Verwendung von flüssigem Natrium und Schwefel nicht gegenüber den anderen Batterietechnologien durchsetzen. Allerdings kann bei dieser Technologie mit Kostenreduktionen (derzeit etwa 650 €/kWh) (vgl. Sterner et al., 2010) und höheren Zyklenlebensdauern gerechnet werden (vgl. Tabelle 3). Galloway & Dustmann (2003) errechnen aufgrund der geringen Materialkosten sogar potentielle Herstellungskosten von 100 \$/kWh für eine ZEBRA-Autobatterie in der Massenfertigung. Auch der VDE (2012a) geht von einer drastischen Kostenreduktion für  $\text{NaS}$ -Batterien auf nur 100 €/kWh bis 2050 aus. Eine Studie der RWTH Aachen nimmt hingegen bereits für 2030 Werte von 80-150 €/kWh an (vgl. Fuchs et al., 2012). Forschungsaktivitäten an  $\text{NaNiCl}$ - und  $\text{NaS}$ -Batterien finden unter anderem in Japan

durch die Tokyo Electric Power Company an einem stationären 48 MWh-Energiespeicher mit 6 MW Leistung statt. Damit hat diese Ausführung eines NaS-Speichersystems ein Energie-Leistungsverhältnis von 8:1. Das entspricht dem in Poullikkas (2013) angegebenen Verhältnis, andere Quellen gehen von einem Verhältnis von 6:1 (vgl. Younicos, 2013) bzw. 7:1 (vgl. Dunn et al., 2011) aus. Lediglich der Hersteller NGK aus Japan bietet derzeit kommerzielle NaS-Batterien an (vgl. VDE, 2009,2012a).

#### 3.3.3.5 Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien zählen, im Gegensatz zu den bisher vorgestellten Batteriekonzepten, zu den Batterien mit einem externen Speicher. In zwei externen Tanks wird der flüssige Elektrolyt mit dem in ihm aufgelösten aktiven Material (Salz) gelagert (vgl. Fuchs et al., 2012). Zum Laden bzw. Entladen wird dieser Elektrolyt über Leitungen zu einer zentralen Reaktoreinheit mit Anode und Kathode gepumpt. Dementsprechend können Leistung (Reaktoreinheit) und Kapazität (Tanks) des Systems unabhängig voneinander dimensioniert werden. Dadurch könnte es zukünftig mit dieser Technologie möglich sein, Tages- bis Wochenspeicher zu bilden. Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie ist bereits kommerziell verfügbar. In Japan gibt es bereits Demonstrationsanlagen von mehreren 100 kW (vgl. Fuchs et al., 2012). Allerdings wird aufgrund der Knappheit und der hohen Kosten von Vanadium an anderen Materialkombinationen geforscht, um Redox-Flow-Batterien wirtschaftlich zu machen. Auch gelten die Systeme bislang als wartungsintensiv (vgl. Fuchs et al., 2012) und müssen bei Zimmertemperatur betrieben werden (vgl. Alotto et al., 2014). Redox-Flow-Batterien wird ein hohes Kostendegressionspotential zugesprochen. Dementsprechend wird weltweit intensiv an dieser Technologie geforscht (vgl. Alotto et al., 2014).

## 3.4 Wasserstoffspeicher und Methanisierung als Langzeitspeicher

Für das Erreichen von über 80 % EE an der Nettostromerzeugung sind Langzeitspeicher zur saisonalen Speicherung notwendig (vgl. Fuchs et al., 2012; VDE, 2012a). Ein mögliches Konzept hierzu ist die chemische Speicherung der Energie in Form von Wasserstoff bzw. Methan. Im Folgenden wird dieses Konzept erläutert, darüber hinaus wird es in dieser Arbeit allerdings nicht betrachtet. Dies liegt darin begründet, dass der Zeithorizont des entwickelten PERSEUS-NET-ESS-Modells auf 2040 und 65 % EE begrenzt ist und dass durch die gewählte Zeitstruktur des Modells eine Fokussierung auf Tagesspeicher erfolgt (vgl. Abschnitt 4.2.3). Bis 2040 werden aufgrund der niedrigen Effizienz und der hohen Investitionen weder die Wasserstoffspeicherung noch die Methanisierung als Alternative zu Tagesspeichern angesehen.

Der Prozess der Wasserstoffspeicherung und -anwendung ist verteilt auf drei unabhängige Betriebsmittel. Im Konverter (Elektrolyseur) wird unter Verwendung elektrischer Energie eine chemische Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff vorgenommen. Der erhaltene Wasserstoff kann gespeichert werden. Der Speicher für gasförmigen oder flüssigen Wasserstoff kann dabei stationär (zum Beispiel Kavernen) oder mobil ausgeführt sein. Die Energierückgewinnung kann im Anschluss an die Speicherung entweder durch eine Brennstoffzelle oder ein entsprechendes GuD-Kraftwerk realisiert werden. Allerdings bewegen sich die Speicherwirkungsgrade derzeit nur zwischen 30 und 38 %. Investitionen in Anlagen betragen etwa 2.300 - 2.700 €/kW (vgl. Sterner et al., 2010). Vor allem die Umwandlungstechnik (Elektrolyseur und Brennstoffzelle) ist kostenintensiv. Eine breite Anwendung im Automobilbereich wird aufgrund der hohen Investitionen und technischer Herausforderungen derzeit mittelfristig nicht erwartet. Die Firma Enertrag betreibt in Brandenburg

das Kombikraftwerk Uckermark, welches ein Überangebot an Windenergie in Wasserstoff umwandelt und speichert. Zudem laufen Pilotprojekte zur Verbrennung von Wasserstoff in Brennstoffzellefahrzeugen (vgl. Sterner et al., 2010).

Als zukünftig wirtschaftlich reizvoller wird derzeit das sogenannte „Power-to-gas“-Konzept gehandelt. Durch Umwandlung des Wasserstoffs in Methan und Einspeisung in das bereits existierende Gasnetz könnten große Speicherkapazitäten aufgebaut werden, die sich zur saisonalen Speicherung eignen. Die Rückverstromung könnte im Anschluss über die bereits existierende Infrastruktur der Gas- bzw. Gas- und Dampfturbinen geschehen. Aufgrund des geringen Wirkungsgrad und der hohen Kosten der Elektrolyse wird diese Art der Speicherung aber erst mit einem sehr hohen Anteil EE und einem entsprechenden technischen Fortschritt wirtschaftlich werden (vgl. Fuchs et al., 2012).

## 3.5 Literatur zum Speicherbedarf in Deutschland

Im Folgenden werden exemplarisch ausgewählte Literaturquellen vorgestellt, die den Speicherbedarf in Deutschland thematisieren. Analysen, die ihren Fokus auf Gesamteuropa haben, wie beispielsweise Gatzert (2008), Popp (2010) oder Bussar (2014), werden nicht näher vorgestellt, da sich das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell auf Deutschland fokussiert. Auch wird nicht näher auf Arbeiten eingegangen, die Speicher im Haushaltsbereich oder auf Verteilnetzebene betrachten (vgl. hierzu Ahlert, 2010; Kaschub et al., 2013). Stattdessen werden Arbeiten aufgegriffen, die Speicher aus Gesamtsystemsicht mit oder ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen bewerten. Der folgende Überblick soll dazu dienen, das entwickelte Modell von bestehenden Arbeiten abzugrenzen, einzuordnen und die Forschungslücke aufzuzeigen.

In der Studie „*Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*“ wurde die potentielle Kostenentwicklung verschiedener Speichertechnologien ermittelt und darauf aufbauend Bedarf und Wirtschaftlichkeit von Speichern in Deutschland bis 2020 untersucht (vgl. VDE, 2009). Dabei wird ein großer Bedarf an Speicherkapazitäten ermittelt, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Konkrete Zahlen werden allerdings nicht genannt. Für dezentrale Anwendungen werden verschiedenen Batterietechnologien als vielversprechend angesehen. Aufgrund der hohen Kosten der Speicherung von mindestens 3 ct/kWh bei PSK bzw. 5-10 ct/kWh bei Batteriespeichern sollen aber andere Maßnahmen, wie Lastmanagementmaßnahmen oder Netzausbau, vorher ausgeschöpft werden. Auch die Nutzung von zukünftig durch EVs vorhandenen Speicherkapazitäten sollte geprüft werden. Dabei sollen in EVs vorhandene Batterien bei Bedarf geladen und entladen werden („vehicle-to-grid“). Der Studie zufolge kann Speicherausbau bei Verzögerungen des notwendigen Netzausbaus zum Engpassmanagement genutzt werden.

2010 hat die deutsche Energieagentur (dena) ihre zweite Netzstudie herausgegeben (vgl. dena, 2010b). Der Fokus dieser Studie liegt auf der Ermittlung des notwendigen Netzausbaus aufgrund von 39 % EE-Einspeisung bis 2020/25. Dazu wird Deutschland in 18 Regionen aufgeteilt und der Übertragungsbedarf zwischen den Regionen untereinander sowie dem Ausland ermittelt. Szenarienhaft wird aber zusätzlich getestet, inwiefern Speicher den Netzausbau reduzieren können. Ein Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz führte nach den Berechnungen der dena-Netzstudie II zu einem erhöhten Netzausbaubedarf zwischen den Regionen und zu höheren Gesamtkosten als ohne Ausbau. In weiteren Varianten wurde der Aufbau von Speicherkapazitäten zur Aufnahme nicht übertragbarer Leistung jeweils nördlich der Engpässe im Norden Deutschlands untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass Speicher, die sich

wirtschaftlich an den gültigen Marktregeln orientieren, nicht generell zu einer Abnahme der nicht übertragbaren Leistung führen. Keine Netzentlastung tritt dann ein, wenn das Kraftwerk, das den zusätzlich Strom produziert um den Speicher zu füllen, auf derselben Seite des Netzengpasses wie dieser liegt. Unabhängig davon wird für Speicher bis 2020 generell keine Wirtschaftlichkeit gesehen.

In einer zweiten Studie der VDE von 2012 „*Energiespeicher für die Energiewende*“ (vgl. VDE, 2012a) wird der Speicherbedarf für ein EE-Ausbauziel von 40 % im Jahr 2020 und 80 % im Jahr 2050 analysiert. Dabei wird gezielt zwischen Kurzzeit- und Langzeitspeichern unterschieden. Unter Kurzzeitspeichern werden dabei Tagesspeicher mit einem Energie-Leistungsverhältnis von 5:1 verstanden. Für verschiedene Speicherzubau- und Netzzubauvarianten wird der Jahresbetrieb simuliert und im Anschluss daran eine Kosten- und Netzanalyse gemacht. Die Allokation der Speicher wird für die Netzbetrachtung exogen vorgegeben, entweder nach Lastzentren oder nach der EE-Einspeisung. Auch wurde der Speichereinsatz stets ohne Berücksichtigung des Netzzustandes ermittelt und das Netz erst anschließend betrachtet. Die Höhe des untersuchten Speicherzubaues richtet sich nach der ohne Speicher nicht integrierbaren Leistung. Ergebnisse der Studie beinhalten, dass bei einer Stromversorgung von 40 % aus EE noch kein Speicherzubau erforderlich respektive wirtschaftlich ist. Bei diesem Anteil an EE-Einspeisung dient der Speichereinsatz weniger der zusätzlichen Integration von EE, als vielmehr der verbesserten Auslastung des thermischen Kraftwerksparks, insbesondere der Braunkohlekraftwerke. Nach der Studie werden bei einer Stromversorgung mit 80 % EE 14 GW (70 GWh) an Kurzzeitspeichern und 18 GW (7,5 TWh) an Langzeitspeichern zusätzlich zu den heute vorhandenen PSK (8,2 GW inkl. Vienden in Luxemburg) benötigt.

In Epe (2011) wird die Wirtschaftlichkeit von zentralen Pump- und Druckluftspeichern in Deutschland ohne Netzberücksichtigung untersucht. Die Preisentwicklung und die Windenergieeinspeisung werden exogen vorgegeben, die PV-Einspeisung wird nicht beachtet. Hierbei werden die Anlageverfügbarkeit der Windkraftanlagen und die Strompreisentwicklung als stochastische Parameter (Szenarienbäume) betrachtet. Ergebnis ist, dass Speicher bis 2030 grundsätzlich unrentabel sind und vom Modell endogen nicht zugebaut werden. Erst ab einem Anteil von 70 % Windeinspeisung in Kombination mit hohen Gaspreisen werden PSK zugebaut.

Genoese & Genoese (2013) analysieren die Wirtschaftlichkeit von Speichern in Deutschland bis 2030. Dabei koppeln die Autoren ein Optimierungsmodell zur Kraftwerkseinsatzplanung mit einem Multi-Agenten-basierten Simulationsmodell (Power-Ace) zur Abbildung des Strommarktes. Es werden sowohl Erlöse der Speicher auf dem Spotmarkt als auch Erlöse auf dem Regelenergiemarkt berücksichtigt. Die Höhe des wirtschaftlichen Speicherzubaues wird durch den Vergleich von Modellrechnungen mit verschiedenen exogen vorgegebenen Speicherkapazitäten ermittelt. Basierend auf einem Speicherzubau (PSK) mit einem Investment in Höhe von 800 €/kW bei einem Volumen von 8 Stunden (also 100€/kWh) ermitteln die Autoren einen wirtschaftlichen Speicherbedarf von insgesamt 12,5 GW bei 58 % EE (respektive 11,3 GW bei 41 % EE) im Jahr 2030. Mögliche Netzrestriktionen und Zusatzerlöse aufgrund von Netzengpässen werden dabei nicht betrachtet.

In Kuhn (2012) wird das wirtschaftliche Potential zum Speicherausbau in Deutschland bis 2050 untersucht. Dies geschieht mit Hilfe des Energiesystemmodells IMAKUS, welches sich aus drei getrennten Teilmodellen zusammensetzt, die iterativ aufeinander abgestimmt werden. Der Kraftwerkszubau wird dabei getrennt vom Speicherzubau und der gesicherten Leistung bestimmt. Als

Speichertechnologien werden PSK, adiabate Druckluftspeicher und Wasserstoffspeichersysteme untersucht. Im Modell werden Lade- und Entladeleistung sowie Speicherkapazitäten getrennt voneinander für jedes Jahr optimiert. Im sogenannten Standard Szenario werden bis 2050 und 80 % EE etwa 20 GW (ca. 52 GW) an Entladeleistung aufgebaut (Ladeleistung), davon etwa 7 GW (ca. 34 GW) Wasserstoffspeicher. 11 TWh der im Jahr 2050 installierten 11,5 TWh entfallen auf die Wasserstoffspeicher. Druckluftspeicher und PSK haben im Jahr 2050 zusammen etwa 13 GW Entladeleistung. Netzrestriktionen werden in IMAKUS in keiner Weise betrachtet.

Drees et al. (2012) untersuchen in einem mehrstufigen Ansatz den Speicherbedarf und geeignete Standorte für Speicher in Deutschland im Jahr 2020. Zunächst wird basierend auf einer Marktsimulation der künftige Speicher- und Kraftwerkseinsatz zu jeder Stunde des Jahres 2020 bestimmt. Anschließend wird eine Lastflussberechnung des Übertragungsnetzes durchgeführt und notwendige Redispatch-Maßnahmen von vorgegebenen Speichern simuliert. Durch den Redispatch ergeben sich erhöhte Volllaststunden von Speichern an netzdienlichen Standorten und geringere von Speichern hinter Netzengpässen. Geeignete Speicherstandorte werden dementsprechend im Norden und im Osten von Deutschland identifiziert. Darüber hinaus kommt es durch die Speicher zu einer besseren Auslastung der Grundlastkraftwerke.

Bei den in diesem Abschnitt vorgestellten Studien werden mögliche Wechselwirkungen zwischen Netz und Speichern nur bedingt betrachtet. Bei den meisten Arbeiten, die den Speicherbedarf in Deutschland betrachten, bleiben Netz- bzw. Übertragungsrestriktionen unberücksichtigt (vgl. Genoese & Genoese, 2013; Epe, 2011; Kuhn, 2012). Bei Betrachtung des Netzes erfolgte der Speicherzubaum meist exogen auf Basis verschiedener Szenarien. Dabei richtet sich die Größe des zugebauten Speichers entweder nach der nicht integrierbaren Leistung (vgl. VDE, 2012a) oder

nach der nicht übertragbaren Leistung aufgrund von Engpässen (vgl. dena, 2010b). Alternativ wird der Speicherbedarf über eine vorgestellte Modellstufe ermittelt (vgl. Drees et al., 2012). Bei keiner der Studien wird bereits bei der Simulation oder Optimierung des Speichereinsatzes Rücksicht auf den aktuellen (lokalen) Netzzustand genommen und die Allokation der Speicher wird exogen vorgegeben. Die Netzbetrachtung erfolgt jeweils für ein im Voraus bestimmtes Speichereinsatzverhalten mit festgelegter Kapazität, Leistung und Allokation.

Es konnte keine wissenschaftliche Arbeit gefunden werden, die den Speicherbedarf und -einsatz endogen unter Berücksichtigung möglicher Netzengpässe und alternativer Technologien ermittelt. Diese Forschungslücke soll mit dem im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modell PERSEUS-NET-ESS geschlossen werden.



## 4. Modellbeschreibung PERSEUS-NET-ESS

Im diesem Kapitel wird zunächst ein Überblick über die historische Entwicklung der PERSEUS-Modellfamilie gegeben (Abschnitt 4.1). Dabei wird insbesondere auf das direkte Vorgängermodell PERSEUS-NET eingegangen. Im Anschluss daran werden der entwickelte Modellansatz und die Modellstruktur des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten PERSEUS-NET-ESS-Modells dargestellt (Abschnitt 4.2). Daraufhin wird die zur Vorauswahl geeigneter Speicherallokationen gewählte Methodik erörtert (Abschnitt 4.3). Im letzten Abschnitt des Kapitels folgt die mathematische Beschreibung des entwickelten Modells (Abschnitt 4.4).

### 4.1 Historie der PERSEUS-Modellfamilie

Die PERSEUS(Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply)-Modellfamilie entstand aus dem EFOM-ENV-Modell und wird seit den 90er Jahren am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) des Karlsruher Instituts für Technologie in verschiedenen Dissertationen weiter entwickelt (vgl. unter anderem Fichtner, 1999; Enzensberger, 2003; Rosen, 2008 und Heinrichs, 2013).

#### 4.1.1 Modellvarianten

Die verschiedenen Modelle der PERSEUS-Modellfamilie werden den optimierenden Energie- und Stoffflussmodellen zugeordnet. Die einzelnen PERSEUS-Modelle unterscheiden sich sowohl methodisch in ihrem Optimierungsverfahren bzw. der Optimierungsvorgehensweise (Tabelle 4) sowie in ihrer Zielfunktion

(Tabelle 5), als auch anwendungsbezogen hinsichtlich des Bilanzraums (Tabelle 6) und des Analyseschwerpunkts (Tabelle 7).

**Tabelle 4: Optimierungsverfahren einzelner Modelle der PERSEUS-Modellfamilie (in Anlehnung an Göbelt, 2001; Eßer-Frey, 2012)**

	<b>Anwendungsfall</b>	<b>Ausgewählte Quellen</b>
<b><i>Optimierungsverfahren</i></b>		
Lineare Programmierung	Verschiedene Länder, Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, EDF	Fichtner (1999); Eßer-Frey (2012); Rosen (2008)
Gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung	u.a. Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Industriegebiet Rhein-hafen Karlsruhe, Slowenien, Schweiz	Lüth (1997); Fichtner (1999); Frank (2003); Möst (2006); Tietze-Stöckinger (2005)
Stochastische lineare Programmierung	Energieversorgungsunternehmen	Göbelt (2001)
<b><i>Vorgehensweise bei der Optimierung</i></b>		
Dekompositions-Algorithmus	u.a. Deutschland, Russland, Indonesien	Ardone (1999); Morgenstern (1991)
Iterative Optimierung	Deutschland	Wietschel (1995)
Goal-Programmierung	Frankreich	Fleury (2005)

**Tabelle 5: Zielfunktionen einzelner Modelle der PERSEUS-Modellfamilie  
(in Anlehnung an Göbelt, 2001; Eßer-Frey, 2012)**

	<b>Anwendungsfall</b>	<b>Ausgewählte Quellen</b>
<b><i>Zielfunktion</i></b>		
Ausgaben- minimierung	Verschiedene Länder, Regionen, Energie- versorgungsunternehmen	Fichtner (1999); Heinrichs (2013)
Gewinn- maximierung	Energieversorgungs- unternehmen	Göbelt (2001)

**Tabelle 6: Bilanzraum einzelner Modelle der PERSEUS-Modellfamilie  
(in Anlehnung an Göbelt, 2001; Eßer-Frey, 2012)**

	<b>Anwendungsfall</b>	<b>Ausgewählte Quellen</b>
<b><i>Bilanzraum</i></b>		
Nationenüber- greifend	Europa	Enzensberger (2003); Heinrichs (2013)
Nation	Verschiedene Länder	Ardone (1999); Eßer-Frey (2012)
Region	Norddeutschland, Baden-Württemberg	Dreher (2001)
Unternehmen	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	Fichtner (1999)
Unternehmens- übergreifend	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe, Kooperationen im Energiebereich	Frank (2003) Tietze-Stöckinger (2005)

**Tabelle 7: Analyseschwerpunkt einzelner Modelle der PERSEUS-Modellfamilie (in Anlehnung an Göbelt, 2001; Eßer-Frey, 2012)**

	<b>Anwendungsfall</b>	<b>Ausgewählte Quellen</b>
<b><i>Analyseschwerpunkt</i></b>		
Emissionsminde- rungsstrategien	Verschiedene Länder, Baseline Bestimmung	Ardone (1999)
CO <sub>2</sub> - Zertifikatemarkt	EU25	Enzensberger (2003)
LCP/IRP- Strategien	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil	Schöttle (1998)
Flexible Instru- mente zum Klima- schutz	Deutschland, Russland, Indonesien, Indien	Ardone (1999)
Ausgestaltung von Energienetzwer- ken	Industriegebiet Rheinhafen Karlsruhe, europäischer Gasmarkt	Frank (2003); Perlwitz(2007); Tietze- Stöckinger (2005)
Externe Kosten	Deutschland, Slowenien, Frankreich	Lüth (1997); Fleury (2005)
Kapazitätsausbau- und - rückbauplanung	Stadtwerke Karlsruhe und Rottweil, RWE Energie AG, Wingas GmbH	Fichtner (1999)
Bewertung um- weltpolitischer Instrumente	Deutschland, Baden- Württemberg	Dreher (2001)
Nachhaltigkeits- strategien	Frankreich	Fleury (2005)
Erneuerbare Energien	Europa, Schweiz	Rosen (2008); Möst (2006)
Engpässe im Übertragungsnetz	Deutschland	Eßer-Frey (2012)
LVP der Elektro- mobilität	Europa	Heinrichs (2013)

## 4.1.2 Abgrenzung zum Vorgängermodell PERSEUS-NET

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell PERSEUS-NET-ESS stellt eine Weiterentwicklung des PERSEUS-NET-Modells (vgl. Eßer-Frey, 2012) dar. In PERSEUS-NET ist ein Nodal-Pricing-Ansatz mithilfe einer DC-Lastflussberechnung auf der Übertragungsnetzebene realisiert. Beim Nodal-Pricing werden lokale Preise für Elektrizität unter Berücksichtigung der Zeit und des Ortes für jeden Netzknotenpunkt berechnet. Neben den Erzeugungskosten werden auch Kosten für Netzengpässe in diesen lokalen Preisen berücksichtigt. Daher bilden diese Preise implizit wichtige Anreize zur modellendogenen Standortentscheidung von neuen Kraftwerksanlagen. Als Netzknotenpunkt werden Einspeise- und Entnahmestellen des Netzes bezeichnet. Das Nodal-Pricing ist dabei eine Unterform des Locational-Marginal-Pricing, das in der Energiewirtschaft erstmalig von Schweppe et al. (1987) eingeführt wurde.

Im Rahmen der Arbeit von Eßer-Frey (2012) zur Erstellung von PERSEUS-NET wurden Inputparameter, wie die Nachfrage oder die Potentiale für EE, durch die Auswertung von georeferenzierten Daten mit Hilfe der ArcGis Software für jeden Landkreis in Deutschland (NUT3-Ebene) erhoben. Die Höhe und die Allokation des Zubaus von thermischen Kraftwerken sowie mögliche Netzengpässe können somit analysiert werden. Das Modell optimiert die Aus- und Einsatzplanung des thermischen Kraftwerksparks basierend auf dem Basisjahr 2007 bis 2030. Dabei wird perfekte Voraussicht unterstellt und ein globales Optimum ermittelt. Wegen der hohen Rechenzeit dieser intertemporalen Optimierung wird eine Zeitstruktur mit 44 Zeitscheiben verwendet, um ein Stützjahr abzubilden. Die Einspeisung der EE wird dabei vereinfachend als Grundlast angenommen. Das Lastwechselverhalten thermischer Anlagen wird über Laständerungskosten berücksich-

tigt. Speicherausbau wird nicht zugelassen. Die Abbildung der bestehenden PSK ist ebenfalls vereinfacht. Die Energieflüsse in und aus dem Speicher müssen, unter Berücksichtigung der Effizienz, jedes Jahr gleich sein. Der Speicherstand wird nicht abgebildet, dementsprechend ist die Speicherkapazität unbeschränkt.

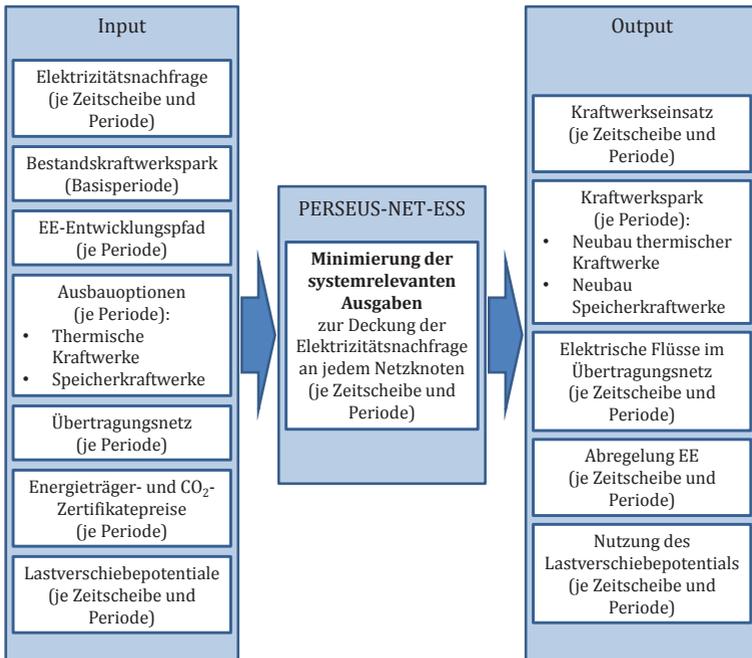
Die zur Erstellung der Weiterentwicklung in Form des PERSEUS-NET-ESS-Modells notwendigen Änderungen werden im folgenden Abschnitt näher erläutert.

## 4.2 Beschreibung des entwickelten Modellansatzes

### 4.2.1 Kurzdarstellung des Modellansatzes

Ziel des entwickelten Optimiermodells PERSEUS-NET-ESS ist die Minimierung der systemrelevanten Ausgaben zur Deckung der exogen vorgegebenen Elektrizitätsnachfrage in Deutschland. Dabei kombiniert der Modellansatz eine Kraftwerkseinsatzplanung mit einer -ausbauplanung. Über eine integrierte DC-Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes können Netzengpässen und gleichzeitig der zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung Rechnung getragen werden. Die Allokationen der installierten Anlagenkapazitäten sowie der Elektrizitätsnachfragen können daher berücksichtigt werden. Die Entscheidungsvariablen der Optimierung sind unter anderem die Nutzung der einzelnen Elektrizitätserzeugungsprozesse, der Aufbau neuer Anlagenkapazitäten sowie der Elektrizitätstransport. Komplementiert wird die Zielfunktion durch Stoff- und Energieflussbilanzgleichungen, die jeden der über 400 betrachteten Netzknoten in Deutschland bilanzieren. Durch die Bilanzierung der Elektrizitätsflüsse ergeben sich gegebenenfalls Netzengpässe, die zu einer angepassten Allokation von neuen Kraftwerkskapazitäten führen.

Des Weiteren gibt es technische, ökonomische und ökologische Restriktionen, die den Kraftwerkspark adäquat abbilden.



**Abbildung 4.1: PERSEUS-NET-ESS Überblick**

Der Treiber des Modells ist die für jeden Netzknoten einzeln exogen vorgegebene Elektrizitätsnachfrage (vgl. Abbildung 4.1). Diese Nachfrage wird systemendogen entweder durch den Betrieb bestehender bzw. neu aufzubauender Kraftwerke des jeweiligen Netzknotens gedeckt oder durch Elektrizitätsbezug von benachbarten Netzknoten. Die Elektrizitätserzeugung findet dabei unter Berücksichtigung der kraftwerksspezifischen Wirkungsgrade sowie der Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise statt.

Mit dem Ziel der Analyse des Speichereinsatzes und -ausbaus unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen werden im Rahmen

dieser Arbeit Weiterentwicklungen in verschiedenen Modellbereichen vorgenommen. Die zeitliche Auflösung des Modells wird der Fragestellung entsprechend angepasst. Je Jahreszeit werden drei Typtage betrachtet. Tagsüber in einer stündlichen Auflösung und nachts in Zwei-Stunden-Blöcken (vgl. Abschnitt 4.2.3). Die Wind- und PV-Einspeisung wird basierend auf historischen Einspeiseprofilen neu gestaltet (vgl. Abschnitt 4.4.6). Dabei wird die Möglichkeit berücksichtigt, die Einspeisung abzuregeln. Des Weiteren wird für bereits aufgebaute, konventionelle Anlagen die Möglichkeit zur Berücksichtigung von Mindestleistungen, sowie Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten implementiert. Alternativ dazu besteht zudem die Möglichkeit, für Bestandsanlagen Anfahrkosten zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 4.4.4). Neben diesen Gleichungen, die die Flexibilität des konventionellen und des erneuerbaren Kraftwerksparks beschreiben bzw. einschränken, werden Gleichungen zur Beschreibung der Speichersysteme integriert (vgl. Abschnitt 4.4.8). Dabei wird der Ein- und Ausspeicherungsprozess getrennt betrachtet und auch der Speicherstand wird berücksichtigt. Zusätzlich wird als Konkurrenztechnologie zu Speichersystemen die Möglichkeit des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen modelltechnisch untersucht (vgl. Abschnitt 4.4.9). Weitere Änderungen beziehen sich auf die Darstellung von KWK-Anlagen (vgl. Abschnitt 4.4.4) und auf den Elektrizitätsaustausch mit dem Ausland (vgl. Abschnitt 5.2.9).

Eine weitere wesentliche Änderung in der verwendeten Methodik zu bisherigen PERSEUS-Modellvarianten ist, dass im verwendeten Optimierungsansatz anstelle des traditionellen Ansatzes der perfekten Voraussicht, eine myopische Sichtweise gewählt wird (vgl. Abschnitt 2.4 und Abschnitt 4.2.3). Bislang wurden in den PERSEUS-Modellen alle berechneten Perioden in einem Schritt betrachtet. Dementsprechend wurde der Kraftwerkspark der betrachteten Stützjahre bereits optimal für die vorgegebenen Gegebenheiten des gesamten Zeithorizonts aufgebaut – das intertemporale Optimum wurde ermittelt. Im Gegensatz dazu wird bei

dem in PERSEUS-NET-ESS verwendeten myopischen Ansatz der Kraftwerkspark des betrachteten Stützjahres optimal für das betrachtete Jahr aufgebaut, ohne Beachtung eventueller zukünftiger Veränderungen der exogenen Rahmenbedingungen.

Das entwickelte Modell PERSEUS-NET-ESS basiert auf einer myopischen, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung. Es dient im Wesentlichen der Analyse der folgenden Forschungsfragen bzw. Themen:

- Bedarf von Speichersystemen zur Tagesspeicherung im zukünftigen deutschen Energiesystem bei endogener Betrachtung alternativer Technologien wie Gasturbinen oder dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen
- Strategische Allokation von Speichersystemen zum Netzengpassmanagement
- Aufnahmefähigkeit von EE in das Energiesystem mit und ohne Speichersysteme
- Möglicher Beitrag von Tagesspeichern zur gesicherten Leistung

## 4.2.2 Grundlegende Modellstruktur

PERSEUS-NET-ESS bildet das deutsche Elektrizitätssystem ab. Dabei werden Kraftwerke, das Übertragungsnetz und die Elektrizitätsnachfrage betrachtet.

Basierend auf der Kraftwerkliste der deutschen Netzentur (vgl. BNA, 2012) sind bereits heute existierende Kraftwerkskapazitäten den geographisch nächsten Knoten des Übertragungsnetzes zugeordnet (vgl. Abschnitt 5.2.4.1). Die Methodik der Zuordnung entspricht der des Vorgängermodells PERSEUS-NET (vgl. Eßer-Frey, 2012). Größere Kraftwerksblöcke über 100 MW sind blockschaff abgebildet. Während diese Kraftwerke über eigene Netzanschlüsse direkt in das abgebildete Übertragungsnetz einspeisen,

sind kleinere, dezentrale Anlagen zunächst der jeweiligen Nut3-Region (Kreis) zugeordnet. Diese dezentralen Erzeugungskapazitäten werden invers zur Distanz des geographischen Mittelpunktes der Region zu den zwei nahegelegensten Umspannstationen auf die entsprechenden Netzknoten verteilt. Die exogen für jeden Kreis vorgegebene Elektrizitätsnachfrage wird den Netzknoten analog zugeordnet. Durch dieses Vorgehen wird jeder abgebildete Netzknoten des Übertragungsnetzes mit der zugehörigen Anlagenkapazität und elektrischen Nachfrage verbunden.

Das real existierende Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV) in Deutschland wird über 563 Leitungen und 442 Netzknoten abgebildet (vgl. Abbildung 4.2). Das abgebildete Netz basiert auf der UCTE-Netzkarte (vgl. UCTE, 2008) und berücksichtigt die Ausbauten des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) (vgl. BGBl, 2009), sowie aktuelle Verzögerungen und Änderungen basierend auf dem nationalen Netzentwicklungsplan (vgl. NEP, 2012, 2013). Benachbarte Länder werden in PERSEUS-NET-ESS nicht berücksichtigt. Bei den abgebildeten Netzknoten wird zwischen folgenden Knotentypen unterschieden (vgl. Eßer-Frey, 2012):

- *Kraftwerksknoten*, über die größere Kraftwerke mit einem eigenen Netzanschluss angeschlossen sind,
- *Umspannstationen*, an denen die Last und Einspeisung der darunterliegenden Netzebenen anliegt, und
- *Hilfsknoten*, die zur Modellierung von Leitungskreuzungen benötigt werden

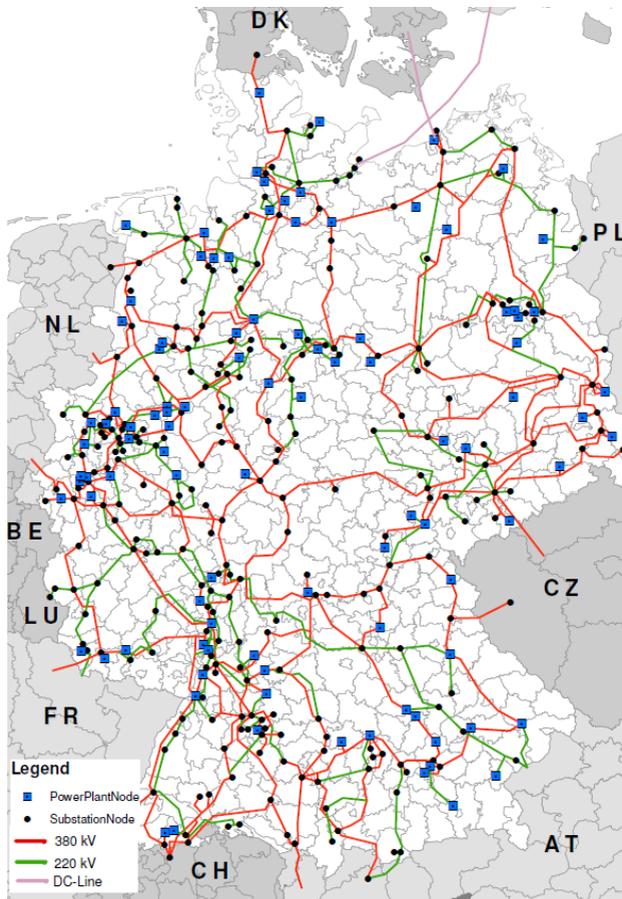


Abbildung 4.2: Abgebildetes Übertragungsnetz in PERSEUS-NET, Quelle: Eßer-Frey (2012)

Die realen Netzknoten sind im Modell die sogenannten „externen“ Netzknoten ( $ext \in EXT \subset PROD$ ). Zwischen den externen Netzknoten kann Elektrizität, sofern Leitungen bestehen, in beide Richtungen transportiert werden (vgl. Abbildung 4.3). Jedem dieser „externen“ Netzknoten ist auch ein „interner“ Netzknoten ( $int \in INT \subset PROD$ ) zugeordnet, der den Anschluss an die

unteren Netzebenen symbolisiert. Dem internen Netzknoten sind über einen Nachfrageproduzenten die elektrische Nachfrage und über einen Erzeugerproduzenten die installierten Kapazitäten zugeordnet. Zwischen den Produzenten ( $prod \in PROD$ ), zu denen auch die externen und internen Netzknoten gehören, gibt es vordefinierte Flüsse eines spezifischen Energieträgers ( $ec \in EC$ ), die durch einen Quellproduzenten und einen Zielproduzenten festgelegt sind ( $FL_{prod,prod',ec,t,seas}$ ). Erzeugerproduzenten können über diese Flüsse Energieträger vom Energieträgermarkt beziehen. Nachfrageproduzenten können hingegen nur Elektrizität vom internen Netzknoten beziehen (vgl. Abbildung 4.3).

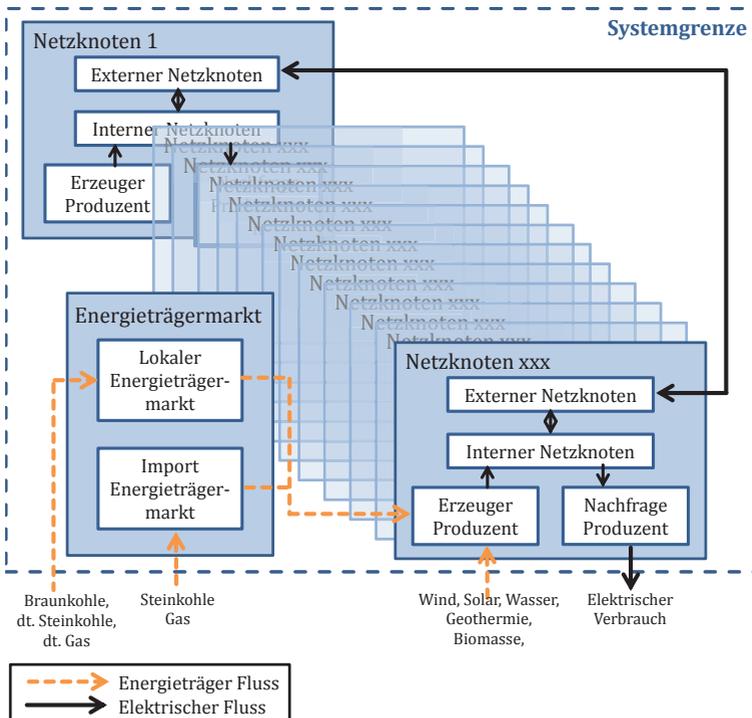


Abbildung 4.3: Vereinfachte Struktur des PERSEUS-NET-ESS Modells, Quelle: Nach Eßer-Frey (2012)

Produzenten und Flüsse bilden damit die mittlere der drei Hierarchieebenen des PERSEUS-NET-ESS-Modells – die Strukturebene (vgl. Abbildung 4.4). Die Struktur des Modells ist die eines ungerichteten Graphen; die Kanten symbolisieren die Energie- und Stoffstromflüsse und die Knoten die Produzenten. Die Nutzung aller Energie- und Stoffstromflüsse ist eine Entscheidungsvariable der Optimierung. Die Quellen des Graphen bilden die Energieträgermärkte. Diese sind dargestellt als Produzenten, die den Bezug von Energieträgern über die Systemgrenzen hinweg zulassen ( $imp \in IMP \subset PROD$ ). Die Nachfrageproduzenten bilden die Senken des Graphen ( $exp \in EXP \subset PROD$ ).

Auf der sogenannten Aggregationsebene des Modells (vgl. Abbildung 4.4) wird das einem Netzknoten des Energiesystems zugeordnete Subsystem des Energiesystems zu einem Sektor ( $sec \in SEC$ ) zusammengefasst. Dementsprechend werden jedem Sektor jeweils ein Nachfrageproduzent, ein Erzeugerproduzent, ein interner und ein externer Netzknoten zugeordnet. Die Sektoren selbst werden Ländern, den sogenannten Regionen, ( $reg \in REG$ ) zugeordnet.

Die unterste Ebene der Hierarchie bildet die sogenannte Detailebene mit Prozessen ( $proc \in PROC$ ) und Anlagen ( $unit \in UNIT$ ). Dabei gibt es sowohl Energieumwandlungsprozesse, die Anlagen des Kraftwerksparks zugeordnet sind und aus verschiedenen Energieträgern Elektrizität erzeugen ( $proc \in GENPROC^{unit} \subset PROC^{unit} \subset PROC$ )<sup>3</sup>, als auch Elektrizitätsnachfrageprozesse ( $proc \in DEMPROC^{unit} \subset PROC^{unit} \subset PROC$ ). Einer Anlage können auch mehrere Prozesse zugeordnet sein. Dies ist zum Beispiel bei Speicheranlagen der Fall, denen sowohl ein Einspeicherungs- als auch einen Ausspeicherungsprozess zugeordnet ist. Die Nutzung der Prozesse ist eine Entscheidungs-

---

<sup>3</sup> Hochgestellte Indizes geben eine hierarchische Zuordnung an.

variable der Optimierung und wird je nach Prozess entweder jährlich ( $PL_{proc,t}$ ) oder für jede Zeitscheibe einzeln ( $PS_{proc,t,seas}$ ) festgelegt. Die mögliche Erweiterung des Kraftwerksparks durch neue Kraftwerke wird über Technologieklassen dargestellt und ist ebenfalls Gegenstand der Optimierung.

<b>Aggregations- ebene</b>	<b>Region</b> Geografisch determinierte Subsysteme (entsprechen Ländern)	
	<b>Sektoren</b> Geografisch determinierte Subsysteme innerhalb einer Region mit analogen Strukturebenen (Sektoren entsprechen dem einem Knoten des Übertragungsnetz zugeordneten Teils des Energiesystems)	
<b>Struktur- ebene</b>	<b>Produzent</b> Knoten der Graphenstruktur: Erzeuger, Übertragungsnetzknotten und Nachfrager mit jeweils zugeordnetem Anlagenpark	<b>Fluss</b> Kanten der Graphenstruktur: Energie- und Stoffflüsse zwischen Quell- und Zielproduzenten (mit techno-ökonomischer Parametrisierung)
	<b>Anlage</b> Detaillierte Darstellung des Kraftwerkbestandes in Deutschland Referenzanlagen (Technologieklasse) mit techno-ökonomischen Daten für Ausbaup Optionen	
<b>Detail- ebene</b>	<b>Prozess</b> Umwandlungsprozesse mit techno-ökonomischer Parametrisierung alternativer Fahr-/ Betriebsweisen	

**Abbildung 4.4: Hierarchie der Modellelemente,**  
**Quelle: Eßer-Frey (2012)**

### 4.2.3 Myopischer Ansatz und Zeitstruktur

Für das in dieser Arbeit verwendete Modell zur Kraftwerkseinsatz- und -ausbauplanung wird anstelle des bisher in den PERSEUS-Varianten verwendeten Ansatzes der perfekten Voraussicht ein myopischer Ansatz gewählt (vgl. Babrowski et al., 2014a). Beim traditionellen Ansatz mit perfekter Voraussicht wird ab der ersten Periode mit dem Wissen über alle zukünftigen Entwicklungen optimiert. Ein Vorteil des Ansatzes mit perfekter Voraussicht liegt in der leichten Interpretierbarkeit des Ergebnisses als globa-

les Optimum – das beste Verhalten unter gegebenen Umständen (vgl. Abschnitt 2.4). Der Ansatz der myopischen Voraussicht spiegelt hingegen tendenziell eher die reale Kurzsichtigkeit der Planungen beim Kraftwerksbau wider. Deswegen wird das Nicht-Erreichen des globalen Optimums nicht als nachteilig im Bezug zur Prognosegüte des PERSEUS-NET-ESS-Modells gewertet.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil des myopischen Ansatzes ist es, dass durch die Zerlegung des Problems in mehrere periodenspezifische Teilprobleme Rechenzeit eingespart werden kann. Bei der gleichzeitigen Berechnung von 7 Perioden (2012 bis 2040) in PERSEUS-NET-ESS ist die Rechenzeit  $T(n)$  des Simplex-Algorithmus im schlimmsten Fall exponentiell zur Größe des Problems  $n$  (unter der vereinfachten Annahme, dass jedes Teilproblem gleich groß ist, gilt beispielsweise:  $T(n) = e^{7n}$ ), während die Gesamtrechenzeit bei der Berechnung von einzelnen Perioden im Gegensatz dazu im schlimmsten Fall nur sieben Mal exponentiell zur Größe jedes Teilproblems ist (beispielsweise:  $T(n) = 7e^n$ ).

Mit einem Zeithorizont bis 2040 wird ausgehend von dem Basisjahr 2012 für jedes weitere Stützjahr der jeweilige Kraftwerkspark angepasst. Der Ergebnis-Kraftwerkspark des zuvor berechneten Stützjahres dient dabei als Ausgangskraftwerkspark der jeweils betrachteten Periode (vgl. Abbildung 4.5). Mindestens jedes fünfte Jahr wird auf diese Weise berechnet. Ausgehend von dem Ausgangskraftwerkspark wird der weitere Kraftwerksausbau (und -einsatz) für jede Periode ausschließlich nach der exogen vorgegebenen Nachfrage und der Einspeisung der EE des betrachteten Jahres berechnet.

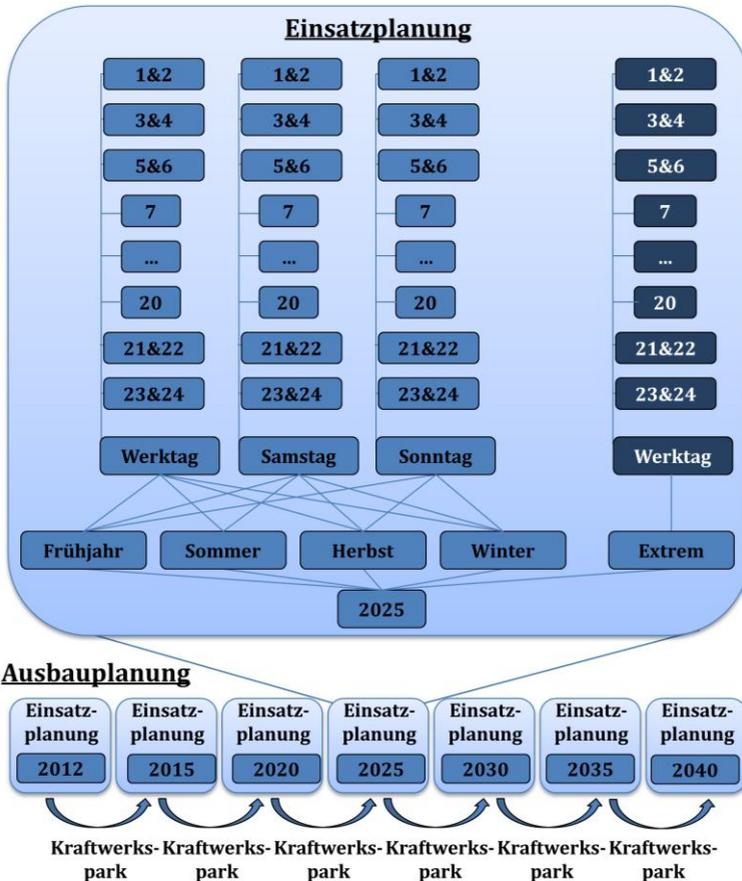


Abbildung 4.5: Skizzierung des myopischen Ansatzes und der Zeitstruktur in PERSEUS-NET-ESS

Aufgrund der im Gegensatz zum Vorgängermodell eingesparten Rechenzeit kann die in PERSEUS-NET-ESS verwendete Zeitstruktur verfeinert werden. Dabei gilt es, einen Kompromiss zwischen Rechenzeit und Anzahl der berücksichtigten Zeitscheiben zu finden. In früheren PERSEUS Versionen waren die Auswahl und die Anzahl der Zeitscheiben ausschließlich durch den Nachfrage-

verlauf bestimmt. Daher konnten nachts oder am Wochenende mehrere Stunden zu einer langen Zeitscheibe zusammengefasst werden, ohne dass dadurch viele Informationen verloren gingen. Heute ist dies aufgrund der volatilen Einspeisung der EE allerdings nicht mehr sinnvoll. Eine feinere Zeitstruktur wird benötigt, um der Komplexität des heutigen und zukünftigen Elektrizitätssystems gerecht zu werden. Nach Ludig et al. (2011) führt eine höhere zeitliche Auflösung in Energiesystemmodellen zu veränderten Ergebnissen und zu einem verstärkten Aufbau flexibler Gaskraftwerke.

Da der Speicherbedarf in hohem Maße von der Einspeisung der EE und von der Verfügbarkeit flexibler Kraftwerke abhängt, wird im Rahmen dieser Arbeit tagsüber im Zeitraum von 6.00 bis 20.00 Uhr eine stündliche Auflösung gewählt. Nachts zwischen 21.00 Uhr und 6.00 Uhr werden jeweils zwei Stunden zusammengefasst. Dadurch werden die 24 Stunden eines Tages über 19 Zeitscheiben dargestellt. Um wochentagsspezifischen Unterschieden im Nachfrageverlauf Rechnung zu tragen, werden zudem drei Typtage abgebildet. Dabei werden die Werktage (Montag bis Freitag) zu einem Typtag „Werktag“ zusammengefasst, während Samstag und Sonntag einzeln abgebildet werden. Um des Weiteren die saisonalen Unterschiede der PV-Einstrahlung, der Winderzeugung, des Wärmebedarfs und der Last möglichst detailliert abzubilden, werden diese Typtage wiederum für jede Jahreszeit differenziert.

Außerdem wird ein Extremtag betrachtet, der sich lastseitig an einem Winterwerktag orientiert und an dem es keine Erzeugung aus den volatilen Energieträgern Wind und PV gibt. Dieser Extremtag soll im Jahr einmal vorkommen. Dementsprechend ist die Gewichtung der Zeitscheiben dieses Tages tagsüber 1 und nachts 2. Die restlichen 8.736 Stunden des Jahres teilen sich derart auf die 12 normalen Typtage auf, dass der Werktag fünfmal so stark gewichtet ist wie ein Wochenendtag. Folglich ist jede einfache (doppelte) Zeitscheibe eines Werktages mit 65 (130) gewichtet

und jede Stunde eines Wochenendtags mit 13 (26).<sup>4</sup> Dadurch ist ein Jahr insgesamt über 247 verschiedene Zeitscheiben abgebildet (vgl. Abbildung 4.5).

Die Berücksichtigung eines Extremtags ohne volatile Einspeisung garantiert den Zubau einer „gesicherten Leistung“, welche die höchste Lastspitze des Jahres abfangen kann. In früheren Modellversionen wurden pauschal mindestens 115 % der maximalen Lastspitze an Erzeugungsleistung installiert. Da volatile Energieträger aber nicht immer zur Verfügung stehen, stellt sich bei diesen die Frage, mit welchem Anteil sie zur gesicherten Leistung gerechnet werden sollten. Das gleiche gilt auch für Speicher. Deshalb wird durch die Abbildung des Extremtags zugleich ermittelt, inwiefern Tagesspeicher einen Beitrag zur gesicherten Leistung liefern können. Dies wird im Ergebniskapitel in den Abschnitten 6.2.6 und 6.3.6 gesondert erörtert.

Durch die Bildung von Typtagen ist die Abbildung von Extremwetterereignissen wie langen Windflauten nicht möglich. Dazu müssten im Idealfall alle 8.760 Stunden des Jahres abgebildet werden. Dies ist aber in einer kombinierten Optimierung des Kraftwerkeinsatzes und -ausbaus, wie in PERSEUS-NET-ESS, aufgrund der Rechenzeit, nicht möglich. Gleichzeitig wird durch die Wahl der Zeitstruktur festgelegt, dass nur Tagesspeicher betrachtet werden können. Die Abbildung saisonaler Speicher ist durch nur drei Typtage je Jahreszeit nicht möglich. Andernfalls wäre ein saisonaler Speicher, der sich im Winter leeren würde, jeden Sonntagabend im Winter leer, unabhängig davon, ob ein Sonntagabend im Dezember oder im Februar betrachtet werden würde.

---

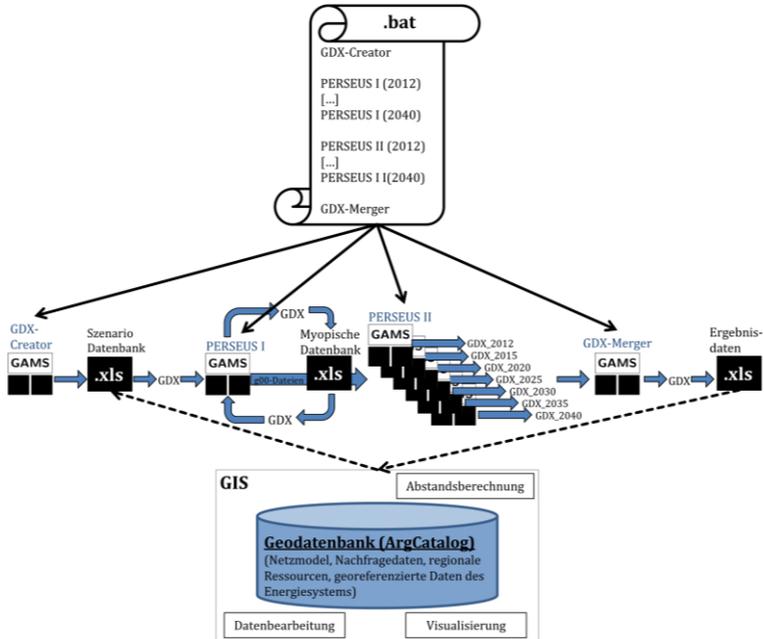
<sup>4</sup> 14 Stunden à 65 + 5 Doppelstunden à 130 + 2·(14 Stunden à 13 + 5 Doppelstunden à 26) ergeben 2.184 Stunden je Jahreszeit.

#### 4.2.4 Umsetzung des Modellkonzeptes

Das PERSEUS-NET-ESS-Modell ist in der Programmiersprache GAMS (General Algebraic Modelling System) implementiert. Die Datenhaltung des Modells erfolgt, seit der Umstellung auf einen myopischen Ansatz, in MS Excel (vgl. Babrowski et al., 2014a). Im Gegensatz dazu erfolgte die Datenhaltung in bisherigen PERSEUS-Modellen in MS Access (vgl. unter anderem Rosen, 2008). Zum Ein- und Auslesen der in MS Excel gespeicherten Daten in das in GAMS implementierte Modell werden GDX-Schnittstellen verwendet (vgl. Abbildung 4.6). Zunächst werden die für alle Perioden gültigen Eingangsdaten sowie die Daten der Startperiode über einen gesonderten GAMS-Code (GDX-Creator) in eine GDX-Datei überführt. Diese Eingangsdaten werden dann im ersten PERSEUS-NET-ESS-Code-Teil – der Optimierung – wiederholt für jede Periode eingelesen. Die Optimierung erfolgt als lineares oder gemischt-ganzzahliges Problem mit Hilfe des kommerziellen CPLEX-Solvers (vgl. IBM, 2014). Nach erfolgter Optimierung der betrachteten Periode wird der resultierende Kraftwerkspark und die als nächstes zu berechnende Periode in eine MS Excel-Datei (myopische Datenbank) geschrieben und von dort für die Optimierung der nächsten Periode wieder eingelesen.

Anschließend wird ein zweiter PERSEUS-NET-ESS-Code-Teil – ein nachgeschalteter Auswertungsteil – für jede Periode ausgeführt. Der PERSEUS-II-Code-Teil greift die Ergebnisdateien des PERSEUS-I-Codes (eine g00-Datei) auf und führt verschiedene Auswertungen durch. Beispielsweise werden die Volllaststunden der Kraftwerke aufgrund des optimierten Einsatzes errechnet. Abschließend werden die GDX-Ergebnisfiles der Einzelperioden in einem weiteren gesonderten GAMS-Code (GDX-Merger) zusammengeführt und in eine zur weiteren Aufbereitung vorgefertigte MS Excel-Ergebnisdatei geschrieben. Durch das Zusammenführen der einzelnen GDX-Ergebnisdateien können, unabhängig davon,

ob mit perfekter oder myopischer Voraussicht gerechnet wird, dieselben vorgefertigten Auswertungsdateien verwendet werden. Der Aufruf der einzelnen Programmteile erfolgt automatisiert über eine Batch-Datei.



**Abbildung 4.6: Abfolge der einzelnen Programmteile des PERSEUS-NET-ESS-Modells**

Zur Bearbeitung der georeferenzierten Eingangsdaten in der MS Excel-Datenbank kann auf die für PERSEUS-NET erstellte ArcGIS-Datenbank zurückgegriffen werden (vgl. Eßer-Frey, 2012). Räumliche (knotenspezifische) Ergebnisse können ebenfalls mit ArcGIS visualisiert werden. Dabei wird über ArcGIS direkt auf die MS Excel-Ergebnisdateien zugegriffen.

Durch den modularen Modellaufbau kann das Modell mit geringem Aufwand von einer myopischen Sichtweise auf eine perfekte

Voraussicht umgestellt werden. Dazu müssen in der myopischen Datenbank alle zu optimierenden Perioden auf einmal angegeben werden.

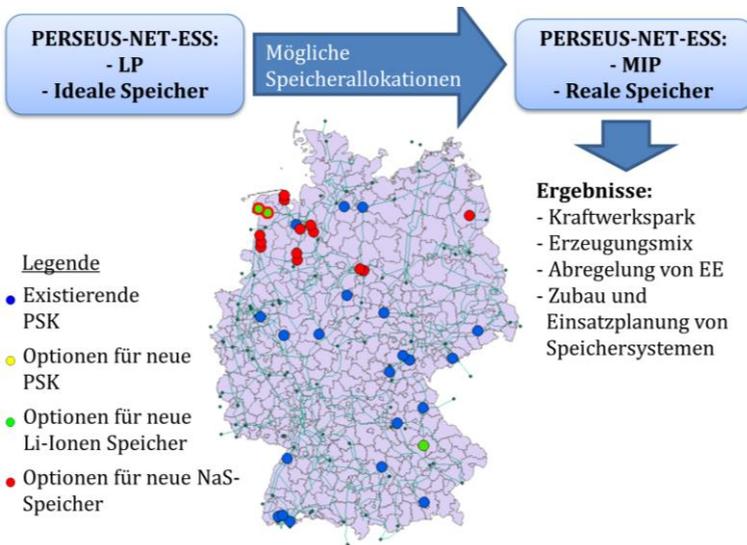
### 4.3 Methodische Vorgehensweise zur Vorauswahl geeigneter Speicherallokationen

Mit PERSEUS-NET-ESS kann berechnet werden, wo und wann Kraftwerksleistung aufgebaut wird. Dabei wird sowohl die Höhe des Leistungszubaus, als auch der Kraftwerkstyp bestimmt. Im Rahmen dieser Arbeit steht insbesondere der Aufbau von Speichersystemen im Mittelpunkt. Die Frage, welche Speicherleistung an welchem Netzknoten endogen zugebaut wird, ist zentral. Soll bei Speichersystemen eine gleichzeitige Ein- und Ausspeicherung vermieden werden, setzt dies allerdings die Verwendung von Binärvariablen voraus. Dadurch wird die Optimierung gemischt-ganzzahlig und es wird eine Binärvariable für jede betrachtete Zeitscheibe und jeden Speicher benötigt. Bei 247 berücksichtigten Zeitscheiben (dreizehn Typtagen) je Periode erhöht sich die Rechenzeit mit jeder implementierten Speicheroption signifikant.

Über ein gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern kann der Wirkungsgrad der Speichersysteme und die dadurch entstehenden Verluste andernfalls aber ausgenutzt werden, um Elektrizität zu „vernichten“. Dies kann für die Optimierung sinnvoll sein, um das Herunterfahren von thermischen Kraftwerken mit Laständerungskosten zu vermeiden oder um die hinterlegten Ziele für die Einspeisung der EE zu erreichen.

Zur Vermeidung der gleichzeitigen bidirektionalen Nutzung von Speichersystemen, ohne gleichzeitig die Grundgesamtheit der Speicherallokationen zu beschneiden, wird in der vorliegenden Arbeit ein zweistufiger Ansatz gewählt. Zunächst wird mit idealen

Speichern gerechnet, die einen Wirkungsgrad von 100 % aufweisen. Gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern spielt somit keine Rolle und die Optimierung kann linear mit vergleichsweise kurzen Rechenzeiten erfolgen. In diesem Schritt werden ca. 350 der über Deutschland verteilten Netzknoten mit Optionen zum Aufbau von zwei verschiedenen Batteriespeicherkraftwerken (NaS- und Li-Ionen-Batteriespeicher) ausgestattet. Zusätzlich werden insgesamt 30 PSK berücksichtigt. Davon befinden sich aktuell 10 in der Planungsphase. Diese sind als PSK-Ausbauoptionen integriert (vgl. Kapitel 5.2.7).



**Abbildung 4.7: Vorgehensweise zur Vorauswahl möglicher Speicherallokationen**

Der aus der linearen Optimierung von PERSEUS-NET-ESS resultierende Kraftwerkspark für 2040 wird hinsichtlich der Standorte von endogen zugebauten idealen Speichern analysiert. Diese Speicherstandorte werden im Anschluss der gemischt-ganzzahligen Optimierung als Standortoptionen für den Aufbau von

realen Batteriespeichern und PSK mit Wirkungsgraden von ca. 61-85 % vorgegeben (vgl. Abbildung 4.7).

Durch das zweistufige Vorgehen kann die Rechenzeit deutlich verkürzt werden. Dabei ist die Rechenzeit des linearen Modells mit über 700 berücksichtigten Speicheroptionen und existierenden Speichern in der Regel höher als die des gemischt-ganzzahligen Modells mit 20 bis ca. 50 berücksichtigten Speicheroptionen und existierenden Speichern. Die gemischt-ganzzahlige Optimierung kommt in der Regel mit vergleichsweise kurzen Rechenzeiten zu einer Lösung mit einer geringen Differenz<sup>5</sup> zum nicht-ganzzahligen Optimum des relaxierten Problems. Deswegen kann darauf geschlossen werden, dass die Binärvariablen nur selten die optimale Lösung beeinflussen. Speicher würden auch ohne die Gleichzeitigkeitsbedingungen selten zum „Vernichten“ von Elektrizität eingesetzt werden. Um dies allerdings vollständig zu vermeiden, ist die Nutzung der Binärvariablen, insbesondere in Jahren mit hohen EE-Einspeisevorgaben, notwendig.

Während ein beispielhafter linearer Modelllauf<sup>6</sup> bis 2040 mit über 700 Speicherausbauoptionen in knapp 40 Stunden zu einer Lösung kommt, benötigt ein Lauf mit 39 Speicheroptionen, die gemischt-ganzzahlig abgebildet sind, etwas über 10 Stunden. In beiden Fällen wurden 12 Threads auf einem Computer der folgenden Konfiguration genutzt: Windows Server 2008 R2 Enterprise, Intel(R) Xeon(R) CPU E5-1650 @ 3,20 GHz 3,20 GHz 96 GB RAM 64 Bit. Das lineare Problem hat dabei ab 2020 je Periode in etwa 2,3-2,4 Millionen Gleichungen, 2,1-2,2 Millionen Variablen und 9,1-9,4 Millionen Elemente ungleich null. Beim gemischt-ganzzahligen Problem besitzen die Perioden ab 2020 im Vergleich

---

<sup>5</sup> Die maximal zulässige Differenz (relativer Gap) wurde für den Solver auf 0,1 % eingestellt. Die höchste Differenz der Rechnungen ergab sich mit 0,07 % im Szenario EE-extrem, die zweithöchste im Szenario REF mit 0,007 %.

<sup>6</sup> Läufe des Szenario REF (vgl. Kapitel 6.2)

dazu nur ca. 1,8-1,9 Millionen Gleichungen, 1,6-1,7 Millionen Variablen und 6,9-7,3 Millionen Elemente ungleich null. Allerdings kommen noch ca. 19.000 diskrete Variablen dazu.

Eine vollständige zweistufige Modellrechnung der in Kapitel 5 vorgestellten Szenarien benötigt im Allgemeinen mehrere Tage. Deswegen ist die Detailschärfe der Modellierung in PERSEUS-NET-ESS stets eine Abwägung zwischen Nutzen und handhabbarer Rechenzeit.

## 4.4 Mathematische Beschreibung des PERSEUS-NET-ESS-Modells

Die mathematische Beschreibung der in PERSEUS-NET-ESS über Gleichungen<sup>7</sup> abgebildeten Zusammenhänge erfolgt im folgenden Abschnitt. Die Erläuterung der dazugehörigen Datengrundlage folgt in Kapitel 5.

### 4.4.1 Zielfunktion

Ziel der Optimierung im PERSEUS-NET-ESS-Modell ist die Minimierung aller entscheidungsrelevanter Systemausgaben zur Deckung einer exogen vorgegebenen elektrischen Nachfrage (vgl. Gleichung 4.1). Dabei werden die Ausgaben jeder berechneten Periode einzeln minimiert. Diese setzen sich dabei aus den Summen der Ausgaben für Brennstoffe, für (Erzeugungs-)Prozesse und für (Neu-)Anlagen zusammen.

Im ersten Summenterm sind die Brennstoffausgaben enthalten. Diese ergeben sich über die Multiplikation der Importflüsse zu einem Produzenten ( $FL_{imp,prod,ec,t}$ ) mit den jeweiligen Brenn-

---

<sup>7</sup> Unter dem Begriff „Gleichungen“ werden im Folgenden neben Gleichungen auch Ungleichungen und die Zielfunktion zusammengefasst.

stoffkosten ( $Cfuel_{imp,prod,ec,t}$ ) des importierten Energieträgers. Die Ausgaben für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate werden über einen Aufschlag bei den Brennstoffkosten berücksichtigt. Ebenso im ersten Summanden enthalten sind gegebenenfalls Durchleitungsentgelte und andere Ausgaben ( $Cvar_{prod,prod',ec,t}$ ), die sich aus dem Transport von Energie- und Materialströmen zwischen den Produzenten ( $FL_{prod,prod',ec,t}$ ) ergeben.

Der zweite Term summiert über die Energieumwandlungsprozesse die Ausgaben für variable Kosten ( $Cvar_{proc,t}$ ) sowie die Ausgaben ( $Cloadchange_{proc,t,seas-1,seas}$ ) für Laständerungen zwischen aufeinanderfolgenden Zeitscheiben.

Im dritten Term werden die Ausgaben auf Anlagenebene summiert. Diese teilen sich auf in fixe Ausgaben ( $Cfix_{unit,t}$ ) für alle bestehenden Anlagen ( $Cap_{unit,t}$ ) und Investitionen ( $Cinv_{unit,t}$ ) für neue Anlagen ( $CapNew_{unit,t}$ ). Dabei gehen die Investitionen in Form von Annuitäten in die Zielfunktion ein.

$$\min \left[ \begin{array}{l} \sum_{ec \in EC} \left( \sum_{imp \in IMP} \sum_{prod \in PROD} FL_{imp,prod,ec,t} \cdot Cfuel_{imp,prod,ec,t} \right) \\ + \sum_{prod \in PROD} \sum_{prod' \in PROD} FL_{prod,prod',ec,t} \cdot Cvar_{prod,prod',ec,t} \right) \\ + \sum_{proc \in PROC} \left( PL_{proc,t} \cdot Cvar_{proc,t} \right. \\ \left. + \sum_{seas \in SEAS} Cloadchange_{proc,t,seas-1,seas} \right) \\ + \sum_{unit \in UNIT} \left( Cap_{unit,t} \cdot Cfix_{unit,t} \right. \\ \left. + CapNew_{unit,t} \cdot Cinv_{unit,t} \right) \end{array} \right]$$

$$\forall t \in T \subset \{2012, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040\}$$

**Gleichung 4.1**

Ergänzend zu der Zielfunktion werden im Folgenden die Nebenbedingungen der Optimierung beschrieben.

#### 4.4.2 Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse

Die Bilanzierungsgleichungen für die Stoff- und Energieflüsse stellen die zentralen Nebenbedingungen dar. Über sie wird auf Produzentenebene sichergestellt, dass alles, was in dem betrachteten Zeitraum zum Produzenten fließt bzw. bei ihm produziert wird, am Ende des betrachteten Zeitraums verbraucht bzw. weitergegeben wurde. Dementsprechend ist die Speicherung von Energieträgern grundsätzlich ausgeschlossen, ausgenommen hiervon ist nur die in Elektrizitätsspeichern gelagerte Energie.

**Saisonale Energie- und Stoffbilanz:** Saisonale Energieträger ( $ec \in EC\_Seas$ ) wie Elektrizität werden für jede Zeitscheibe einzeln bilanziert (Gleichung 4.2). Dabei wird sichergestellt, dass je Zeitscheibe alle Elektrizitätsflüsse zu dem betrachteten Produzenten ( $FS_{prod',prod,ec,t,seas}$ ) zuzüglich der in den Prozessen des Produzenten generierten Elektrizität ( $PS_{proc,t,seas} \cdot \lambda_{proc,ec}$ ) gleich den Elektrizitätsflüssen von dem Produzenten zu anderen Produzenten ( $FS_{prod,prod',ec,t,seas}$ ) und der beim Produzenten nachgefragten Elektrizitätsmenge sind. Dabei teilt sich die Nachfrage auf in die saisonale exogene Nachfrage ( $FS_{prod,exp,ec,t,seas}$ ) und in die von den Prozessen des Produzenten in der betrachteten Zeitscheibe genutzte Elektrizitätsmenge ( $PS_{proc,t,seas}$ ). Über ( $\lambda_{proc,ec}$ ) wird zudem der Anteil des Energieträgers am In- und Output des betrachteten Prozesses berücksichtigt und über  $\eta_{prod,prod',ec,t}$  und  $\eta_{prod,t}$  die Wirkungsgrade der betrachteten Flüsse, respektive Prozesse.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{prod' \in PROD} FS_{prod', prod, ec, t, seas} \\
 & \quad + \sum_{proc \in GENPROC^{prod}} PS_{proc, t, seas} \cdot \lambda_{proc, ec} \\
 = & \sum_{prod' \in PROD} \frac{FS_{prod, prod', ec, t, seas}}{\eta_{prod, prod', ec, t}} \\
 & \quad + \sum_{exp \in EXP} \frac{FS_{prod, exp, ec, t, seas}}{\eta_{prod, exp, ec, t}} \\
 & \quad + \sum_{proc \in DEMPROC^{prod}} PS_{proc, t, seas} \cdot \frac{\lambda_{proc, ec}}{\eta_{proc, t}}
 \end{aligned}$$

$$\forall t \in T; \forall seas \in SEAS; \forall prod \in PROD; \forall ec \in EC_{Seas} \subset EC$$

#### Gleichung 4.2

Im Gegensatz zu früheren Modellversionen wird Wärme in PERSEUS-NET-ESS nicht mehr explizit nachgefragt und bilanziert. Stattdessen werden Restriktionen für KWK-Anlagen eingeführt (vgl. Abschnitt 4.4.4).

**Jährliche Energie- und Stoffbilanz:** Alle nicht saisonalen Energieträger ( $ec \in EC_{NonSeas}$ ) werden jährlich bilanziert (Gleichung 4.3). Beispielsweise wird der Bedarf jedes Produzenten an Brennstoffen nicht je Zeitscheibe, sondern nur jährlich bilanziert. Dabei gilt, dass der jährliche Energieträgerfluss von der Quelle des Graphen zum Produzenten ( $FL_{imp, prod', ec, t}$ ) zuzüglich der jährlichen Zuflüsse von anderen Produzenten ( $FL_{prod', prod, ec, t}$ ) und der im Jahr produzierten Menge ( $PL_{proc, t}$ ) gleich dem jährlichen Abfluss ( $FL_{prod, prod', ec, t}$ ,  $FL_{prod, exp, ec, t}$ ) und der jährlich für Prozesse nachgefragten Menge ( $PL_{proc, t} \cdot \lambda_{proc, ec}$ ) des Energieträgers ist. Der Anteil des jeweiligen Energieträgers

am In- und Output der Prozesse ist dabei ebenso berücksichtigt, wie die Wirkungsgrade der Prozesse und Flüsse.

$$\begin{aligned}
 & \sum_{imp \in IMP} FL_{imp,prod,ec,t} + \sum_{prod' \in PROD} FL_{prod',prod,ec,t} \\
 & \quad + \sum_{proc \in GENPROC^{prod}} PL_{proc,t} \cdot \lambda_{proc,ec} \\
 = & \sum_{prod' \in PROD} \frac{FL_{prod,prod',ec,t}}{\eta_{prod,prod',ec,t}} + \sum_{exp \in EXP} \frac{FL_{prod,exp,ec,t}}{\eta_{prod,exp,ec,t}} \\
 & \quad + \sum_{proc \in DEMPROC^{prod}} PL_{proc,t} \cdot \frac{\lambda_{proc,ec}}{\eta_{proc,t}}
 \end{aligned}$$

$$\forall t \in T; \forall prod \in PROD; \forall ec \in EC\_NonSeas \subset EC$$

Gleichung 4.3

**Konsistenzgleichungen:** Ergänzend zu den Bilanzgleichungen gibt es eine Gleichung (Gleichung 4.4), die sicherstellt, dass die Summe der saisonalen Flüsse ( $FS_{prod',prod,ec,t,seas}$ ) über die betrachteten Zeitscheiben dem jährlichen Wert des Flusses ( $FL_{prod',prod,ec,t}$ ) entspricht. Eine weitere Gleichung (Gleichung 4.5) stellt dies für die saisonalen und die jährlichen Prozesslevel sicher ( $PS_{proc,t,seas}$  und  $PL_{proc,t}$ ).

$$\sum_{seas} FS_{prod,prod',ec,t,seas} = FL_{prod,prod',ec,t}$$

$$\forall t \in T; \forall prod, prod' \in PROD; \forall ec \in EC$$

Gleichung 4.4

$$\sum_{seas} PS_{proc,t,seas} = PL_{proc,t}$$

$$\forall t \in T; \forall proc \in (PROC \setminus PROC_{ECvolatil})^8$$

**Gleichung 4.5**

Da sowohl saisonale, als auch jährliche Flüsse Variablen sind, können diese durch die Zuweisung von unteren oder oberen Schranken unmittelbar limitiert werden. Dazu werden den Flussvariablen in der Datenbank hinterlegte Maximal- und Minimalwerte ( $FLMAX_{prod,prod',ec,t,seas}$ ,  $FLMIN_{prod,prod',ec,t,seas}$ ) oder auch spezifische Flussniveaus ( $FLLEV_{prod,prod',ec,t,seas}$ ) zugewiesen.

**Deckung der Nachfrage:** Die für jeden Netzknoten in PERSEUS-NET-ESS exogen vorgegebene Elektrizitätsnachfrage ist die treibende Kraft der Optimierung. Deswegen wird über nachfolgende Gleichung festgelegt, dass der Elektrizitätsoutput für jeden Nachfrageproduzenten ( $FL_{prod,exp,elec,t,seas}$ ) der exogen vorgegebenen Nachfrage ( $D_{prod,elec,t,seas}$ ) entspricht. Dabei ist der Elektrizitätsoutput als Fluss über die Systemgrenze zur Senke des Graphen modelliert.

$$FS_{prod,exp,elec,t,seas} = D_{prod,elec,t,seas}$$

$$\forall prod \in DEMPROD \subset PROD; \forall exp \in EXP \subset PROD;$$

$$\forall electr \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.6**

---

<sup>8</sup> Die Erklärung zur Ausnahme der volatilen Energieträger folgt in Abschnitt 4.4.6.

### 4.4.3 Kapazitäts- und Verfügbarkeitsbeschränkungen des Kraftwerksparks

Zur Beschreibung des Kraftwerksparks sind in PERSEUS-NET-ESS Gleichungen bezüglich der Erzeugungskapazitäten implementiert. Teilweise beziehen sich diese auf den Aufbau und teilweise auf den Einsatz möglicher Erzeugungsanlagen.

In PERSEUS-Modellvarianten (unter anderem in Eßer-Frey, 2012 und Heinrichs, 2013) bislang häufig genutzte Gleichungen zum Erzwingen eines bestimmten minimalen Gasanteils und zum Aufbau einer gewissen Reservekapazität sind für PERSEUS-NET-ESS deaktiviert. Die höhere zeitliche Auflösung und die Berücksichtigung des Extremtags machen diese Gleichungen überflüssig.

**Kapazitätsrestriktion:** Der Ausbau des Kraftwerksparks ist Teil der Optimierung (Gleichung 4.7). Deswegen wird zwischen in der Periode bereits existierenden Kapazitäten ( $CapRes_{unit,t}$ ) und den möglichen Neubauten ( $CapNew_{unit,t}$ ) unterschieden. Zusammen bilden sie die in der jeweils betrachteten Periode zur Verfügung stehenden Anlagenkapazitäten ( $Cap_{unit,t}$ ).

$$Cap_{unit,t} = CapRes_{unit,t} + CapNew_{unit,t}$$

$$\forall unit \in UNIT; \forall t \in T$$

**Gleichung 4.7**

Da es sich bei der zur Verfügung stehenden Anlagenkapazität und bei den Neubauten jeweils um Variablen handelt, können diesen direkt Unter- und Obergrenzen zugewiesen werden. Für bestehende Anlagen ohne Ausbaumöglichkeit wird die in der Datenbank angegebene installierte Kapazität gleichzeitig als Ober- und Untergrenze gesetzt. Dadurch wird ein weiterer Ausbau unterbunden.

**Verfügbarkeitsbeschränkung:** Die Nutzung der Prozesse einer Anlage ist gemäß ihrer Anlagenkapazität und durchschnittlichen Verfügbarkeit ( $Avai_{unit,t}$ ) beschränkt (Gleichung 4.8). Zur Beschränkung des Prozessniveaus je Zeitscheibe wird die verfügbare Anlagenkapazität mit der Dauer der betrachteten Zeitscheibe ( $Hours_{seas}$ ) multipliziert. Da über Gleichung 4.4 festgelegt ist, dass die Summe der saisonalen Prozessniveaus über alle Zeitscheiben das jährliche Prozessniveau ergeben muss, wird gleichzeitig gewährleistet, dass auch dieses begrenzt ist.

$$Cap_{unit,t} \cdot Avai_{unit,t} \cdot Hours_{seas} \geq \sum_{proc \in PROC^{unit}} PS_{proc,t,seas}$$

$$\forall t \in T; \forall seas \in SEAS; \forall unit \in UNIT$$

**Gleichung 4.8**

**Volllaststunden:** Zusätzlich besteht die Möglichkeit, die jährliche Prozessnutzung über maximale ( $VlhMax_{proc,t}$ ) und minimale Vlh ( $VlhMin_{proc,t}$ ) einzuschränken (Gleichung 4.9 und Gleichung 4.10).

$$VlhMax_{proc,t} \cdot Cap_{unit,t} \geq PL_{proc,t} \cdot \lambda_{proc,elec}$$

$$\forall proc \in PROC^{unit}; \forall unit \in UNIT; \forall t \in T$$

**Gleichung 4.9**

$$VlhMin_{proc,t} \cdot Cap_{unit,t} \leq PL_{proc,t} \cdot \lambda_{proc,elec}$$

$$\forall proc \in PROC^{unit}; \forall unit \in UNIT; \forall t \in T$$

**Gleichung 4.10**

#### 4.4.4 Kraft-Wärme-Kopplung

**KWK-Anlagen:** Im Gegensatz zu dem direkten Vorgängermodell PERSEUS-NET wird in PERSEUS-NET-ESS der Wärmesektor nicht mehr bilanziert. Damit bestehende KWK-Anlagen ( $UNIT\_KWK$ ), trotz der vergleichsweise geringen elektrischen Wirkungsgrade, weiterhin genutzt werden, werden den Prozessvariablen der KWK-Anlagen unmittelbar untere Schranken zugewiesen. Dazu werden den KWK-Prozessen in der Datenbank minimale Vlh zugewiesen, die gemäß dem auf eins skalierten Wärmeverlauf ( $Course_{heat,seas}$ ) gedeckt werden müssen.

$$PS_{proc,t,seas} \geq Course_{heat,seas} \cdot VlhMin_{proc,t} \cdot CapRes_{unit,t}$$

$$\text{mit } \sum_{seas} Course_{heat,seas} = 1$$

$$\forall proc \in PROC^{unit} \subset PROC; \forall unit \in UNIT\_KWK \subset UNIT;$$

$$\forall heat \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.11**

#### 4.4.5 Restriktionen des Lastwechselverhaltens

Durch die im Vergleich zu früheren PERSEUS-Modellen höhere zeitliche Auflösung wird die Beschreibung des Lastwechselverhaltens von thermischen Kraftwerken ( $UNIT\_term$ ) wichtiger. Darunter wird die Fähigkeit von Kraftwerken verstanden, auf (schnelle) Laständerungen zu reagieren und ihre Fahrweise anzupassen. Dementsprechend werden die bisher genutzten Laständerungskosten (Gleichung 4.12) um zwei weitere Möglichkeiten zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens ergänzt. Erstens durch die Berücksichtigung von Anfahrkosten (Gleichung 4.13 bis Gleichung 4.15) und zweitens durch die Vorgabe einer

Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten (Gleichung 4.17 bis Gleichung 4.20).

Die Auswirkungen der verschiedenen Modellierungsmöglichkeiten zu Beschreibung des Lastwechselverhaltens auf den Kraftwerkseinsatz werden in Abschnitt 6.1 analysiert.

**Laständerungskosten:** Um zu vermeiden, dass Grundlastkraftwerke, wie Braunkohlekraftwerke, ihre Leistung wiederholt und sprunghaft ändern, sind in den PERSEUS-Modellen Laständerungskosten hinterlegt (vgl. unter anderem Enzensberger, 2003; Eßer-Frey, 2012). Der Lastwechsel zwischen zwei Zeitscheiben wird über die positiven Variablen  $LVup_{proc,seas-1,seas,t}$  und  $LVdown_{proc,seas-1,seas,t}$  erfasst und mit der Anzahl der Übergänge zwischen diesen zwei Zeitscheiben ( $No_{seas-1,seas}$ ) gewichtet. Die Laständerung geht schließlich multipliziert mit den Laständerungskosten ( $CLoadVar_{proc,t}$ ) über Gleichung 4.16 die Zielfunktion ein.

$$\begin{aligned}
 & (LVup_{proc,seas-1,seas,t} - LVdown_{proc,seas-1,seas,t}) \\
 &= No_{seas-1,seas} \cdot \left( \frac{PS_{proc,t,seas}}{Hours_{seas}} - \frac{PS_{proc,t,seas-1}}{Hours_{seas-1}} \right) \cdot \frac{1}{\eta_{proc,t}} \\
 & \forall t \in T; \forall seas \in SEAS; \forall proc \in PROC\_term \subset PROC
 \end{aligned}$$

**Gleichung 4.12**

**Anfahrkosten:** Alternativ oder ergänzend zu den Laständerungskosten können in PERSEUS-NET-ESS für Bestandsanlagen auch Anfahrkosten berücksichtigt werden. Dabei werden positive Laständerungen unterhalb der Mindestleistung mit Kosten belegt. Dies wird nach dem Vorgehen von Warland et al. (2008) umgesetzt.

Die Prozessnutzung je Zeitscheibe wird zusätzlich über zwei Variablen zwischen „0“ und „1“ beschrieben. Die erste der beiden Variablen ( $LowPS_{proc,t,seas}$ ) soll das Lastniveau im Bereich von „0“ bis zur Mindestleistung ( $CapRes_{unit,t} \cdot MinP_{proc}$ ) beschreiben und die zweite Variable ( $HighPS_{proc,t,seas}$ ) den Bereich über der Mindestleistung bis zur maximalen Leistung ( $CapRes_{unit,t} \cdot Avai_{unit,t}$ ). Bei Volllast müssen die Variablen  $LowPS_{proc,t,seas}$  und  $HighPS_{proc,t,seas}$  für die betrachtete Zeitscheibe beide den Wert „1“ annehmen. Bei einer Fahrweise mit Mindestleistung ist es ausreichend, wenn die Variable  $LowPS_{proc,t,seas}$  den Wert „1“ annimmt. Wenn der Prozess ausgeschaltet ist, müssen hingegen beide Variablen den Wert „0“ annehmen (vgl. Gleichung 4.13). Des Weiteren muss die Variable  $HighPS_{proc,t,seas}$  immer kleiner oder gleich groß als die Variable  $LowPS_{proc,t,seas}$  sein (Gleichung 4.14). Zeitliche Änderungen der Variable  $LowPS_{proc,t,seas}$  sind indirekt mit Kosten belegt. Über eine dritte Variable zwischen „0“ und „1“ wird die Anzahl der Anfahrtsvorgänge ( $StartUpCount_{proc,t,seas}$ ) gezählt (Gleichung 4.15). Diese Anfahrtsvorgänge sind über Gleichung 4.16 mit kraftwerksspezifischen Anfahrkosten ( $CStartUp_{proc,t}$ ) belegt und werden zusammen mit den Laständerungskosten in der Zielfunktion berücksichtigt.

$$\begin{aligned}
 & LowPS_{proc,t,seas} \cdot CapRes_{unit,t} \cdot MinP_{proc} + HighPS_{proc,t,seas} \\
 & \quad \cdot CapRes_{unit,t} \cdot (Avai_{unit,t} - MinP_{proc}) \\
 & = \frac{PS_{proc,t,seas}}{(Hours_{seas})} - (CapNew_{unit,t} \cdot Avai_{unit,t})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \forall proc \in PROC_{therm}^{unit} \subset PROC; \\
 & \forall unit \in UNIT_{therm} \subset UNIT; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS
 \end{aligned}$$

**Gleichung 4.13**

$$LowPS_{proc,t,seas} \geq HighPS_{proc,t,seas}$$

$$\forall proc \in PROC_{therm} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.14**

$$\begin{aligned}
 & LowPS_{proc,t,seas} - LowPS_{proc,t,seas-1} - StartUpCount_{proc,t,seas} \\
 & \leq 0
 \end{aligned}$$

$$\forall proc \in PROC_{therm} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.15**

$$\begin{aligned}
 & (LVup_{proc,seas-1,seas,t} + LVdown_{proc,seas-1,seas,t}) \cdot \\
 & CLoadVar_{proc,t} + StartUpCount_{proc,t,seas} \cdot CStartUp_{proc,t} \\
 & = Cloadchange_{proc,t,seas-1,seas}
 \end{aligned}$$

$$\forall proc \in PROC_{therm} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.16**

Die Modellierung des Anfahrtsverhaltens mit den oben beschriebenen Gleichungen ist nur für existierende Anlagen mit einer Kapazität und damit einer Mindestleistung größer „0“ möglich. Bei Anlagen, die bereits existieren, aber noch nicht voll ausgebaut

sind, wird die Mindestleistung ( $CapRes_{unit,t} \cdot MinP_{proc}$ ) von einem eventuellen Zubau nicht verändert. Eine Veränderung der Mindestleistung in Abhängigkeit der installierten Leistung würde zu einem nicht-linearen Problem führen. Deshalb ist die Formulierung der Anfahrkosten nur für bereits existierende Anlagen möglich. Der letzte Term der Gleichung 4.13 erlaubt es allerdings, die Gleichungen für Anlagen, die bis zu einem frei wählbaren Grad der maximalen Leistung ausgebaut sind (zum Beispiel zu 90 %), trotzdem über ihre Anfahrkosten einzuschränken. Dadurch wird die Mindestleistung allerdings unterschätzt und die Flexibilität folglich überschätzt. Für komplette Neubauten ist die hier beschriebene Abbildung der Anfahrkosten nicht geeignet.

Im Gegensatz zu der im Folgenden beschriebenen Abbildung der Mindestleistung über Binärvariablen (vgl. Gleichung 4.17 und Gleichung 4.18) wird es durch diese Formulierung der Anfahrkosten nicht grundsätzlich unterbunden, einen Prozess unterhalb der Mindestleistung zu fahren. Durch die Zuweisung von Kosten für positive Laständerungen unterhalb der Mindestleistung wird aber ein wiederholtes Anfahren kostenintensiv. Nach dem Anfahren sind Lastwechsel oberhalb der Mindestleistung dagegen kostenfrei.

**Mindestleistung:** Für Bestandsanlagen lassen sich alternativ zu Laständerungs- oder Anfahrkosten auch Mindestleistungen sowie Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten formulieren (vgl. unter anderem Díaz, 2008). Bei Neuanlagen hängt die Berechnung der Mindestleistung vom endogenen Zubau ab. Dementsprechend ist die Formulierung einer Mindestleistung für Neuanlagen mit linearem Zubau in einem gemischt-ganzzahligen Problem nicht möglich. Für bestehende Anlagen ist die Berechnung verhältnismäßig rechenzeitaufwendig, da sie nur durch die Verwendung von Binärvariablen realisiert werden kann. Die Binärvariablen beschreiben je Anlage und Zeitscheibe jeweils den Betriebszustand („1“ entspricht „an“ / „0“ entspricht „aus“). Die Kopplung der

Binärvariablen an den Betriebszustand der Anlage wird mit Hilfe der Groß-M-Methode realisiert (vgl. Nickel et al., 2011).  $M$  steht dabei für eine beliebige Zahl, die größer als das maximal denkbare Prozessniveau sein muss. Kapazitätserweiterungen der bestehenden Anlage bleiben dadurch theoretisch möglich. Durch Gleichung 4.17 wird sichergestellt, dass im Prozess nur Elektrizität generiert werden darf, wenn die Binärvariable ( $GEN01_{proc,t,seas}$ ) den Wert „1“ annimmt. Über Gleichung 4.18 wird zudem die Minimalleistung berücksichtigt und sichergestellt, dass die Binärvariable den Wert „0“ annimmt, wenn der Prozess ausgestellt ist.

$$M * GEN01_{proc,t,seas} \geq PS_{proc,t,seas}$$

$$\forall proc \in PROC_{therm} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.17**

$$PS_{proc,t,seas}$$

$$\geq CapRes_{unit,t} \cdot Hours_{seas} \cdot MinP_{proc} \cdot GEN01_{proc,t,seas}$$

$$\forall proc \in PROC_{therm}^{unit} \subset PROC;$$

$$\forall unit \in UNIT_{therm} \subset UNIT; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.18**

**Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten:** Zur weiteren Einschränkung der Dynamik thermischer Anlagen können in Verbindung mit der Mindestleistung zusätzlich Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten genutzt werden. Diese sind, unter dem Vorbehalt, dass die Zeitscheiben ( $SEAS$ ) eine geordnete Indexmenge bilden, über Gleichung 4.19 und Gleichung 4.20 modelltechnisch abgebildet. Die Anzahl der täglich in einer Zeitscheibe zusammengefassten Stunden ist im Parameter  $Time_{seas}$  gegeben. Bei der Mindestbetriebszeit werden für die Dauer der Mindestbetriebszeit ( $MinBetrieb_{proc}$ ) die Binärvariablen der

Zeitscheiben vor der betrachteten Zeitscheibe ( $seas'$ ) addiert. Diese mit der Dauer der Zeitscheiben gewichtete Summe muss größer sein als das Produkt aus der Mindestbetriebszeit und der Differenz aus der Binärvariablen der Zeitscheibe unmittelbar vor der betrachteten Zeitscheibe ( $GEN01_{proc,t,seas'-1}$ ) und der Binärvariablen der betrachteten Zeitscheibe ( $GEN01_{proc,t,seas'}$ ).

$$\sum_{seas = seas' - MinBetrieb_{proc}}^{seas' - 1} GEN01_{proc,t,seas} \cdot Time_{seas}$$

$$\geq MinBetrieb_{proc} \cdot (GEN01_{proc,t,seas'-1} - GEN01_{proc,t,seas'})$$

$\forall proc \in PROC_{therm} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas, seas' \in SEAS$

**Gleichung 4.19**

$$\sum_{seas = seas' - MinStopp_{proc}}^{seas' - 1} (1 - GEN01_{proc,t,seas}) \cdot Time_{seas}$$

$$\geq MinStopp_{proc} \cdot (GEN01_{proc,t,seas'} - GEN01_{proc,t,seas'-1})$$

$\forall proc \in PROC_{therm} \subset PROC; \forall t \in T; \forall seas, seas' \in SEAS$

**Gleichung 4.20**

Bei einer stündlichen Zeitstruktur, einer Mindestbetriebszeit von fünf Stunden und der Betrachtung einer Zeitscheibe ( $seas'$ ) um 16.00 Uhr bedeutet dies, dass die Zustandsvariablen von 11.00 bis 15.00 Uhr (über  $seas$ ) summiert werden und diese Summe größer oder gleich groß als fünfmal die Zustandsvariable von 15.00 Uhr ( $seas' - 1$ ) minus die Zustandsvariable von 16.00 Uhr ( $seas'$ ) sein muss. Im Fall, dass die Zustandsvariable um 15.00 Uhr den Wert „1“ hat, kann die Zustandsvariable um 16.00 Uhr folglich nur den Wert „0“ annehmen, wenn alle Zustandsvariablen der be-

trachteten Zeitscheiben von 11.00 bis 15.00 Uhr den Wert „1“ haben (vgl. Gleichung 4.19).

Die Mindeststillstandszeit wird analog dazu gebildet (vgl. Gleichung 4.20). Bei Betrachtung der Zeitscheibe um 16.00 Uhr ( $seas'$ ) und einer Mindeststillstandszeit von fünf Stunden wird von 11.00 bis 15.00 Uhr die Summe von (1-Zustandsvariable) gebildet. Diese Summe muss größer als fünf Mal die Zustandsvariable von 16.00 Uhr minus der Zustandsvariablen von 15.00 Uhr sein.

Gibt es Zeitscheiben, die unterschiedlich viele Stunden umfassen, kann es durch die beschriebene Formulierung zu einer Überschätzung der Flexibilität kommen. Um dies zu vermeiden, müsste die Länge der einzelnen Zeitscheiben auch bei der Summenbildung berücksichtigt werden. Da im Rahmen dieser Arbeit diese Gleichungen nur zur Voruntersuchung des Lastwechselsverhaltens in Kapitel 6.1 dienen und diese auf einer rein stündlichen Zeitstruktur basiert, wird diese mögliche Überschätzung nicht weiter beachtet.

#### 4.4.6 Einspeiserestriktionen der Erneuerbaren Energien

Durch die im Gegensatz zu Vorgängerversionen verfeinerte Zeitstruktur können in PERSEUS-NET-ESS die Einspeisecharakteristika der volatilen EE besser berücksichtigt werden. Dafür wird für jeden volatilen Energieträger ein maximaler Einspeiseverlauf vorgegeben (Gleichung 4.21). Zudem können exogene Einspeiseziele zwingend vorgegeben werden (Gleichung 4.22).

**Einspeiseverlauf volatiler Energieträger:** Für eine verbesserte Beschreibung des volatilen Charakters von Energieträgern, wie Wind und PV ( $EC_{volatil}$ ), sind in der Datenbank auf eins skalierte historische Einspeiseverläufe ( $Course_{EC_{volatil},seas}$ ) gespeichert. Das Produkt dieser zeitscheibenspezifischen Einspeiseprofile mit der maximal verfügbaren Jahresnutzung je Prozess, der auf volatilen erneuerbaren Energieträgern basiert ( $PROC_{ECV}$ ), ergibt die maximal je Zeitscheibe und Anlage erzeugbare Elektrizität.

$$PL_{proc,t} \cdot Course_{ec,seas} \geq PS_{proc,seas,t}$$

$$\forall proc \in PROC_{ECV} \subset PROC; \forall ec \in EC_{volatil} \subset EC; \\ \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

#### Gleichung 4.21

Um in Zeiten eines Überangebots die Abregelung der volatilen Energieträger zu erlauben, darf die Summe aller saisonalen Prozessnutzungen nicht gleich der jährlichen Prozessnutzung entsprechen. Deswegen darf Gleichung 4.5 nicht für die volatilen Energieträger gelten. Zudem gilt, dass in Zeitscheiben mit einer hohen maximalen Einspeisung Prozesse gegebenenfalls über die Verfügbarkeitsbeschränkung (Gleichung 4.8) stärker eingeschränkt sind, als dies über Gleichung 4.21 der Fall ist. Dies kann für Prozesse mit hohen Vlh und damit hohen Grenzen für das

jährliche Prozessniveau (Gleichung 4.9) vorkommen. Die theoretisch erreichbaren Vlh der Prozesse reduzieren sich dadurch gegebenenfalls leicht. Solange keine extremen Wetterereignisse abgebildet werden, ist dieser Effekt aber vernachlässigbar und kann gegebenenfalls durch eine Erhöhung der exogen vorgegebenen maximalen Vlh ausgeglichen werden.

**EE-Ziele:** Durch Gleichung 4.21 wird implizit eine Abregelung der volatilen Energieträger in Zeiten eines Überangebots ermöglicht. Zur Gewährleistung der Einhaltung von vorgegebenen Zielen für die Einspeisung aus EE dient Gleichung 4.22. Die Gleichung besagt, dass der Anteil der Elektrizität, welcher in Prozessen mit EE (*EEPROC*) generiert wird, größer oder gleich dem angestrebten Anteil von EE an der Gesamterzeugung (*REGTarget<sub>t</sub>*) sein muss.

$$\sum_{seas} \sum_{proc \in EEPROC} PS_{proc,seas,t} \cdot \lambda_{proc,electr}$$

$$\geq REGTarget_t \cdot \sum_{seas} \sum_{proc' \in GENPROC} PS_{proc',seas,t} \cdot \lambda_{proc',electr}$$

$$\forall electr \in EC; \forall t \in T$$

**Gleichung 4.22**

### 4.4.7 Restriktionen des Übertragungsnetzes

Die Restriktionen des Übertragungsnetzes wurden bereits im Vorgängermodell PERSEUS-NET von Eßer-Frey (2012) implementiert. Für die dem DC-Ansatz zugrunde liegende Theorie und für eine Herleitung der in diesem Abschnitt beschriebenen Gleichungen sei auf Eßer-Frey (2012) verwiesen. Zu beachten ist, dass bei dem implementierten DC-Ansatz keine Netzverluste berücksichtigt sind.

**Leitungsflüsse:** Die in PERSEUS-NET-ESS integrierten Leitungsrestriktionen müssen garantieren, dass die Wirkleistung das Produkt der Leitungssuszeptanz und des Phasenwinkels ist. Für Leitungen bedeutet dies, dass in jeder Zeitscheibe der aktive Elektrizitätsfluss über die Leitung ( $FL_{ext,ext',electr,t,seas}$ ) gleich dem Produkt aus der Leitungssuszeptanz ( $h_{ext,ext',ext'',t}$ ), also dem Blindleitwert, und dem Phasenwinkel ( $\theta_{ext'',t,seas}$ ) am Netzknoten ( $ext''$ ) sein muss.

$$\frac{FL_{ext,ext',electr,t,seas}}{Hours_{seas}} = \sum_{ext'' \in EXT} h_{ext,ext',ext'',t} \cdot \theta_{ext'',t,seas}$$

$$\forall ext, ext' \in EXT \subset PROD; \forall electr \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.23**

Die Matrix mit den Elementen  $h_{ext,ext',ext'',t}$  ist die sogenannte Transfermatrix. Die Spalten der Matrix stehen für jeweils einen Netzknoten, während die Zeilen die Leitungen des Netzes repräsentieren. Die ersten zwei Indizes legen den Start- und den Endpunkt der betrachteten Leitung fest, während der dritte Index für den Netzknoten steht. Dementsprechend ist das Element  $h_{ext,ext',ext'',t}$  das negative des Elementes  $h_{ext',ext,ext'',t}$ . Im Modell wird die Transfermatrix durch die Multiplikation des transponierten Suszeptanzvektors mit der transponierten Inzidenzmatrix des

Netzes berechnet. Dabei beschreibt die Inzidenzmatrix, welcher Netzknoten mit welchem verbunden ist, sprich die Netzstruktur (vgl. Eßer-Frey, 2012).

Die zweite Restriktion der elektrischen Flüsse (Gleichung 4.24) beschreibt die Leitungsflüsse als eine Funktion der Netzcharakteristika und der Einspeisungen zu den Netzknoten. Die Summe der Einspeisungen an einem Netzknoten ins Übertragungsnetz (also am Netzknoten erzeugte Elektrizität, abzüglich der am Knoten direkt verbrauchten Elektrizität), ist gleich der Summe der elektrischen Flüsse im Übertragungsnetz zu und von diesem Knoten. Die elektrischen Flüsse berechnen sich dabei jeweils durch das Produkt der entsprechenden Elemente der Admittanzmatrix ( $b_{ext,ext',t}$ ) und des Phasenwinkels ( $\theta_{ext',t,seas}$ ). Im Modell ist die Admittanzmatrix durch die Multiplikation der Inzidenzmatrix und der transponierten Transfermatrix bestimmt (vgl. Eßer-Frey, 2012).

$$\begin{aligned} & \frac{1}{Hours_{seas}} \cdot \sum_{proc \in GENPROC_{ext}} PS_{proc,t,seas} \cdot \lambda_{proc,electr} \\ & \quad - FS_{ext,exp,electr,t,seas} \\ & = \sum_{ext' \in EXT} b_{ext,ext',t} \cdot \theta_{ext',t,seas} \end{aligned}$$

$$\forall ext \in EXT; \forall exp \in EXP; \forall electr \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.24**

**Thermische Limitationen der Leitungen:** Thermische Begrenzungen von Leitungen des Übertragungsnetzes werden in PERSEUS-NET-ESS als Begrenzungen der Flüsse über diese Leitungen hinterlegt. Da die Blindleistung nicht berücksichtigt wird, werden für die thermischen Begrenzungen angepasste Durchschnittswerte für typische Leitungen verwendet. Dabei werden den Flussvari-

ablen  $FL_{ext,ext',elec,t,seas}$  die Grenzen unmittelbar über die .lo- bzw. .up-Funktionen in GAMS zugewiesen (vgl. Eßer-Frey, 2012).

$$\frac{FS_{ext,ext',electr,t,seas}}{Hours_{seas}} \geq (-1) \cdot ThLimit_{ext,ext',t}$$

$$\forall ext, ext' \in EXT \subset PROD; \forall electr \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.25**

$$\frac{FS_{ext,ext',electr,t,seas}}{Hours_{seas}} \leq ThLimit_{ext,ext',t}$$

$$\forall ext, ext' \in EXT \subset PROD; \forall electr \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.26**

**Der Slack-Knoten:** Zusätzlich muss ein Slack-Knoten als Referenz definiert werden. Dabei stellt der Slack-Knoten einen neutralen Punkt dar, zu dem alle Spannungen und Stromstärken gemessen werden. In einem DC-Lastflussmodell wird das realisiert, indem der Phasenwinkel des Slack-Knotens auf null gesetzt wird (vgl. Eßer-Frey, 2012).

$$\theta_{ext,t,seas} \cdot Slack_{ext} = 0$$

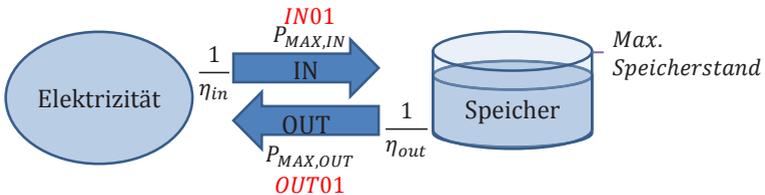
$$\forall ext \in EXT; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

$$\text{mit } Slack_{ext} = \begin{cases} 1, & \text{für den Slack Knoten} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

**Gleichung 4.27**

### 4.4.8 Speichersysteme

Zentraler Punkt der Analysen in dieser Arbeit ist die Ermittlung des Bedarfs an Speichersystemen ( $storage \in STORAGE \subset UNIT$ ). Zur adäquaten Darstellung dieser werden in PERSEUS-NET-ESS Gleichungen eingeführt, die die charakteristischen Merkmale von Speichersystemen berücksichtigen. Jedem Speichersystem sind jeweils ein Einspeicherungsprozess ( $in \in PROC_{storage}$ ) und ein Ausspeicherungsprozess ( $out \in PROC_{storage}$ ) zugeordnet (vgl. Abbildung 4.8). Diesen Prozessen kann jeweils ein Wirkungsgrad und eine maximale Leistung zugewiesen werden. Unter Verwendung von Binärvariablen ist zudem die Möglichkeit implementiert, das gleichzeitige Ein- und Ausspeichern explizit zu verhindern. Für jede Zeitscheibe wird der aktuelle Speicherstand berechnet, welcher die maximale Speicherkapazität nicht überschreiten darf.



**Abbildung 4.8:** Schematische Abbildung der Speichersysteme

**Speicherstand:** Gleichung 4.28 berechnet für jede Zeitscheibe die positive Variable des Speicherstands ( $StorageState_{Storage,t,seas}$ ). Der Speicherstand ist dabei in der Regel der Speicherstand der vorhergehenden Zeitscheibe, zuzüglich des Prozessniveaus der Einspeicherung ( $PS_{in,t,seas}$ ) und des Prozessniveaus der Ausspeicherung ( $PS_{out,t,seas}$ ). Dabei werden die Prozessniveaus mit dem Input- respektive Outputanteil der im Speicher gespeicherten Elektrizität ( $esselec$ ) multipliziert. Für den Einspeicherungsprozess ist dieser gleich „+1“, während er für den Ausspeicherungsprozess „-1“ ist. Das Prozessniveau der Ausspeicherung

wandelt den Speicherstand in Elektrizität um. Dabei wird der Speicherstand unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades ( $\eta_{out,elec}$ ) verringert. Der Wirkungsgrad der Einspeicherung wird bereits über die saisonale Energie- und Stoffbilanzgleichung (Gleichung 4.2) berücksichtigt. Für PSK mit natürlichem Zufluss ( $Water_{storage,t,seas}$ ) wird dieser gegebenenfalls zusätzlich zum Speicherstand addiert.

$$\begin{aligned}
 & StorageState_{storage,t,seas} \\
 &= StorageState_{storage,t,seas-1} \\
 &+ \left( \begin{array}{l} \frac{PS_{in,t,seas}}{Hours_{seas}} \cdot \lambda_{in,esselec} \\ + \frac{PS_{out,t,seas}}{Hours_{seas}} \cdot \frac{\lambda_{out,esselec}}{\eta_{out,t}} \\ + Water_{storage,t,seas} \end{array} \right) \cdot Time_{seas}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \forall storage \in STORAGE; \forall in; out \in PROC^{storage}; \forall esselec \in EC; \\
 & \forall t \in T; \forall seas \in (SEAS \setminus (HELPSTORAGE \cup HELPSTART))
 \end{aligned}$$

#### Gleichung 4.28

Das Prozessniveau der Zu- und Abflüsse wird zudem durch die Häufigkeit des Vorkommens der betrachteten Zeitscheibe ( $Hours_{seas}$ ) geteilt. Dadurch sind die Zu- und Abflüsse in Form einer Leistung angegeben. Diese Leistung wird mit der Anzahl der Stunden ( $Time_{seas}$ ), welche die betrachteten Zeitscheibe pro Tag zusammenfasst, multipliziert. Durch dieses Vorgehen kann der Speicherstand zwischen verschiedenen gewichteten und verschiedenen langen Stunden übergeben werden, ohne dass es zu unerwünschten Energieverlusten oder -gewinnen kommt.

Ausgenommen von dieser Gleichung sind die jeweils ersten Zeitscheiben jeder Jahreszeit und des Extremtages, die in den Hilfsindexmengen HELPSTORAGE und HELPSTART gruppiert sind<sup>9</sup>.

**Endverknüpfung:** Je nach Zeitstruktur ist es notwendig, den Speicherstand einer Zeitscheibe nicht mit dem Speicherstand der Zeitscheibe unmittelbar zuvor, sondern mit dem einer anderen zu verknüpfen. Dementsprechend sind die Gleichungen der Endverknüpfung eine Ergänzung zur Speicherstands-Gleichung 4.28. Diese müssen an die gewählte Zeitstruktur angepasst werden.

$$\begin{aligned}
 & StorageState_{storage,t,seas} \\
 &= \frac{4}{5} \cdot StorageState_{storage,t,seas+18} \\
 &+ \frac{1}{5} \cdot StorageState_{storage,t,seas+56} \\
 &+ \left( \begin{array}{l} \frac{PS_{in,t,seas}}{Hours_{seas}} \cdot \lambda_{in,esselec} \\ + \frac{PS_{out,t,seas}}{Hours_{seas}} \cdot \frac{\lambda_{out,esselec}}{\eta_{out,t}} \\ + Water_{storage,t,seas} \end{array} \right) \cdot Time_{seas}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \forall storage \in STORAGE; \forall in; out \in PROC^{storage} \subset PROC; \\
 & \forall esselec \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in HELPSTORAGE \subset SEAS
 \end{aligned}$$

#### Gleichung 4.29

Bei einer Zeitstruktur mit drei Typtagen (Werktag, Samstag, Sonntag) je Jahreszeit wird die erste Zeitscheibe des Werktags zu 4/5 mit der letzten Zeitscheibe des Werktags und zu 1/5 mit der letzten Zeitscheibe des Sonntags verknüpft (Gleichung 4.29). In

<sup>9</sup> Je nach Zeitstruktur können hier auch andere Zeitintervalle zu finden sein. Beispielsweise könnte jeweils die erste Zeitscheibe jedes Tages ausgenommen sein.

der Hilfsindexmenge HELPSTORAGE befinden sich in diesem Fall die jeweils ersten Zeitscheiben der vier Jahreszeiten.

Bei der gewählten Zeitstruktur (vgl. Abschnitt 4.2.3) muss für den Extremtag eine weitere Endverknüpfung implementiert werden. Hierbei richtet sich der Speicherstand der ersten Zeitscheibe des Extremtages nach dem Speicherstand der letzten Zeitscheibe des Extremtages. Demensprechend befindet sich die erste Zeitscheibe des Extremtages in der Hilfsindexmenge HELPSTART.

$$\begin{aligned}
 & StorageState_{storage,t,seas} \\
 &= StorageState_{storage,t,seas+18} \\
 &+ \left( \begin{array}{l} \frac{PS_{in,t,seas}}{Hours_{seas}} \cdot \lambda_{in,esselec} \\ + \frac{PS_{out,t,seas}}{Hours_{seas}} \cdot \frac{\lambda_{out,esselec}}{\eta_{out,t}} \\ + Water_{storage,t,seas} \end{array} \right) \cdot Time_{seas}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \forall storage \in STORAGE; \forall in; out \in PROC^{storage} \subset PROC; \\
 & \forall esselec \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in HELPSTART \subset SEAS
 \end{aligned}$$

**Gleichung 4.30**

**Speicherkapazität:** Die obere Grenze des Speicherstands wird für PSK ( $PSK \subset STORAGE$ ) unmittelbar vorgegeben und ist in der Datenbank hinterlegt ( $Volume_{storage,t}$ ). Bei als potentielle Neubauten implementierten PSK-Projekten muss aufgrund des linearen Zubaus vermieden werden, dass ab dem ersten installierten MW Leistung die volle Speicherkapazität zur Verfügung steht. Dazu wird die verfügbare Kapazität ins Verhältnis zur Fertigstellung gesetzt (Gleichung 4.31). ( $MaxCAP_{storage,t}$ ) bezeichnet dabei die geplante Leistung des PSK bei vollständiger Fertigstellung. Bei Batteriespeichern ( $BATSTORAGE \subset STORAGE$ ) kann die Speicherkapazität über Gleichung 4.32 auf ein beliebiges Energie-

Leistungsverhältnis ( $cRatio_{storage}$ ) in Abhängigkeit der installierten Batterieleistung festgelegt werden.

$$StorageState_{storage,seas,t} \leq \frac{CAP_{storage,t}}{MaxCAP_{storage,t}} \cdot Volume_{storage,t}$$

$$\forall storage \in PSK \subset STORAGE; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.31**

$$StorageState_{storage,seas,t} \leq cRatio_{storage} \cdot CAP_{storage,t}$$

$$\forall storage \in BATSTORAGE \subset STORAGE; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.32**

**Pumpleistung:** Da die Pumpleistung bei PSK nicht unbedingt der Turbinenleistung entspricht, ist in der Datenbank das Verhältnis von Pump- zu Turbinenleistung angegeben ( $Ratio_{storage,t}$ ). Ein Verhältnis von null würde dabei zur Abbildung eines reinen Speicherkraftwerks (ohne Pumpe) führen. Gleichung 4.33 stellt sicher, dass die maximale Pumpleistung nicht überschritten wird.

$$CAP_{storage,t} \cdot Hours_{seas} \cdot Avai_{storage,t} \cdot Ratio_{storage,t} \geq PS_{in,seas,t}$$

$$\forall storage \in PSK \subset STORAGE; \forall in \in PROC^{storage}; \\ \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.33**

**Gleichzeitigkeit der Ein- und Ausspeicherung:** Aus Systemsicht kann es aufgrund der Laständerungskosten oder der Ziele für EE vorteilhaft sein, erzeugte Elektrizität zu „vernichten“. Damit der Wirkungsgrad der Speichersysteme nicht genutzt wird, um Elektrizität zu „vernichten“, kann mit Hilfe von Binärvariablen ein gleichzeitiges Ein- und Ausspeichern unterbunden werden. Die Binärvariablen  $IN01_{storage,t,seas}$  und  $OUT01_{storage,t,seas}$  werden dafür über die sogenannte Big-M-Methode (vgl. Nickel et al., 2011) an die Prozessniveaus der Ein- und Ausspeicherprozesse gekoppelt (Gleichung 4.34 und Gleichung 4.35). Dabei ist  $M$  ein hinreichend große Zahl, die eine obere Schranke der Prozessniveaus bildet. Über Gleichung 4.36 wird sichergestellt, dass nicht gleichzeitig ein- und ausgespeichert wird.

$$PS_{in,t,seas} - IN01_{storage,t,seas} \cdot M \leq 0$$

**Gleichung 4.34**

$$PS_{out,t,seas} - OUT01_{storage,t,seas} \cdot M \leq 0$$

**Gleichung 4.35**

$$IN01_{storage,t,seas} + OUT01_{storage,t,seas} \leq 1$$

**Gleichung 4.36**

mit  $M > \text{Maximum of } PS_{proc,t,seas}$

$\forall in, out \in PROC^{storage} \subset PROC; \forall storage \in STORAGE;$

$\forall t \in T; \forall seas \in SEAS$

### 4.4.9 Lastverschiebepotentiale

Als Alternativtechnologie zu den Speichersystemen wird in Anlehnung an Heinrichs (2013) etwaiges Lastverschiebepotential (LVP) durch Elektrofahrzeuge (EVs) modelltechnisch abgebildet. Hierfür wird in PERSEUS-NET-ESS an jedem Netzknoten mit einer konventionellen Last ein zusätzlicher Nachfrageprozess (*EVDEMPROC*) für Elektromobilität berücksichtigt. Diese zusätzliche elektrische EV-Nachfrage kann, wie die konventionelle Nachfrage, ungesteuert mit einem festen Verlauf vorgegeben werden. Alternativ dazu besteht die Möglichkeit, den Nachfrageverlauf der EV-Nachfrage zu optimieren. Dabei wird unterstellt, dass die für Fahrten mit EVs an einem Tag gebrauchte Elektrizität zwar am selben Tag geladen wird, der Zeitpunkt der Ladung aber über den Tag hinweg verschiebbar ist. Für die Prozessniveaus der verschiebbaren EV-Nachfragen werden unmittelbar untere und obere Schranken vorgegeben (Gleichung 4.37 und Gleichung 4.38). Zudem wird über Gleichung 4.39 festgelegt, welcher Anteil der EV-Gesamtnachfrage bis zu einer gewissen Zeitscheibe, in der Regel bis zum Ende eines Tages, mindestens gedeckt sein muss.

**Grenzen des Lastverschiebepotentials:** Der Anteil der EV-Nutzer, die ungesteuert laden, wird als Untergrenze des LVP berücksichtigt. Dazu wird dieser Anteil (*EVuncon*) mit einer vorgegebenen Ladekurve (*Course<sub>EVuse,seas</sub>*) und der jährlichen EV-Nachfrage (*D<sub>prod,EVuse,t</sub>*) multipliziert und als Untergrenze des Prozessniveaus der EV-Nachfrage gesetzt (Gleichung 4.37).

Die Obergrenze leitet sich aus der zeitabhängigen EV-Verfügbarkeit an Lademöglichkeiten (*EVupper<sub>seas</sub>*) ab. Diese Verfügbarkeitsrate wird mit dem Minimum aus der dem Produzenten zur Verfügung stehenden Gesamtladeleistung (*EVP<sub>MAX,prod,t</sub>*) und der täglich verschiebbaren EV-Elektrizitätsnachfrage (*D<sub>prod,EVuse,t,day</sub>*) multipliziert (Gleichung 4.38). Die Ladeleistung

ist dabei das Produkt aus der EV-Anzahl und der durchschnittlichen Leistung, mit der die Fahrzeuge geladen werden. Sollten bspw. 90 % aller EVs in einer Zeitscheibe an einer Lademöglichkeit verfügbar sein, entspricht das maximale Prozessniveau der EV-Elektrizitätsnachfrage dem Minimum von 90 % der verschiebbaren Tageslast und 90 % der zur Verfügung stehenden Gesamtladeleistung (vgl. Babrowski et al., 2014b).

$$PS_{proc,t,seas} \geq EV_{uncon} \cdot Course_{EVuse,seas} \cdot D_{prod,EVuse,t}$$

$$\text{mit } \sum_{seas} Course_{EVuse,seas} = 1$$

$$\forall proc \in EVDEMPROC^{prod} \subset PROC; \forall prod \in PROD; \\ \forall EVuse \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.37**

$$PS_{proc,t,seas} \leq EV_{upper}_{seas} \cdot \min \left\{ \begin{array}{l} EVP_{MAX}_{prod,t} \\ D_{prod,EVuse,t,day} \end{array} \right\}$$

$$\forall proc \in EVDEMPROC^{prod} \subset PROC; \forall prod \in PROD; \\ \forall EVuse \in EC; \forall t \in T; \forall seas \in SEAS$$

**Gleichung 4.38**

**Kumulierte verschiebbare Nachfrage:** Über Gleichung 4.39 wird vorgegeben, welcher Anteil der EV-Jahresnachfrage bis zu welcher Zeitscheibe nachgefragt sein muss. Auf der linken Seite der Gleichung steht die Summe des Prozessniveaus der EV-Nachfrage über alle vorhergehenden Zeitscheiben bis zu einer betrachteten Zeitscheibe ( $seas'$ ). Der Anteil an der EV-Jahresnachfrage ( $EVcum_{t,seas'}$ ), der bis zu der betrachteten Zeitscheibe geladen sein muss, multipliziert mit der EV-Jahresnachfrage ( $D_{prod,EVuse,t}$ ), muss dieser Summe entsprechen.

Die Anteile der EV-Jahreslast, die zu einer bestimmten Zeitscheibe jeweils geladen sein müssen, werden in der Datenbank exogen vorgegeben. Bei der Verwendung von vier stündlich aufgelösten Typtagen je Jahr kann über Gleichung 4.39 beispielsweise festgelegt werden, dass bis zur 24. Zeitscheibe des ersten Typtags ein Viertel der EV-Jahreslast geladen sein muss.

$$\sum_{seas' = 1}^{seas'} PS_{proc,t,seas'} = EVcum_{t,seas'} \cdot D_{prod,EVuse,t}$$

$$\forall proc \in EVDEMPROC^{prod} \subset PROC; \forall prod \in PROD;$$

$$\forall t \in T; \forall seas' \in SEAS$$

**Gleichung 4.39**



## 5. Datengrundlage

In diesem Kapitel wird im ersten Abschnitt zunächst ein kurzer Überblick über die in Kapitel 6 berechneten Szenarien gegeben. In Abschnitt 5.2 wird detailliert auf die Inputparameter des Referenzszenarios eingegangen. Abweichungen beim Szenariorahmen der weiteren Szenarien werden anschließend in Abschnitt 5.3 erläutert.

### 5.1 Szenarienüberblick

Der zukünftige Bedarf an Speicherkapazitäten und deren Allokation hängt von vielen Faktoren ab. Zum Aufzeigen der Bandbreite der möglichen Entwicklungen des deutschen Energiesystems bis 2040 werden acht verschiedene Szenarien berechnet. Ein Referenzszenario und sieben weitere Szenarien, die sich jeweils in mindestens einem, für den Aufbau von Speichern relevanten Inputfaktor unterscheiden (vgl. Tabelle 8).

Dabei wird im Szenario REF eine moderate und als wahrscheinlich angenommene Entwicklung für alle Inputparameter vorausgesetzt. Im Szenario Lastverschiebepotential (LVP) wird im Vergleich dazu die Ladungsstrategie der hinterlegten EV-Elektrizitätsnachfrage geändert und dadurch die Auswirkungen eines möglichen DSM getestet. Des Weiteren soll mit Hilfe der Szenarien EE-gleich und EE-extrem untersucht werden, welchen Einfluss der hinterlegte Verlauf der EE auf den Speicherzubau hat. In den Szenarien Bat-opt und Bat-pes wird untersucht, wie sich die künftige Speicherpreisentwicklung auf den Speicherzubau auswirkt. Außerdem wird im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch geprüft, welche Auswirkungen ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis auf den Kraftwerkspark hat. Im Szenario NoNet wird Deutschland abschließend als Kupferplat-

te betrachtet, um die Auswirkungen von Netzengpässen auf den Speicherzubau zu quantifizieren.

**Tabelle 8: Überblick der Parametervariation in den Szenarien**

Ladestrategie der EV-Nachfrage	<b>REF</b>	<b>LVP</b>
	ungesteuert	gesteuert
Einspeisungsverteilung der volatilen Energieträger	<b>REF</b>	<b>EE-gleich</b>
	Normal, Verteilung anhand historischer Durchschnittstage	Gleich, Verteilung gleichmäßig über alle betrachteten Zeitscheiben
		<b>EE-extrem</b>
		Ungünstig, Verteilung nach historischen „Extremtagen“
Erwartete Batteriepreisentwicklung	<b>REF</b>	<b>Bat-opt</b>
	Moderat, Durchschnittswerte aus der Literatur	optimistisch
		<b>Bat-pes</b>
pessimistisch		
Erwartete CO <sub>2</sub> -Preisentwicklung	<b>REF</b>	<b>CO<sub>2</sub>-hoch</b>
	Moderat, nach WEO 2012	Hoch, doppeltes Niveau von WEO 2012
Beachtung von Transportrestriktionen	<b>REF</b>	<b>NoNet</b>
	Ja, DC-Betrachtung des Übertragungsnetzes	Nein, Deutschland als Kupferplatte

## 5.2 Inputparameter Szenario „Referenz“ (REF)

### 5.2.1 Konventionelle Elektrizitätsnachfrage

Die Höhe der „konventionellen“ Netto-Elektrizitätsnachfrage in Deutschland richtet sich bis 2030 nach den Berechnungen von Eßer-Frey (2012) für das Vorgängermodell PERSEUS-NET. Diese wird bis 2035 weitergeschrieben und für 2040 wird mit 486 TWh die gleiche Nachfrage wie für 2035 angenommen. Die Netto-Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2012 basiert auf Angaben der AG Energiebilanzen (vgl. AGEB, 2013). Durch diese Annahmen wird eine über den Zeithorizont sinkende, konventionelle Elektrizitätsnachfrage unterstellt (vgl. Tabelle 9). Unter „konventioneller“ Elektrizitätsnachfrage wird explizit die Nachfrage ohne Berücksichtigung der Elektromobilität verstanden (vgl. Kapitel 5.2.2). Mit Berücksichtigung der EV-Elektrizitätsnachfrage ist die gesamte Elektrizitätsnachfrage zwischen 2020 und 2035 auf einem ähnlichen Niveau. Davor sinkt die Gesamtnachfrage etwas und zwischen 2035 und 2040 steigt sie wieder leicht an

**Tabelle 9: Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland**

<b>Elektrizitätsnachfrage [TWh]</b>	<b>2012</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>
Konventionell	527	520	506	501	493	486	486
Elektromobilität	0	0,4	1,1	6,5	13	19,4	25,9
Gesamt	527	520	507	508	506	505	512

Die regionale Verteilung der Nachfrage wird auf Grundlage des Bruttoinlandsprodukts und der Einwohnerzahl der NUT3-Kreise berechnet. Die für jeden NUT3-Kreis berechnete Elektrizitätsnachfrage wird invers zur Distanz vom Mittelpunkt des Kreises auf die zwei nächstgelegenen Netzknoten verteilt (vgl. Eßer-Frey, 2012). Der Verlauf der Nachfrage richtet sich nach durchschnittlichen historischen Verläufen für Deutschland (vgl. ENTSO-E, 2014).

### 5.2.2 Durch Elektromobilität induzierte Elektrizitätsnachfrage

Neben der konventionellen Elektrizitätsnachfrage wird die durch Elektromobilität induzierte Nachfrage berücksichtigt. Aktuell ist es schwer abzuschätzen, wie sich der Elektromobilitätsmarkt entwickeln wird (vgl. ECotality, 2012). Deshalb wird im Rahmen dieser Arbeit davon ausgegangen, dass das Ziel der Bundesregierung von 6 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 erreicht wird. Für das Jahr 2020 wird angenommen, dass eine halbe Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen sein werden und folglich das Ziel der Bundesregierung von einer Millionen Elektrofahrzeugen bis 2020 verfehlt wird.

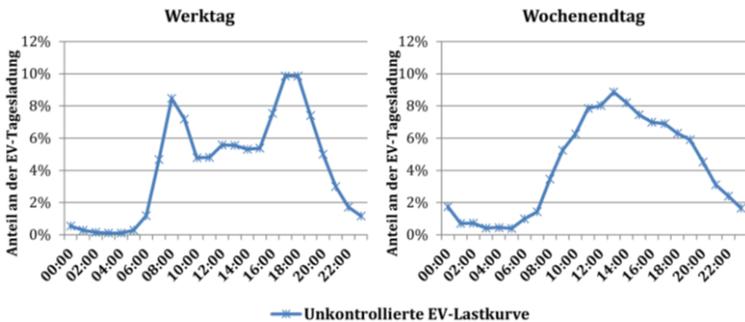
Mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 18 kWh/100 km<sup>10</sup> und einer (elektrischen) Jahresfahrleistung von 12.000 km/Jahr ergibt sich für 2030 (2020) eine durch Elektromobilität induzierte Elektrizitätsnachfrage von 13 TWh (1,1 TWh). Mit diesen Annahmen wird rund 3 % (0,2 %) der elektrischen Nachfrage im Jahr 2030 (2020) durch die Elektromobilität verursacht (vgl. Tabelle 9). Für das Jahr 2040 wird angenommen, dass der Bestand der Elektrofahrzeuge in Deutschland auf 12 Millionen steigt und die durch Elektromobilität induzierte Stromnachfrage dann 5 % der Gesamtnachfrage verursacht.

---

<sup>10</sup> Verluste beim Laden in Höhe von 10-30 % (Pehnt & Höpfner, 2007) sind bei den angenommenen 18 kWh/100 km inbegriffen.

Die angenommene Jahresfahrleistung liegt mit 12.000 km/Jahr unter der durchschnittlichen Pkw-Fahrleistung in Deutschland von etwa 14.200 km/Jahr (vgl. Kunert et al., 2012). Da aber Plug-in-Hybride zu den EVs zählen und diese nur einen Teil ihrer Jahreskilometer elektrisch zurücklegen, wird im Rahmen dieser Arbeit mit 12.000 km gerechnet. Mit 18 kWh/100 km wird eine konservative Abschätzung des Verbrauchs vorgenommen. Batterieelektrische Fahrzeuge erreichen bereits heute einen Verbrauch von 14-28 kWh/100 km (vgl. Howey et al., 2011).

Die Verteilung der EV-Elektrizitätsnachfrage auf die NUT3-Kreise erfolgt nach Berechnungen des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt im Rahmen des Projekts Flottenversuch Elektromobilität (vgl. DLR, 2013). Hierbei wurden, basierend auf den Regionaldaten der Studie „Mobilität in Deutschland (MiD)“ (vgl. BMVBS et al., 2008), regionale Unterschiede berücksichtigt und kreisspezifisch die Eignung aller Autofahrer für Elektromobilität berechnet.



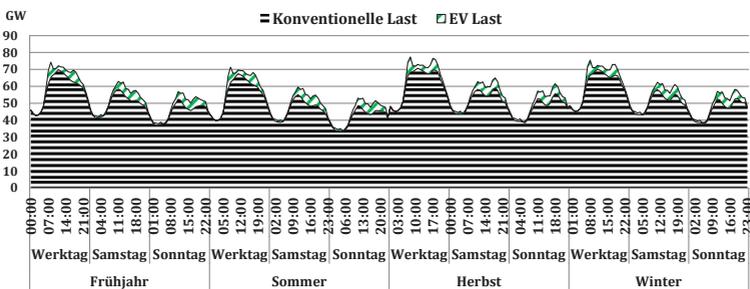
**Abbildung 5.1** Unkontrollierte EV-Lastkurve

Die Ladekurve der Elektromobilität wird durch eine Auswertung von Datensätzen der Studie MiD (vgl. BMVBS et al., 2008) bezüglich der Wege, die mit dem Pkw zurückgelegt wurden, ermittelt.

Dabei wird angenommen, dass Elektrofahrzeuge sowohl zu Hause, als auch bei der Arbeit geladen werden können. Start- und Endzeitpunkt der einzelnen Wege werden berücksichtigt, sowie der Wegezweck und die zurückgelegte Distanz. Die für die zurückgelegte Distanz benötigte Elektrizität wird sofort nach Ankunft am Arbeitsplatz oder zu Hause mit der zur Verfügung stehenden Leistung geladen. Dabei wird unterstellt, dass 60 % der Ladungsvorgänge über die heimische Steckdose mit 3,5 kW erfolgen und 40 % über sogenannte Wallboxen bei 10,5 kW.

Die resultierende EV-Lastkurve wird werktags stark von den Fahrten von und zur Arbeit beeinflusst. Morgens gegen 8:00 Uhr gibt es eine Ladespitze, sobald die EVs beim Arbeitsplatz abgestellt werden. Eine zweite Ladespitze tritt abends gegen 18:00 Uhr auf, wenn die EVs zu Hause abgestellt werden (vgl. Abbildung 5.1). Eine detailliertere Erklärung zur Berechnung der EV-Lastkurve findet sich in Babrowski et al. (2014b).

Aufgrund der zusätzlichen EV-Elektrizitätsnachfrage verändert sich die Gesamtlast. Besonders an Werktagen kommt es morgens und abends zu einer Erhöhung der Last (vgl. Abbildung 5.2).



**Abbildung 5.2:** Gesamtlastkurve für unkontrolliertes EV-Laden im Jahr 2040

Im Szenario REF wird eine Verschiebung der durch Elektromobilität verursachten Last auf andere Zeitpunkte nicht zugelassen. Die Ladung der EV-Elektrizitätsnachfrage verläuft dementsprechend unkontrolliert. Die Auswirkungen einer kontrollierten Ladung und der dadurch möglichen Lastverschiebung werden im Szenario LVP untersucht (vgl. Abschnitt 5.3.2).

### 5.2.3 Preise der Energieträger und CO<sub>2</sub>-Zertifikate

Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sind für den Kraftwerkseinsatz sowie für den Kraftwerksausbau entscheidend. Die Ausgaben für die Energieträger gehen direkt in die Zielfunktion ein. In PERSEUS-NET-ESS werden die Preise für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß dabei bereits bei der Aufbereitung der Input-Daten auf die Energieträgerpreise aufgeschlagen. Die Preisentwicklungen für Steinkohle, Gas, Öl und CO<sub>2</sub>-Zertifikate sind dabei dem World Energy Outlook 2012 entnommen (vgl. IEA, 2012) (vgl. Tabelle 10). Die Preisentwicklung für Braunkohle richtet sich nach Eßer-Frey (2012).

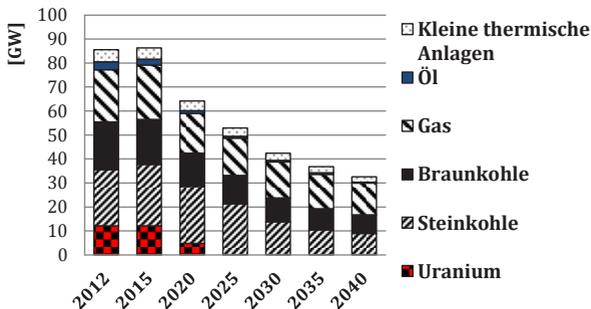
**Tabelle 10: Entwicklung der Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise**

	2012	2020	2030	2040	Quelle
<b>[ct/kWh<sub>th</sub>]</b>					
Kohle	1,1	1,0	1,0	1,0	IEA (2012)
Braunkohle	0,4	0,4	0,4	0,4	Eßer-Frey (2012)
Gas	2,4	2,8	3,0	3,1	IEA (2012)
Öl	4,9	5,4	5,6	5,7	IEA (2012)
<b>[€/tonne]</b>					
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	9	21,5	28,8	35,9	IEA (2012)

## 5.2.4 Thermischer Kraftwerkspark

### 5.2.4.1 Bestand 2012

Der in PERSEUS-NET-ESS hinterlegte Anlagenbestand für das Basisjahr 2012 ist mit Hilfe der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (vgl. BNA, 2012) aktualisiert worden. Alle Anlagen größer als 100 MW sind blockscharf in der PERSEUS Datenbank hinterlegt. Größere Kraftwerksblöcke speisen in der Regel direkt in das Übertragungsnetz ein. Dementsprechend sind sie auch im Modell direkt an spezifischen Kraftwerksknoten platziert. An großen thermischen Kraftwerksblöcken sind für 2012 80,2 GW installierte Leistung abgebildet, wobei zwischen Stein- und Braunkohlekraftwerken, Gasturbinen (GT), Gas- und Dampfkraftwerken (GuD-KW) und Ölkraftwerken unterschieden wird.



**Abbildung 5.3:** Restbestand der aktuell existierenden thermischen Anlagen bis 2040

Der Zubau oder die Stilllegung von Kraftwerksblöcken in den nächsten Jahren ist basierend auf der Liste über den Zu- und Abbau von Kapazitäten der Bundesnetzagentur vom Oktober 2013 integriert (vgl. BNA, 2013). Kernkraftwerke werden gemäß des aktuellen Beschlusses über den Ausstieg aus der Atomwirtschaft bis einschließlich 2022 am Netz bleiben und dann stillgelegt. Für Anlagen, deren Stilllegung noch nicht in Planung ist, wird

pauschal eine Lebensdauer von 45 Jahren angenommen. Daher ist über den Berechnungszeitraum eine stetig abnehmende Leistung der heute existierenden thermischen Kraftwerke vorgegeben (vgl. Abbildung 5.3).

Die Wirkungsgrade der Bestandskraftwerke sind weitgehend aus der bisherigen PERSEUS-NET Datenbank (vgl. Eßer-Frey, 2012) übernommen und teilweise durch Recherchen auf den Betreiberseiten ergänzt bzw. erneuert. Verfügbarkeiten und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren basieren auf Schröder et al. (2013) bzw. auf dem Netzentwicklungsplan 2013 (NEP 2013) (vgl. Tabelle 11).

**Tabelle 11: Technische Parameter der Bestandskraftwerke**

	<b>Wirkungs- grad, netto</b> [%]	<b>Verfügbar- keit</b> [-]	<b>CO<sub>2</sub>- Emissions- faktor</b> [kt/P] <sub>th</sub> ]
GT	31-44	0,87	55,6
GuD-KW	41-60	0,9	55,6
Steinkohle- KW	33-47	0,85	91,7
Braunkohle- KW	31-44	0,86	111
Öl-KW	34-36	0,9	75
Quelle	PERSEUS- Datenbank	Schröder et al. (2013)	NEP (2013)

Die installierte Leistung kleinerer thermischer Kraftwerke (< 100 MW) ist gemäß des Kraftwerksstandorts einem NUT3-Landkreis zugeordnet. Für jeden Landkreis wird diese Leistung unabhängig von dem jeweiligen Energieträger zusammengefasst und invers zur Distanz vom Mittelpunkt des Landkreises zu den zwei nächsten Netzknoten auf diese Netzknoten verteilt.

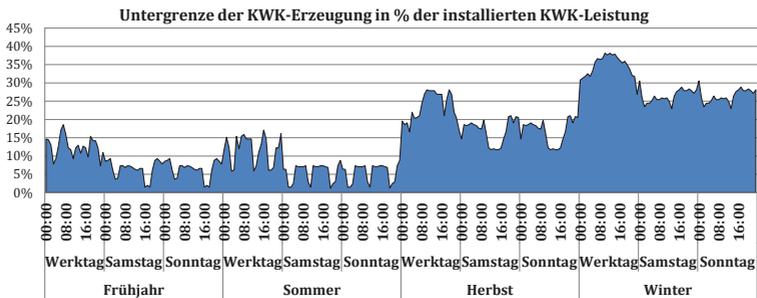
Den zusammengefassten thermischen Anlagen an den Netzknoten ist ein Prozess zugeordnet, der die Verteilung der installierten Leistung der kleineren thermischen Kraftwerke auf die Energieträger als Inputparameter widerspiegelt. Der Input besteht dadurch zu 52 % aus Gas, zu 9 % aus Öl, zu 10 % aus Kohle und zu 29 % aus anderen Energieträgern, wie beispielsweise Abfall. Andere relevante Parameter wie der Wirkungsgrad (39 %) werden ebenfalls gemäß dieser Verteilung errechnet. Über diese zusammengefassten thermischen Kraftwerke werden für 2012 5,1 GW an installierter Leistung abgebildet. Da vereinfachend unterstellt wird, dass die Altersstruktur dieser bis 2012 aufgebauten Anlagen gleichverteilt ist und die Lebensdauer bei 40 Jahren liegt, verringert sich der Bestand der kleineren thermischen Anlagen jährlich um 2,5 % der im Basisjahr 2012 installierten Leistung.

Durch diese vereinfachende Abbildung kleinerer thermischer Bestandsanlagen kann es insbesondere in den Anfangsperioden zu einem Fehler in der Kraftwerksauslastung kommen, da die installierte Anlagenleistung an spezifischen Netzknoten nicht mehr exakt den jeweiligen Energieträgern zugeordnet ist. Diese Ungenauigkeit ist aber auf die installierte Leistung (max. 5,1 GW in 2012) begrenzt und verliert damit mit der kontinuierlichen Stilllegung der Anlagen an Bedeutung (1,5 GW in 2040). Der Vorteil dieser kumulierten Abbildung liegt in der Reduktion der Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems.

### 5.2.4.2 Kraft-Wärme-Kopplung

In PERSEUS-NET-ESS wird im Gegensatz zu den Vorgängerversionen ausschließlich die Elektrizitätsnachfrage bilanziert, die Wärmenachfrage wird hingegen vernachlässigt. Da die eingeschränkte Flexibilität von wärmegeführten Anlagen aber Auswirkungen auf die Betriebsweise des gesamten Kraftwerkspark hat, wird für Anlagen mit einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (vgl. BNA, 2012)

eine Untergrenze für die Elektrizitätserzeugung berücksichtigt. Da KWK-Anlagen teils einen schlechteren elektrischen Wirkungsgrad als reine Elektrizitätserzeugungsanlagen haben, würden diese bei einer kostenoptimalen Erzeugung andernfalls nicht eingesetzt werden. Nach Angaben von Eurostat (2013) wurden 2012 in Deutschland 13,2 % der Elektrizität in KWK-Anlagen produziert. Bei der angenommenen Elektrizitätsnachfrage von 527 TWh<sub>el</sub> für das Jahr 2012 bedeutet dies, dass ca. 70 TWh<sub>el</sub> in KWK-Anlagen erzeugt wurden. Über die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur konnten 40,7 GW<sub>el</sub> an KWK-Leistung identifiziert und im Modell berücksichtigt werden. Mit der Annahme, dass die Elektrizitätserzeugung gleichverteilt über die installierten KWK-Anlagen ist, ergeben sich damit 1.710 Vlh für KWK-Anlagen.



**Abbildung 5.4: Untergrenze für den Betrieb von KWK-Anlagen**

Diese Vlh werden im Modell als Untergrenze des Prozessniveaus für KWK-Anlagen angenommen und gemäß einer typischen Fernwärmelast<sup>11</sup> auf die betrachteten Zeitscheiben verteilt (vgl. Blesl et al., 2005). Dazu werden die minimalen Vlh mit der auf 1 skalierten Fernwärmelast multipliziert (vgl. Gleichung 4.11).

<sup>11</sup> Für die typische Fernwärmelast wurde in dem Gutachten „Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ (vgl. Blesl et al., 2005) eine Aufteilung der Wärmenachfrage auf 80 % Haushaltskunden und 20 % Industriegkunden unterstellt.

Dadurch ergibt sich für jede Zeitscheibe und jede KWK Anlage eine Untergrenze für die Elektrizitätserzeugung mit gleichzeitiger Wärmeauskoppelung (vgl. Abbildung 5.4).

In der aktuellen Modellversion wird kein weiterer Ausbau an KWK-Anlagen berücksichtigt. Deshalb gilt die ermittelte Untergrenze nur für KWK-Bestandsanlagen. Von den 40,7 GW im Basisjahr 2012 abgebildeten KWK-Anlagen sind im Jahr 2020 nur noch 30,8 GW am Netz. Bis 2030 sinkt die berücksichtigte thermische KWK-Leistung auf 20,1 GW und bis 2040 auf 11,9 GW. Allerdings wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Wärmeerzeugung mit Biomasse bewerkstelligt wird. Dies gewinnt besonders in späteren Perioden mit einem steigenden Anteil an Biomassekraftwerken an Bedeutung (vgl. Abschnitt 5.2.6.5).

### 5.2.4.3 Ausbauoptionen thermischer Kraftwerke

Da Kraftwerke im Modell 45 Jahren nach ihrer Erbauung stillgelegt werden, müssen neue Kapazitäten aufgebaut werden. Dazu sind an den Netzknoten Ausbauoptionen für GT, GuD, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke hinterlegt. Während der Aufbau von Gaskraftwerken an jedem Netzknoten mit Umspannstation möglich ist, beschränken sich die Ausbauoptionen von Braun- und Steinkohlekraftwerken auf heutige Standorte. Bei anderen Netzknoten ist zum einen der notwendige Wasserzufluss zur Kühlung nicht gesichert, zum anderen erscheinen Neubauten von Kohlekraftwerken auf der „grünen Wiese“ aus Akzeptanzgründen unwahrscheinlich.

Die Konfiguration der Neubauoptionen richtet sich überwiegend nach den in der Leitstudie 2010 verwendeten Optionen für 2030 (vgl. BMU, 2010). Ausschließlich die variablen Kosten sind Krey (2006) entnommen. Tabelle 12 gibt eine Übersicht über die hinterlegten Neubauoptionen für thermische Kraftwerke.

**Tabelle 12: Konfiguration der thermischen Ausbauoptionen  
(nach BMU, 2010)**

		<b>GT</b>	<b>GuD- KW</b>	<b>Stein- kohle- KW</b>	<b>Braun kohle- KW</b>
Investition	[€/kW <sub>el</sub> ]	400	700	1300	1500
Fixkosten	[€/ (kW <sub>el</sub> ·a)]	8	14	26	30
Variable Kosten	[ct/ kWh <sub>el</sub> ]	0,15	0,15	0,25	0,27
Wirkungsgrad, netto	[%]	46	62	51	49
Verfügbarkeit	[-]	0,87	0,9	0,85	0,86
Wirtschaftli- che Lebens- dauer	[a]	25	25	25	25

## 5.2.5 Erneuerbarer Kraftwerkspark

### 5.2.5.1 Installierte Leistung

Die installierte Leistung an EE wird im Modell exogen vorgegeben. Dies ist notwendig, da der Aufbau an Kapazitäten für Elektrizität aus EE politisch und gesellschaftlich gewollt ist und nicht (ausschließlich) nach ökonomischen Kriterien vorangetrieben wird. Zudem würde ein endogener Ausbau der EE einen deutlichen Anstieg der Entscheidungsvariablen im Modell und damit der Rechenzeit bedeuten.

Die im Modell abgebildeten EE-Kapazitäten für 2012 orientieren sich weitgehend an der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (vgl. BNA, 2012). Der weitere Ausbau bis 2040 erfolgt nach den Vorgaben der Leitstudie 2011 (vgl. BMU, 2011). Eine Ausnahme

bildet dabei die angenommene Entwicklung der Offshore-Windkraftanlagen. Aufgrund der im Vergleich zur Leitstudie bereits heute abzusehenden Verzögerungen und den immer noch bestehenden Schwierigkeiten der Netzanbindung ist die angenommene installierte Leistung geringer. Grundlage dafür ist die im Koalitionsvertrag vorgegebene Entwicklung von 6,5 GW bis zum Jahre 2020 und ein anschließender jährlicher Zubau von 0,8 GW (vgl. Bundesregierung, 2013). Tabelle 13 gibt eine Übersicht über die angenommene Entwicklung des Erneuerbaren Kraftwerksparks.

**Tabelle 13: Installierte Leistung der EE und durchschnittliche Volllaststunden**

	2012	2020	2030	2040	Max. Vlh	Verfügbarkeit
	[GW]	[GW]	[GW]	[GW]	[h/Jahr]	[-]
Wind						
-onshore	28,4	39,3	43,7	48,0	ca. 2250	1
-offshore	0,2	6,5	14,5	22,5	≤ 4100	1
PV-/Solar	30,5	53,5	61,0	63,3	ca. 870	1
Biomasse	6,1	9,0	10,0	10,4	8760	0,8
Geothermie	0,0	0,3	1,0	1,9	8760	0,75
Laufwasser	3,7	3,9	4,1	4,3	8760	0,63
Gesamt	68,9	112,5	134,3	150,4		
Quelle	Leitstudie (BMU, 2011) Offshore: Koalitionsvertrag (Bundesregierung, 2013)				Vgl. Kapitel 5.2.6 Einspeisung von EE	

Große EE-Anlagen (>100 MW) sind direkt ihrem Kraftwerksknoten im Übertragungsnetz zugewiesen. Die in 2012 installierten kleineren Kapazitäten (10 MW-100 MW) sind nach den Angaben der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur auf die Landkreise verteilt. Noch kleinere Anlagen (<10 MW), die in der Kraftwerksliste nur kumuliert mit der Zugehörigkeit zum jeweiligen Bundesland aufgeführt werden, sind mangels genauerer Daten über alle Landkreise des Bundeslandes gleichverteilt. Eine Ausnahme bei diesem Vorgehen bildet die Verteilung der Onshore-Windanlagen. Die Verteilung dieser Anlagen auf die Landkreise richtet sich nach McKenna et al. (2014). Die installierte Kapazität je Landkreis ist invers zu der Distanz vom Kreismittelpunkt zu den zwei nächsten Netzknoten auf diese verteilt.

Die Verteilung der bis 2040 zugebauten Kapazität erfolgt über das für die Vorgängerversion PERSEUS-NET (vgl. Eßer-Frey, 2012) berechnete Potential der EE.

## 5.2.6 Einspeisung von EE

### 5.2.6.1 Ziele für die Einspeisung von EE

Die im Modell hinterlegten Ziele für die Einspeisung von EE basieren auf dem Energiekonzept der Bundesregierung (vgl. Bundesregierung, 2011). In diesem wird festgelegt, dass bis 2020 35 % des Bruttostromverbrauchs durch Elektrizität aus EE gedeckt werden sollen. Bis 2030 soll dieser Anteil auf 50 % steigen und bis 2040 auf 65 %. Diese Ziele werden im Modell beim hinterlegten Nettostromverbrauch berücksichtigt und über Gleichung 4.22 erzwungen. Die Auswirkungen des Eigenverbrauchs der Kraftwerke auf diese Ziele werden dabei vernachlässigt.

### 5.2.6.2 Windeinspeisung

Die Vlh für Onshore-Windkraftanlagen im Jahr 2040 wurden nach McKenna et al. (2014) erneuert. Diese sind je nach geographischer Lage für die Netzknoten unterschiedlich. Da sie bereits zukünftigen technischen Fortschritt enthalten, sind sie verglichen mit heutigen Vlh von Windkraftanlagen relativ hoch. Für Onshore-Anlagen sind für 2040 im Schnitt potentielle Vlh von ca. 2.400 Stunden pro Jahr als Obergrenze hinterlegt. Diese schwanken allerdings je nach Standort von unter 1.000 Stunden bis über 3.000 Stunden. Im Jahr 2012 wurden in Deutschland bei Windkraftanlagen Vlh in Höhe von ca. 1.650 erreicht. 2011 waren es allerdings schon ca. 1.725 Stunden. Ähnlich hohe Vlh wurden mit ca. 1.760 auch 2008 erreicht. Die Windjahre 2009 und 2010 waren die Vlh mit ca. 1.560 bzw. ca. 1.400 deutlich darunter (vgl. AGE, 2013; BWE, 2014). Aufgrund dieser Zahlen werden die für 2040 angenommenen Vlh von ca. 2.400 für 2012 (2020/2030) mit einem Faktor von 0,75 (0,85/0,95) reduziert. Damit werden etwas geringere Vlh angenommen als in der Leitstudie (vgl. BMU, 2011). In der Leitstudie werden für Onshore-Windanlagen im Jahr 2010 durchschnittliche Vlh in Höhe von 2.050 angenommen, die bis 2040 kontinuierlich auf 2.450 ansteigen (vgl. BMU, 2010).

Für Offshore-Windanlagen wird im Jahr 2040 von potentiellen Vlh in Höhe von 4.100 ausgegangen. Dies ist etwas über dem in der Leitstudie angenommenen Wert von 3.900 Vlh für 2040. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass diese Vlh nur erreicht werden, sollten die Anlagen zu keiner Zeit abgeregelt werden. Auch bedingt ein volatiler Einspeiseverlauf gegebenenfalls eine Reduktion der maximalen Vlh.<sup>12</sup> Für frühere Perioden werden dieselben Reduktionsfaktoren wie bei den Onshore-Anlagen angewandt.

---

<sup>12</sup> Eine Erklärung erfolgt auf S. 124.

Die Einspeisung der volatilen Erzeuger (Windkraft- und PV-Anlagen) erfolgt nach historischen Einspeiseprofilen der vier Übertragungsnetzbetreiber (vgl. TenneT, 2013; 50Hertz, 2013; Amprion, 2013; TransnetBW, 2013). Im Gegensatz zur heutigen Regelung wird der Einspeisevorrang von EE in PERSEUS-NET-ESS nicht explizit abgebildet, allerdings werden den EE keine variablen Kosten zugewiesen. Daher werden diese vorrangig genutzt. In Zeiten des Überangebots von EE kann die Einspeisung grundsätzlich abgeregelt werden (vgl. Gleichung 4.21).

Der Zeitverlauf des Angebots an EE basiert auf historischen Werten und soll für die jeweilige Jahreszeiten typische Tage widerspiegeln. Aufgrund der Beschränkung der zeitlichen Auflösung auf wenige Typtage je Jahreszeit ist die Berücksichtigung von seltenen Extrema in PERSEUS-NET-ESS nur schwer möglich. Stattdessen soll eine Standardsituation abgebildet werden, der das deutsche Energiesystem, auch ohne Nutzung etwaiger Notfallreserven oder Elektrizitätsaustausch mit den Nachbarländern, gerecht werden muss.

Für den Verlauf der maximalen Einspeisung aus Onshore-Windkraftanlagen werden Einspeisedaten der vier Übertragungsnetzbetreiber von 2007 bis 2013 betrachtet. Für Offshore-Windanlagen werden die von TenneT angegebenen Einspeisungen von 2011 bis 2013 ausgewertet. Aus diesen Daten werden „typische“ Einspeiseverläufe gewonnen, die dann entsprechend der PERSEUS-NET-ESS-Zeitstruktur angepasst und auf eins skaliert werden. Anschließend wird dieser Verlauf im Modell mit der installierten Anlagenkapazität und den jeweiligen Vlh multipliziert, um die maximale Energiebereitstellung der Anlage je Zeitscheibe zu ermitteln (vgl. Gleichung 4.21). Wegen der Skalierung ist die absolute Höhe der Einspeisung in den einzelnen Jahren irrelevant. Entscheidend ist die Verteilung des Angebots auf die einzelnen Jahreszeiten und über den Tagesverlauf hinweg.

Es wird davon ausgegangen, dass extreme Schwankungen während des Tages durch die Aggregation der Einzelanlagen auf Übertragungsebene in den Datensätzen der Übertragungsnetzbetreiber bereits ausgeglichen wurden. Da das Bilden eines durchschnittlichen Einspeiseverlaufs je Jahreszeit weitere Schwankungen und Spitzen im Tagesverlauf ausgleichen würde, wird dies vermieden. Stattdessen wird basierend auf den Einspeisedaten der einzelnen Jahre ermittelt, welche Tage gemäß ihrer absoluten Einspeisung im 50 %-Quartil der jeweiligen Jahreszeit des betrachteten Jahres liegen. Die ersten drei aufeinanderfolgenden „normalen“ Tage im mittleren Monat der Jahreszeit (Mai, August, November, Februar) des betrachteten Jahres bestimmen den Einspeiseverlauf für die 12 in PERSEUS-NET-ESS abgebildeten Tage mit EE-Einspeisung (vgl. Abbildung 5.5).

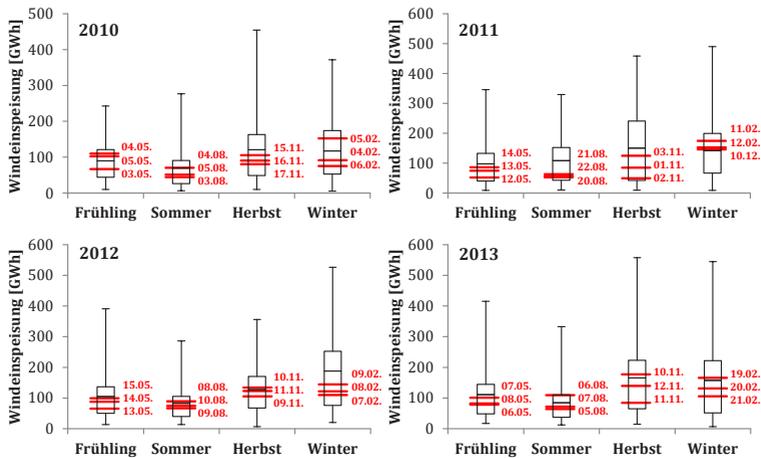
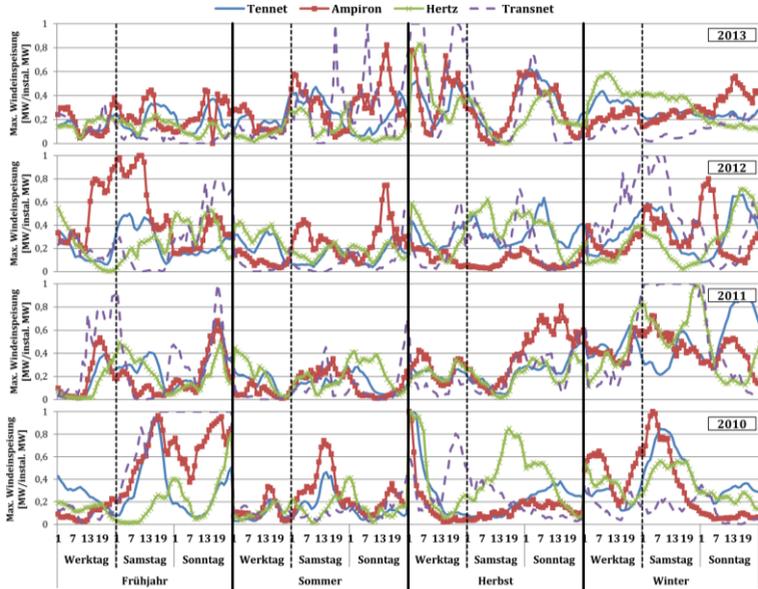


Abbildung 5.5: Ausgewählte Tage zur Bestimmung der Windeinspeisung im Szenario REF

Die stündlichen Daten der Windeinspeisung an den gewählten Tagen in die Netze der vier Übertragungsnetzbetreiber werden genutzt, um vier geographisch differenzierte Einspeisepprofile für jedes der betrachteten Jahre zu bilden (vgl. Abbildung 5.6).



**Abbildung 5.6:** Windeinspeisepprofile nach Übertragungsnetzbetreibern für eine Onshore-Beispielanlage mit 1 MW und ca. 2.200 Vlh

Da die Einspeisedaten für Wind in das TransnetBW -Netz bis Ende 2013 auf weniger als 500 Anlagen (< 535 MW) beruhen (vgl. AfEE, 2014), sind bei TransnetBW im Einspeiseverlauf die größten Schwankungen zu sehen (vgl. Abbildung 5.6). Da diese Schwankungen aber auch durch den Ausfall einzelner Anlagenparks bedingt sein könnten, wird das Einspeiseprofil von Ampiron auch für die Netzknoten in Baden-Württemberg genutzt<sup>13</sup>. Zudem sind die Windeinspeisedaten der TransnetBW erst seit 2010 verfügbar.

<sup>13</sup> Das Netzgebiet von Ampiron umfasst unter anderem den südwestlichen Teil von Bayern und Rheinland-Pfalz.

Aufgrund der Annahme, dass die Datenqualität mit zunehmender installierter Leistung besser wird, wird das Einspeiseprofil, das aus den Daten von 2013 gewonnen wird, im Modell dem Jahr 2040 zugewiesen. Analog dazu wird das auf 2012 (2011; 2010; 2009; 2008; 2007) basierende Einspeiseprofil dem Jahr 2035 (2030; 2025; 2020; 2015; 2012) zugewiesen. Der im Modell in der Regel erst ab 2020 endogen erfolgende Ausbau des Kraftwerksparks basiert dadurch auf einer möglichst breiten Datenbasis.

Bei hohen Vlh kann die Multiplikation des auf eins skalierten Verlaufs mit den Vlh und der installierten Leistung zeitweise zu einem Windangebot führen, das über der installierten Leistung liegt. In diesen Zeitscheiben wird die einspeisende Windleistung der Anlagen über Gleichung 4.8 beschränkt. Bei einer beispielhaften Windkraftanlage mit 2.200 Vlh im TenneT-Netzgebiet ist dies bei dem auf 2010 beruhenden Einspeiseprofil werktags im Herbst zwischen 0 und 3 Uhr der Fall (vgl. Abbildung 5.6). Die Anlage wird auf die verfügbare Leistung abgeregelt. Damit werden die vorgegebenen maximalen 2.200 Vlh auf 2.159 Stunden (98 %) reduziert. Mit einer steigenden Zahl der Vlh nimmt die Wahrscheinlichkeit zu, dass die Einspeisung über die installierte Leistung abgeregelt wird. Besonders bei den Offshore-Windanlagen bedeutet dies, dass der tatsächliche Maximalwert mit 3.994 Vlh im Jahr 2035 und 3.805 Vlh im Jahr 2040 unter den in der Datenbank maximal vorgegebenen 4.100 Vlh liegt. Bei der Auswertung einer endogenen Abschaltung muss dieser Sachverhalt berücksichtigt werden.

Um zu testen, welche Auswirkungen der Verlauf der Windeinspeisung, insbesondere die Angebotsverteilung des Windes, auf die verschiedenen Jahreszeiten hat, wird im Szenario EE-extrem eine aus energiewirtschaftlicher Sicht extrem ungünstige Windeinspeisung betrachtet. Zum Abschätzen des anderen Extremes wird im Szenario EE-gleich eine gleichmäßig über alle Zeitscheiben verteilte Windeinspeisung betrachtet (vgl. Abschnitt 5.3.3).

### 5.2.6.3 PV-Einspeisung

Für Photovoltaik-Anlagen sind nach Bundesland differenzierte Vlh hinterlegt (nach BDEW, 2014). Die maximalen durchschnittlichen Vlh pro Jahr für Photovoltaikanlagen schwanken je nach Lage zwischen ungefähr 570 Stunden bis zu knapp über 1.000. Die durchschnittlichen Vlh nehmen über den Zeitverlauf geringfügig zu, da neue Anlagen in PERSEUS-NET-ESS tendenziell an Standorten mit hohen Vlh aufgebaut werden. Darüber hinaus wird keine weitere Erhöhung der Vlh durch potentiellen technischen Fortschritt berücksichtigt.

Die im Modell hinterlegte maximale Einspeisung der PV-Anlagen wird über historische Verläufe generiert. Das Vorgehen entspricht dem der Windeinspeisung (vgl. 5.2.6.2). Hierbei werden die PV-Einspeisedaten der vier Übertragungsnetzbetreiber der Jahre 2011 bis 2013 analysiert und je Jahreszeit drei aufeinanderfolgende Tage innerhalb des 50 %-Quantils gewählt, um die Einspeiseverläufe für die PERSEUS-NET-ESS Zeitstruktur zu formen (vgl. Abbildung 5.7). Die Verläufe der vier Übertragungsnetzbetreiber werden jeweils den PV-Anlagen innerhalb ihres Gebiets zugewiesen (vgl. Abbildung 5.8). Generell gilt, dass die PV-Einspeisung im Frühjahr und im Sommer am höchsten und im Winter am geringsten ist. Die Verläufe gehen auf eins skaliert in das Modell ein, dementsprechend werden mögliche Standortvorteile für PV-Anlagen, zum Beispiel in Süddeutschland, ausschließlich über höhere Vlh abgebildet.

Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Vlh von Solaranlagen und der Mittelung der Einspeisung über viele Anlagen, wird im Modell zu keiner Zeit an einer Anlage die volle zur Verfügung stehende Leistung eingespeist (vgl. Abbildung 5.8). Die maximale Einspeisung beläuft sich unter 70 % der installierten Leistung.

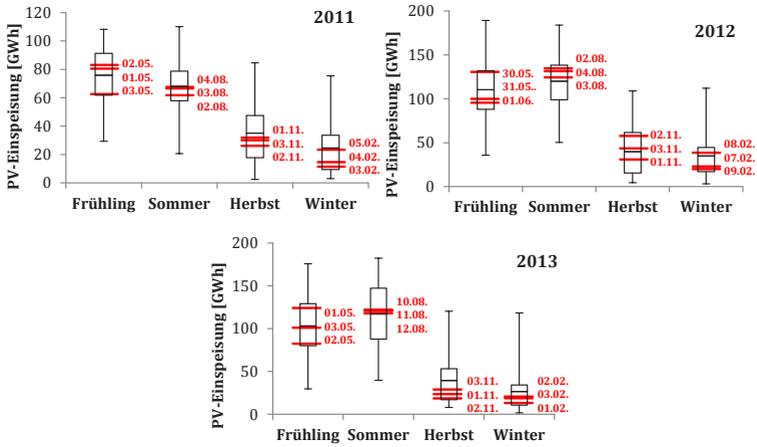


Abbildung 5.7: Ausgewählte Tage zur Bestimmung der PV-Einspeisung im Szenario REF

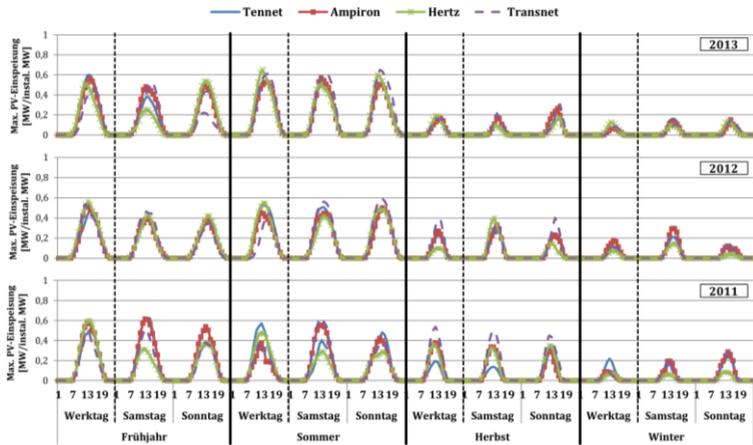


Abbildung 5.8: PV-Einspeiseprofile nach Übertragungsnetzbetreibern für eine Beispieranlage mit 1 MW Leistung und 900 V<sub>HL</sub>

#### 5.2.6.4 Geothermie- und Laufwassereinspeisung

Geothermie- und Laufwasserkraftwerke werden im Modell als bedarfsgesteuert angesehen. Ihnen werden keine maximalen oder minimalen Vlh zugewiesen. Stattdessen haben sie analog zu den thermischen Kraftwerken eine zeitliche Verfügbarkeit (vgl. Tabelle 13). Da für diese Kraftwerkstypen weder variable Kosten noch Brennstoffkosten hinterlegt sind, ist ihre Auslastung automatisch im Grundlastbereich.

#### 5.2.6.5 Biomasseeinspeisung

Bei Biomassekraftwerken wird gemäß den in der Leitstudie angegebenen Werten davon ausgegangen, dass ca. 40 % auf der Verbrennung von Biomasse-Feststoffen basieren (vgl. BMU, 2010). Im Rahmen dieser Arbeit wird darüber hinaus angenommen, dass diese Verbrennung von Biomasse-Feststoffen in KWK-Anlagen erfolgt. Nach der Leitstudie werden im Jahr 2040 etwa 25 TWh Elektrizität aus Biomasse-Feststoffen erzeugt. Für die Modellierung wird des Weiteren eine gleichmäßige Verteilung dieser wärmegeführten Stromerzeugung über die installierten Biomasse-Kapazitäten (10,4 GW im Jahr 2040) angenommen. Dementsprechend müssen Biomassekraftwerke mindestens über 2.550 Vlh im Jahr wärmegeführt Elektrizität erzeugen (vgl. Abschnitt 5.2.4.2 Kraft-Wärme-Kopplung).

Über eine Verfügbarkeit von 0,8 sind die maximale Vlh des Weiteren auf ca. 7.000 begrenzt. Die 4.450 Stunden zwischen minimalen und maximalen jährliche Vlh können bedarfsgesteuert abgerufen werden, da unterstellt wird, dass es sich dabei überwiegend um flexibel einsetzbares Biogas bzw. Pflanzenöl handelt. Nach der Leitstudie liegen die Brennstoffkosten von Biogas zwischen 5,8 (2010) und 6,6 ct/kWh<sub>el</sub> (2040). Da aber davon auszugehen ist, dass Elektrizitätserzeugung aus Biomasse zur Erreichung des 80 %-Ziels bis 2050 weiterhin finanziell gefördert wird, werden

im Rahmen dieser Arbeit die variablen Kosten inklusive Brennstoffkosten bei Biomasse auf 5 ct/kWh<sub>el</sub> gesetzt.

## 5.2.7 Speicherkraftwerke

### 5.2.7.1 Pumpspeicherkraftwerke

In der PERSEUS-NET-ESS Datenbank sind alle im Jahr 2012 existierenden PSK in Deutschland mit einer Leistung über 80 MW abgebildet (vgl. Tabelle 14). Unabhängig vom tatsächlichen Alter der PSK wird davon ausgegangen, dass diese bis 2040 unvermindert weiterbestehen. Im Sinne der Fragestellung der benötigten Speicherkapazitäten wird dadurch implizit unterstellt, dass die Instandhaltung bereits existierender Anlagen wirtschaftlicher und sozialverträglicher ist, als der Neubau von Speichieranlagen.

**Tabelle 14: Bestehende PSK in Deutschland**

<b>Bestehende PSK</b>	<b>Turbinenleistung [MW]</b>	<b>Pumpleistung [MW]</b>	<b>Speicherenergie [MWh]</b>	<b>Wirkungsgrad [%]</b>	<b>nat. Zufluss [MW]</b>
Bleiloch	80,0	32,0	753	61	1,4
Erzhausen	220,0	229,9	940	74	
Geesthacht	120,0	109,2	600	68,1	
Glems	90,0	68,0	560	73,1	
Goldisthal	1.060,0	1.042,0	8.480	79,9	
Happurg	160,0	126,1	900	72,1	
Hohenwarte	377,4	338,2	2882	66,7	
Koepchenwerk	153,0	153,0	590	75	
Leitzach	98,8	76,9	1.100	76	23,8

Fortsetzung Tabelle 14: Bestehende PSK in Deutschland

<b>Bestehende PSK</b>	<b>Turbinenleistung [MW]</b>	<b>Pumpleistung [MW]</b>	<b>Speicherenergie [MWh]</b>	<b>Wirktungsgrad [%]</b>	<b>nat. Zufluss [MW]</b>
Schluchsee-PSK*	470,0	307,9	118.029	64,6	4,3
Markersbach	1.045,2	1.139,3	4.018	72,9	
Niederwartha	119,4	117,0	591	53	
Pfreimd	127,0	101,6	404	75	5,1
Rönkhausen	140,0	140,0	690	75	
Rudolf-Fettweis-Werk	43,0	19,1	198	55,1	
Säckingen	360,0	307,1	2.064	76,9	8
Waldeck	623,0	614,3	3.903	78,9	
Wehr	910,0	902,7	6.073	76	
Wendefurth	79,8	71,8	523	70,1	
Huntorf**	321	321	480	42	
<b>Gesamt</b>	<b>6.598</b>	<b>6.217</b>	<b>153.778</b>		<b>42,6</b>

\* Zusammenfassung der PSK Häusern, Witznau und Waldshut. Leistung ist eine Addition der Werte, das Speichervolumen beruht auf eigener Berechnung nach den Wasserdurchfluss- und -speichermengen der einzelnen PSK (vgl. Schluchseewerk, 2013). Mit 118.029 MWh liegt der Wert etwas unter der Summe (149.251 MWh) der in der Literatur angegebenen Speichervolumina (vgl. dena, 2012b; Genoese, 2013).

\*\* diabater Druckluftspeicher

Die Parameterkonfiguration der einzelnen Kraftwerke ist durch Recherchen auf den Internetseiten der Betreiber und Abgleich der in folgenden Studien angenommenen Werte erfolgt (vgl. dena, 2010a; Genoese, 2013; Sterner et al., 2010; VDE, 2009). Kraftwerksgruppen, wie die Schluchseekraftwerk oder die Kraftwerksgruppe Pfrim, werden vereinfacht als ein Kraftwerk abgebildet. Die Werte für die natürlichen Zuflüsse entsprechen eigenen Berechnungen basierend auf Daten von den Internetseiten der Kraftwerksbetreiber (vgl. Schluchseewerke, 2013; Vattenfall, 2013; SUEZ, 2013; SWM, 2013; Trianel, 2013; EnBW, 2013; Einöden, 2013). Weitere natürliche Zuflüsse, wie Flüsse zum Rudolf-Fettweis-Werk in Forbach oder zum PSK in Wendefurth, können mangels Daten nicht berücksichtigt werden. Auch Niederschlagsmengen bleiben unberücksichtigt.

Die Standorte von momentan in Planung befindlichen Anlagen werden dem Modell als Optionen für Neubauten vorgegeben (vgl. Tabelle 15). Dementsprechend sind die Ausbaubestimmungen Bestandteil der Optimierung. Informationen über diese Neubauprojekte wurden über die Betreiberseiten gesammelt (Wehr, 2012; Trianel, 2013; Jochstein, 2013; Trier, 2013; Ulm/Neu-Ulm, 2013; Schluchseewerk, 2013; Mainz, 2013; Erzbergbau, 2013; EnBW, 2013).

Investitionen für PSK hängen stark von den lokalen Gegebenheiten ab und sind deshalb schwer abschätzbar (vgl. Tabelle 1 im Abschnitt 3.3.1). Da die geographischen Gegebenheiten der geplanten Projekte im Rahmen dieser Arbeit nicht detailliert untersucht werden, sind mittlere Investitionen in Höhe von 900 €/kW zuzüglich 10 €/kWh unterstellt. Weitere mögliche Standorte für PSK sind mangels Daten über Standorteignung und Realisierbarkeit nicht miteinbezogen. Für alle existierenden sowie neuen PSK wird pauschal ein Verfügbarkeitsfaktor von 95 % angenommen.

Tabelle 15: Potentielle neue Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland

Pump- speicher- ausbau- optionen	Max. Leistung	Turbinen- leistung / Pump- leistung	Spei- cher- energie	Wir- kungs- grad	Gesamt- investi- tionen
	[MW]	[-]	[MWh]	[%]	[€/kW]
Schmal- wasser	1.000	1,0	8.000*	83	980
Riedel	300	0,8	3.500	75	1.017
Rio	300	1,0	3.000	80	1.000
Rur	640	1,0	3.840	80	960
Nethe	390	1,0	2.340	75	960
Blautal	60	1,0	370	80	962
Forbach Erweite- rung	270	1,0	2.160*	75	980
Heimbach	600	1,0	4.800*	80	980
Einöden	150	1,0	1.050	80	970
Wohlver- wahrt	150	1,0	1.050	80	970
Atdorf	1.400	1,0	13.000	75	993
Summe	5.260		28.150		

\* Eigene Schätzung basierend auf einem MWh/MW-Verhältnis von 8:1

### 5.2.7.2 (Batterie-) Speicherausbauoptionen

Für die Berechnung der zukünftig benötigten Speicherkapazitäten und deren Allokation werden für jeden Netzknoten Batterie-Speicherausbauoptionen berücksichtigt. Ausnahmen bilden Netzknoten, an denen stattdessen PSK existieren oder vorgesehen sind. Für die betrachtete Fragestellung ist nicht die spezifische

Batterietechnologie wichtig, sondern dass die Technologie nicht von örtlichen Gegebenheiten abhängig ist. Wegen der Vielzahl an momentan konkurrierenden chemischen Speichersystemen und der Ungewissheit über zukünftige Preisentwicklungen der einzelnen Technologien, wird die Entwicklung der Batterieinvestitionen im Szenario BAT variiert.

Für die Batteriespeichersysteme werden, basierend auf den in Kapitel 3.3 vorgestellten Recherchen, Ausbauoptionen für Li-Ionen-Batterien (Abschnitt 3.3.3.2) und NaS-Batterien (Abschnitt 3.3.3.4) berücksichtigt. Beide Batterietypen eignen sich technisch für stationäre Speicher und zudem wird ihnen ein großes Kostendegressionspotential zugeschrieben. Im Modell werden Li-Ionen-Batterien mit einem Energie-Leistungsverhältnis von 1:1 berücksichtigt und NaS-Batterien mit einem Verhältnis von 6:1. Das entspricht Batterietypen, die bereits heute von der Firma Yunicos (2013) angeboten werden.

Im Szenario REF werden für beide Technologien bis 2030 sinkende Investitionen angenommen, die im Mittelfeld der gefundenen Literaturwerte liegen (vgl. Tabelle 3). Die Speicherausbauoptionen stehen dem Modell ab 2020 mit Preisen von 250 €/kW (respektive 250 €/kWh) für Li-Ionen-Batterien und 1.300 €/kW (respektive 217 €/kWh) für NaS-Batterien zu Verfügung (vgl. Tabelle 16). Die Investitionen für Speichersysteme mit Li-Ionen-Batterien sinken bis 2030 auf 200 €/kW. Zeitgleich steigt der Wirkungsgrad auf 87 % und die Lebensdauer auf 14 Jahre. Bei den NaS-Batterien sinken die Investitionen für ein Speichersystem bis 2030 auf 750 €/kW. Zeitgleich steigt der Wirkungsgrad auf 81 % und die Lebensdauer auf 24 Jahre. Nach 2030 sinken die Investitionen nicht weiter und auch die Verbesserungen bezüglich des Wirkungsgrads und der Lebensdauer werden geringer.

Tabelle 16: Batteriespeicher-Ausbauoptionen

	<b>Gesamt Investi- tionen</b> [€/kW]	<b>Fix- kosten</b> [ %- Invest.]	<b>Gesamt- wirkungsgrad</b> [%]	<b>Kalendarische Lebensdauer</b> [a]
<b>Li-Ionen-Batterie (Energie-Leistungsverhältnis von 1:1)</b>				
2020	250	1	85	10
2025	225	1	86	12
2030	200	1	87	14
2035	200	1	87	16
2040	200	1	88	17
<b>NaS-Batterie (Energie-Leistungsverhältnis von 6:1)</b>				
2020	1.300	1	77	20
2025	1.000	1	79	22
2030	750	1	81	24
2035	750	1	83	25
2040	750	1	84	25

### 5.2.8 Übertragungsnetz

Das im Modell hinterlegte Netz basiert auf den Daten des Vorgängermodells PERSEUS-NET (vgl. Abschnitt 4.1.2). Die Daten des heutigen Netzes wurden durch eine Georeferenzierung mittels des Geoinformationssystems ArcGis aus einer UCTE-Karte ermittelt (vgl. Eßer-Frey, 2012). Ausbauseitig sind die EnLag-Maßnahmen berücksichtigt (vgl. BGBl, 2009).

In PERSEUS-NET-ESS sind aktuelle Änderungen und Verzögerungen des Ausbaus nach den Netzentwicklungsplänen von 2012 und

2013 (vgl. NEP, 2012, 2013) integriert. Über die bisher beschlossenen Ausbauprojekte hinaus ist kein weiterer Netzausbau berücksichtigt. Dadurch werden Netzengpässe ab ca. 2025 tendenziell überschätzt. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass beim in PERSEUS-NET-ESS verwendeten DC-Ansatz keine Netzverluste berücksichtigt werden.

Zur Analyse des Einflusses der Netzengpässe auf den Speicheraufbau, wird im Szenario NoNet der Kraftwerkszubau und -einsatz ohne Netzrestriktionen berechnet (vgl. Abschnitt 5.3.5). Auf das Berechnen von verschiedenen Ausbauszenarien wird im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der Datenunsicherheit, der Rechenzeit und der Menge an bereits betrachteten Szenarien verzichtet.

### 5.2.9 Austausch mit Nachbarländern

Da aufgrund der Abbildung des Jahres durch Zeitscheiben keine Extremsituationen abgebildet werden können, wird Deutschland als Inselnetz modelliert, das in der Lage sein muss, sich selbst zu versorgen. Dementsprechend wird für die Modellrechnungen angenommen, dass es keinen Elektrizitätsaustausch mit den Nachbarländern gibt. Es wird unterstellt, dass Deutschland zumindest für den Regelfall eine autarke Elektrizitätserzeugung aufweisen können muss.

Dadurch wird vermieden, dass Elektrizität im Norden von Deutschland exportiert wird und gleichzeitig im Süden importiert wird. Dies würde eine Durchleitung des deutschen EE-Stroms von Nord nach Süd über die Nachbarländer bedeuten. Sowohl die Niederlande, als auch Polen und Tschechien lehnen dies aber explizit ab. Phasenschiebertransformatoren sind an den Grenzen in Planung, die diese Flüsse gezielt unterbinden (vgl. NEP, 2013).

## 5.3 Inputparameter der vergleichenden Szenarienanalyse

Im Folgenden wird der für die vergleichende Szenarienanalyse gewählte Szenariorahmen erläutert. Die Inputparameter der betrachteten Szenarien weichen dabei in jeweils einem Punkt, bei für den Speicherausbau potentiell wichtigen Parametern, vom Input des Referenzszenarios REF ab.

### 5.3.1 Inputparameter Szenarien „Batterie“ (BAT-pes und BAT-opt)

Zur Analyse des Zusammenhangs zwischen der endogen installierten Batteriespeicherleistung und der prognostizierten Batteriepreise werden diese in den Szenarien BAT-pes und BAT-opt variiert.

Die angenommenen Investitionen und Parameter sind dabei im Jahr 2020 identisch zum Szenario REF. Im pessimistischen Szenario BAT-pes ergeben sich danach allerdings keine weiteren preislichen Verbesserungen mehr (vgl. Abbildung 5.9). Die Verbesserung der technischen Parameter ist analog zum Szenario REF. Die Preise (250 €/kW für Li-Ionen-Batterien und 1.300 €/kW für NaS-Batterien) bleiben bis 2040 konstant auf dem Niveau von 2020.

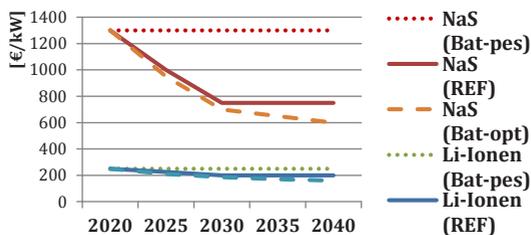


Abbildung 5.9: Entwicklung der Batteriepreise in den Szenarien „Batterie“

**Tabelle 17: Höhe der Gesamtinvestitionen der Batteriespeicher-  
Ausbauoptionen in den Szenarien BAT**

<b>[€/kW]</b>	<b>BAT-pes</b>	<b>REF</b>	<b>BAT-opt</b>
<b>Li-Ionen-Batterien</b>			
2020	250	250	250
2025	250	225	210
2030	250	200	185
2035	250	200	170
2040	250	200	160
<b>NaS-Batterien</b>			
2020	1.300	1.300	1.300
2025	1.300	1.000	950
2030	1.300	750	700
2035	1.300	750	650
2040	1.300	750	600

Dahingegen ist die positive Entwicklung der Batteriepreise im optimistischen Szenario BAT-opt größer als im Szenario REF. Bis 2040 werden für Li-Ionen-Batterien Preise von 160 €/kW (respektive 160 €/kWh) und für NaS-Batterien 600 €/kW (respektive 100 €/kWh) erreicht (vgl. Tabelle 17).

### 5.3.2 Inputparameter Szenario „Lastverschiebepotential“ (LVP)

Für das REF Szenario wird eine ungesteuerte EV-Ladung angenommen. Im Gegensatz dazu wird im Szenario „Lastverschiebepotential (LVP)“ das gesteuerte Laden von EVs zugelassen (vgl. Abschnitt 4.4.9). Gesteuertes Laden bedeutet in diesem Kontext,

dass die für die Elektromobilität benötigte Lademenge innerhalb von Grenzen beliebig verschoben werden kann. Eine ausführliche Beschreibung der Herleitung dieser Grenzen ist in Babrowski et al. (2014b) zu finden.

Für die untere Grenze wird der Anteil der EV-Nutzer berücksichtigt, der bereit ist, sein Fahrzeug gesteuert zu laden. Für das Szenario LVP wird angenommen, dass jeder, der über 100 km am Tag fährt, es vorzieht, ungesteuert zu laden. Nach den Daten der MID sind 10 % aller Tagesdistanzen größer als 100 km (vgl. BMVBS et al., 2008). Der Wert von 10 % entspricht allerdings eher dem technischen Potential als dem tatsächlichen, da es unwahrscheinlich ist, dass 90 % aller Fahrer ein gesteuertes Laden zulassen würden und somit auf individuelle Flexibilität in Form einer schnell wiederhergestellten Reichweite verzichten würden. Der Anteil der Fahrer, die es vorziehen, ungesteuert zu laden, multipliziert mit der fix vorgegebenen unkontrollierten Ladekurve bildet die Untergrenze des LVP.

Die obere Grenze bildet dabei die Verfügbarkeit der zur gesteuerten Ladung bereiten EVs an den Ladestationen. Die stündliche Fahrzeugverfügbarkeit an Lademöglichkeiten wurde durch eine Auswertung der MID-Daten gewonnen (vgl. Babrowski et al., 2014b). Da fast alle Fahrzeuge über Nacht zu Hause parken, könnten theoretisch nahezu alle zur gesteuerten Ladung bereiten EVs nachts während derselben Zeitscheibe geladen werden. Tagsüber ist die Obergrenze restriktiver, da mehr Leute unterwegs sind (vgl. Abbildung 5.10).

Desweiteren wird im Szenario LVP angenommen, dass der täglich verbrauchte EV-Fahrstrom am jeweils selben Tag geladen werden muss.

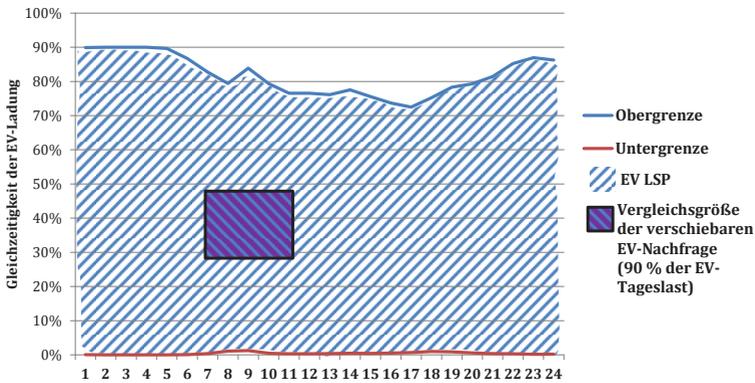


Abbildung 5.10: Lastverschiebepotential der EV-Nachfrage

### 5.3.3 Inputparameter Szenarien „EE“ (EE-gleich und EE-extrem)

Zur Abschätzung der möglichen Auswirkungen des in PERSEUS-NET-ESS hinterlegten Verlaufs der Windeinspeisung auf den Speicherbedarf wird der Verlauf in zwei Extremszenarien variiert.

Zum einen wird angenommen, dass das Windangebot gleichmäßig über das Jahr verteilt ist und somit als Grundlast in das Energiesystem einfließen kann (Szenario EE-gleich).

Im Gegensatz dazu wird im Szenario EE-extrem eine für das Energiesystem ungünstige Verteilung des Windangebots angenommen. Der Einspeiseverlauf orientiert sich dabei an historischen Einspeiseverläufe der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Abbildung 5.11 und 5.12). Allerdings wurden für die Einspeisung im Herbst und Winter unterdurchschnittliche Tage (unterhalb des 50 %-Quantils) und für die Einspeisung im Frühjahr und Sommer überdurchschnittliche Tage (oberhalb des 50 %-Quantils) gewählt.

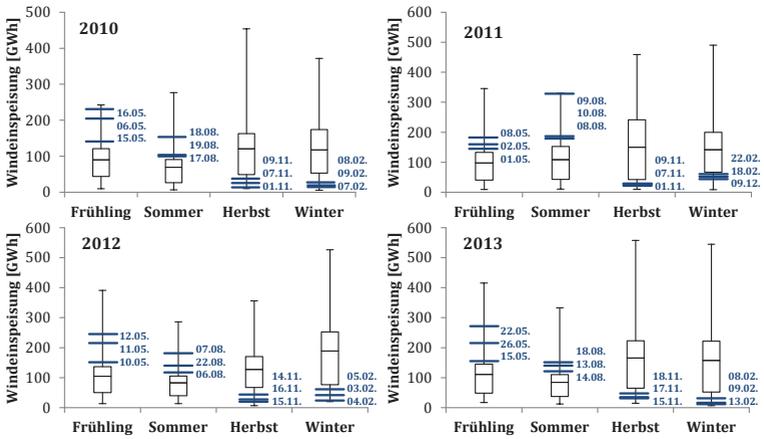


Abbildung 5.11: Windeinspeisung im Szenario EE-extrem nach Tag und Jahreszeiten (2010-2013)

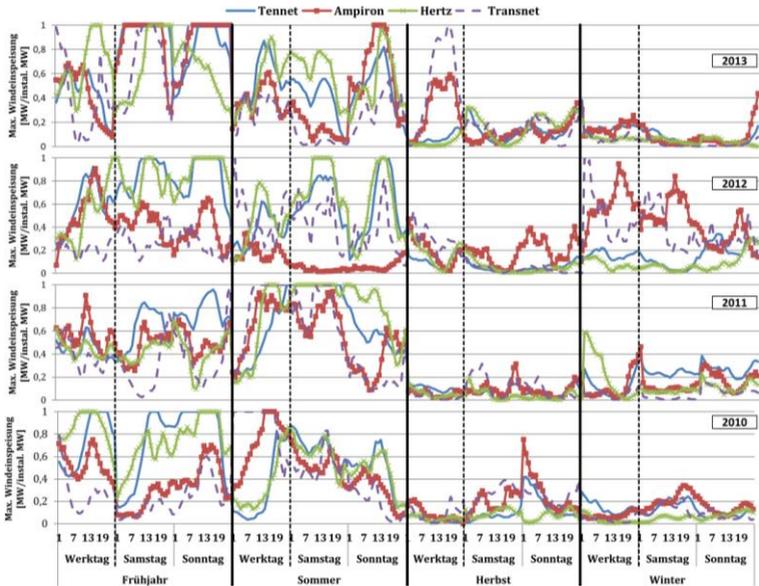


Abbildung 5.12: Windeinspeiseprofile nach Übertragungsnetzbetreibern für eine Beispielanlage mit 1 MW und ca. 2200 Vh

Durch die ungleiche Verteilung der Windeinspeisung im Szenario EE-extrem und der Begrenzung der Anlagen auf ihre maximale Kapazität, ist die maximale Vlh-Zahl für manche Anlagen nicht mehr erreichbar. Eine Beispielanlage mit 2.200 Vlh wird, basierend auf der hinterlegten Verteilung des Übertragungsnetzbetreibers Hertz von 2012, zum Beispiel im Frühjahr am Sonntag unter voller Auslastung betrieben. Die hinterlegte Verteilung würde sogar eine noch höhere Fahrweise zulassen, allerdings ist die maximale Einspeiseleistung stets durch die installierte Anlagenleistung beschränkt (Gleichung 4.8). Konsequenterweise kann diese Beispielanlage die maximale Vlh-Zahl, die mit dem auf einskalierten Verlauf multipliziert wurde, nicht erreichen. Die reduzierte maximale Vlh-Zahl wäre in dem Beispiel 2.182 Stunden (99 %). Bei einer Windanlage im Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers Hertz mit maximal 3.000 Vlh wäre die reduzierte Vlh-Zahl 2.888 (96 %). Diesem Sachverhalt wird beim Errechnen der endogen abgeschalteten Leistung Rechnung getragen.

### 5.3.4 Inputparameter Szenario CO<sub>2</sub>-hoch

Zur Abschätzung des Einflusses der exogen vorgegebenen Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise auf die Modellergebnisse wird im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch ein stärkerer Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises angenommen (vgl. Abbildung 5.13). Dabei wird unterstellt, dass der CO<sub>2</sub>-Preis ab 2030 doppelt so hoch ist wie im Szenario REF. Insbesondere die Auswirkungen auf die Emissionen und den Kraftwerkspark sollen untersucht werden.

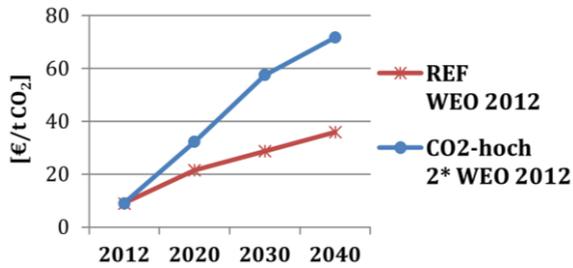


Abbildung 5.13: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch

### 5.3.5 Inputparameter Szenario NoNet

Um die Auswirkungen der Netzrestriktionen auf den Bedarf an Speichersystemen abzuschätzen, werden im Szenario NoNet keine Netzrestriktionen berücksichtigt. Das Energiesystem in Deutschland wird als „Kupferplatte“ betrachtet.



## 6. Ergebnisse und Auswertung

Im folgenden Kapitel werden verschiedene Vergleichs- und Szenariorechnungen durchgeführt, um den Speicherbedarf in Deutschland unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen bestmöglich abzuschätzen. Dazu werden zunächst verschiedene Modellierungstechniken zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens thermischer Kraftwerke untersucht (Abschnitt 6.1), bevor verschiedene Szenarien berechnet und miteinander verglichen werden. Die Ergebnisse des Referenzszenarios REF werden dabei ausführlich erläutert (Abschnitt 6.2). Die Ergebnisse der anderen Szenarien werden danach in komprimierter Form mit einer Fokussierung auf die signifikanten Unterschiede dargestellt (Abschnitt 6.3).

### 6.1 Voruntersuchung: Darstellung des Lastwechselverhaltens thermischer Kraftwerke

Die Abbildung des Lastwechselverhaltens des thermischen Kraftwerksparks ist essentiell zur Bestimmung der notwendigen Speicherleistung. Deshalb soll im folgenden Kapitel durch Vergleich von drei verschiedenen Modellierungsarten ermittelt werden, wie das Einsatzverhalten der bestehenden thermischen Kraftwerke in PERSEUS-NET-ESS am geeignetsten abgebildet werden kann (vgl. Babrowski et al., 2014c).

Ziel davon ist es, schnelle und wiederholte Laständerungen von thermischen Kraftwerken, wie Stein- und Braunkohle sowie GuD-Kraftwerken, einzuschränken, da diese verschiedene Kosten verursachen. Vor allem Abnutzungskosten durch Kriechdehnung und Ermüdung des Materials (vgl. Lefton et al., 1995), aber auch

Personal- und zusätzliche Brennstoffkosten werden verursacht (vgl. Kumar et al., 2012). Besonders während eines Anfahrprozesses fallen diese Zusatzkosten an. Die Integration dieser Lastwechselkosten, insbesondere der Anfahrkosten, kann zu einem veränderten Einsatzverhalten thermischer Kraftwerke führen und sollte deshalb bei der Energiesystemmodellierung berücksichtigt werden (vgl. Oates & Paulina, 2013; Warland et al., 2008).

Um zu gewährleisten, dass die Lastwechselkosten in PERSEUS-NET-ESS adäquat berücksichtigt werden, ist die bisherige lineare Modellierung von Laständerungskosten in Abschnitt 4.4.4 um zwei weitere Modellierungstechniken zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens ergänzt worden. Mit dem Vergleich der Einsatzplanung der existierenden Kraftwerke für 2012 aufgrund mindestens einer dieser drei Modellierungstechniken mit einer Berechnung ohne Berücksichtigung jeglicher Laständerungskosten und -restriktionen soll die für PERSEUS-NET-ESS geeignetste Modellierungstechnik ermittelt werden. Dafür werden fünf Vergleichsrechnungen durchgeführt, bei denen das Lastwechselverhalten wie folgt abgebildet wird:

1. Laständerungskosten
2. Anfahrkosten
3. Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten
4. Anfahrkosten in Kombination mit Laständerungskosten
5. ohne Berücksichtigung jeglicher Laständerungskosten und -restriktionen

Bei diesen Berechnungen wird auf die Berücksichtigung des Extremtags verzichtet, stattdessen werden die 24 Stunden der 12 „normalen“ Typtage stündlich abgebildet.

Die untersuchten drei Modellierungstechniken (1.-3.) und die jeweils verwendeten Eingangsparameter werden in den folgenden

drei Abschnitten erläutert. Im Anschluss daran folgt in Abschnitt 6.1.4 die Auswertung der Vergleichsrechnungen.

### 6.1.1 Laständerungskosten zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens

Bei den Laständerungskosten werden allen Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Prozessen Kosten für jede Änderung der Fahrweise zugewiesen (Gleichung 4.12), unabhängig davon, ob ein Prozess gedrosselt oder hochgefahren wird, oder ob der Prozess unter oder oberhalb der Mindestleistung bzw. Teillastgrenze gefahren wird. Die Mindestleistung wird bei der Verwendung von Laständerungskosten in keiner Weise berücksichtigt. Daher ist es möglich, Laständerungskosten für die lineare Beschreibung des Lastwechselverhaltens von Bestandsanlagen und potentiellen Neuanlagen zu nutzen.

Die im Vorgängermodell bislang hinterlegten Laständerungskosten beruhen auf Untersuchungen von Enzensberger (2003). Da für die im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Fragestellung eine Anpassung der Zeitstruktur erforderlich war und die in der Datenbank angegebenen Laständerungskosten zum Teil veraltet waren, werden in PERSEUS-NET-ESS Laständerungskosten nach Kumar et al. (2012) verwendet. Dadurch ergeben sich für Steinkohleanlagen Laständerungskosten in Höhe von 1,29 €/ΔMW und für GuD-Anlagen von 0,25 €/ΔMW (vgl. Tabelle 18). Für Braunkohleanlagen werden Laständerungskosten in Höhe von 1,5 €/ΔMW angesetzt.

Der Vorteil von Gasturbinen zu schnellen Laständerungen kann in einer stündlichen Auflösung nicht ausreichend abgebildet werden. Dadurch wird ihr Zubau und Einsatz tendenziell unterschätzt. Deshalb werden für Gasturbinen keine Laständerungskosten berücksichtigt. Analog zu diesem Vorgehen wird bei Gasturbinen

im Folgenden auch auf die Berücksichtigung von Einschränkungen durch eine Mindestleistung oder durch Anfahrkosten verzichtet.

### 6.1.2 Anfahrkosten zur Beschreibung des Lastwechselerhaltens

Bei den Anfahrkosten werden nur positive Laständerungen unterhalb der Mindestleistung mit Kosten belegt (Gleichung 4.13 bis Gleichung 4.15). Oberhalb der Mindestleistung kann das Prozessniveau kostenfrei bis zur maximalen Leistung variiert werden. Die Beschreibung der Anfahrkosten erfolgt linear. Allerdings ist zu beachten, dass die Mindestleistung von der installierten Leistung abhängt. Deswegen ist die lineare Implementierung dieser in Ausbaumodellen für Neuanlagen nicht möglich. Zur Berücksichtigung von Anfahrkosten bei Neuanlagen müsste der Zubau, und damit verbunden die Berechnung der Mindestleistung, gemischt-ganzzahlig erfolgen. Bei einem Modell der Größe von PERSEUS-NET-ESS mit über 750 Ausbauoptionen für thermische Anlagen würde dies aber zu einem erheblichen Anstieg der Rechenzeit führen.

$$\begin{aligned}
 & StartUpCosts_{proc,t} \\
 & = MinP_{proc} \cdot CapRes_{unit,t} \cdot MinStopp_{proc} \\
 & \quad \cdot \left( Cvar_{proc,t} + \frac{Cfuel_{proc,t}}{\eta_{proc,t}} \right) \\
 & \forall proc \in PROC_{Therm}; \forall t \in T
 \end{aligned}$$

**Gleichung 6.1**

Anfahrkosten werden für existierende thermische Kraftwerke über 100 MW berücksichtigt. Da in der Literatur nur wenige und teils widersprüchliche Werte für Anfahrkosten zu finden sind (vgl. Babrowski et al., 2014c), wird die Höhe der Anfahrkosten nach Gleichung 6.1 kraftwerksspezifisch berechnet. Die Höhe der Anfahrkosten richtet sich dabei nach den variablen Kosten, die

anfallen würde, sollte der Prozess für die Dauer der Mindeststillstandszeit mit der Mindestleistung betrieben werden.

Durch diese Vorgehensweise werden Steinkohlekraftwerken Anfahrkosten in Höhe von 23-37 €/ΔMW zugewiesen, Braunkohlekraftwerke liegen zwischen 39- 57 €/ΔMW und GuD-Kraftwerke bei 13-21 €/ΔMW (vgl. Tabelle 18). Das Verwenden von Anfahrkosten bei Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerken führt zur Vermeidung häufiger Lastwechsel unterhalb der Mindestleistung. Also zu einer Vermeidung häufiger An- und Ausschaltvorgänge. Eine Fahrweise unterhalb der Mindestleistung wird allerdings nicht kategorisch ausgeschlossen.

### 6.1.3 Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten zur Beschreibung des Lastwechselverhaltens

Bei der gemischt-ganzzahlige Modellierung (Gleichungen 4.17 bis 4.20) der Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten werden keine Kosten verwendet. Stattdessen wird eine Mindestleistung vorgegeben, unterhalb der ein thermischer Prozess nicht stabil gefahren werden kann (vgl. Wood et al., 2013). Mit Hilfe einer Binärvariablen, die den Zustand des Prozesses (an/aus) beschreibt, wird unterbunden, dass ein Prozess unterhalb dieser Mindestleistung betrieben wird.

Über Mindestbetriebszeiten wird des Weiteren sichergestellt, dass Prozesse nach dem Anfahren mindestens eine bestimmte Stundenzahl oberhalb der Mindestleistung betrieben werden, bevor sie wieder ausgeschaltet werden. Nach einem Ausschaltvorgang wird über die Mindeststillstandszeiten umgekehrt sichergestellt, dass Prozesse nicht wieder sofort angestellt werden. Bei diesen Mindestzeiten handelt es sich nicht um technische Restriktionen, sondern um kalibrierte Werte, die zu einer kostenoptimalen

Fahrweise von thermischen Kraftwerken in Einsatzplanungsmodellen führen sollen. Kosten, welche durch ein schnelles Aus- und Anschalten der Erzeugungsprozesse entstehen, sollen vermieden werden (vgl. Hundt et al., 2009; Schröder et al., 2013).

Oberhalb der Mindestleistung können Prozesse ohne weitere Einschränkungen oder Kosten in ihrer Leistung variieren. In der Praxis schränkt aber insbesondere die Mindestleistung die Flexibilität der Prozesse ein (vgl. Warland et al., 2008).

Die Mindestleistung hängt unmittelbar von der installierten Leistung ab, wodurch die Verwendung dieser Restriktion bei Modellen mit einem linearen Zubau nicht für Neuanlagen möglich ist. Da dies ebenfalls für die Modellierung über Anfahrkosten (vgl. Abschnitt 6.1.2) gilt, ist die Abbildung des Laständerungsverhaltens für Neuanlagen grundsätzlich nur über Laständerungskosten möglich.

Die Abbildung des Lastwechselerhaltens mittels der Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten erfolgt für Bestandsanlagen über 100 MW. Es werden für Stein- und Braunkohlekraftwerke und GuD-Anlagen Mindestleistungen berücksichtigt. Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten (Mindestbetriebszeit/Mindeststillstandszeit) werden zudem für Braunkohle (6 h/6 h), Steinkohle (4 h/2 h) und GuD-Anlagen (4 h/1 h) berücksichtigt (siehe Tabelle 18). Diese Werte sind Hundt et al. (2009) entnommen. Die Mindeststillstandszeit der GuD-Anlage sind von zwei Stunden auf eine Stunde gesenkt, da der überwiegende Teil anderer Studien, wie zum Beispiel dena (2012b), geringere Mindestzeiten für GuD-Kraftwerke annehmen, als für Steinkohlekraftwerke (vgl. auch Schröder et al., 2013).

Aufgrund der verwendeten Binärvariablen muss hierbei auf eine gemischt-ganzzahlige Optimierung zurückgegriffen werden. Bei den ca. 170 integrierten im Jahr 2012 existierenden thermischen

Kraftwerksblöcken über 100 MW werden in etwa 35.000 Binärvariablen zur Abbildung der Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten für die erste Periode benötigt. Dadurch ist die Rechenzeit dieser Modellierungsart zu hoch, um sie bei der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Fragestellungen bezüglich der Speichersysteme einzusetzen. Im folgenden Vergleich dient sie dazu, die Qualität der linearen Alternativen für die Beschreibung des Laständerungsverhaltens von Bestandsanlagen abzuschätzen.

**Tabelle 18: Flexibilitätsparameter thermischer Kraftwerke**

	<b>Last- ände- rungs- kosten</b>	<b>Anfahr- kosten</b>	<b>Min. Leis- tung</b>	<b>Min. Still- stands- zeit</b>	<b>Min. Be- triebs- zeit</b>
	<b>[€/ΔMW]</b>	<b>[€/ΔMW]</b>	<b>[% der inst. Leis- tung]</b>	<b>[ h]</b>	<b>[ h]</b>
Braun kohle	1,5	39-57	40	6	6
Stein- kohle	1,29	23-37	38	2	4
GuD	0,25	13-21	33	1	4
Quelle	Kumar et al. (2012)	eigene Annah- me		Hundt et al. (2009); GuD-Mindeststillstandszeit: eigene Annahme	

#### 6.1.4 Vergleichsrechnungen

Zum Vergleich und zur besseren Abschätzung der Auswirkungen der verschiedenen Modellierungstechniken werden mit dem PERSEUS-NET-ESS-Modell fünf Vergleichsrechnungen durchgeführt.

Abbildungen 6.1-6.3 zeigen die in den 12 Typtagen im Jahr 2012 mit den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Gas erzeugte Elektrizität für die drei verschiedenen Modellierungstechniken. Zusätzlich werden die Ergebnisse dieser drei Läufe noch mit den Ergebnissen zweier weiterer Läufe verglichen. Zum einen mit einem Lauf, der sowohl Anfahr- also auch Laständerungskosten berücksichtigt, und zum anderen mit einem Lauf ohne die Berücksichtigung jeglicher Kosten oder Restriktionen des Lastwechselverhaltens. Zur Bewertung der Unterschiede zwischen den Modellierungstechniken wird das Einsatzverhalten ohne Berücksichtigung von Restriktionen des Lastwechselverhaltens als Referenz herangezogen. Zudem werden die zur Lösung der verschiedenen Optimierungsprobleme benötigten Rechenzeiten verglichen.

Die Unterschiede in der Einsatzplanung zwischen den Modellierungstechniken sind relativ gering. Für keinen der Energieträger ergeben sich über die 12 Typtage gesehen mittlere absolute Abweichungen die größer als 1 GW sind (vgl. Babrowski et al. (2014c) und Abbildungen 6.1-6.3). Auch die absolute Höhe der in den thermischen Kraftwerken produzierten Energiemenge aller drei Modellierungsarten ist für das Jahr 2012 mit Abweichungen von unter 1 % der Erzeugung vergleichbar.

Bei einer genaueren Betrachtung des Einsatzverhaltens der Braunkohlekraftwerke (vgl. Abbildung 6.1) ist jedoch zu erkennen, dass die Modellierung mit Anfahrkosten eine größere Abweichung zu einer Modellierung ohne Berücksichtigung des Lastwechselverhaltens bewirkt, als eine Modellierung mit Laständerungskosten. Am größten ist die Summe der absoluten Abweichungen über die betrachteten Zeitscheiben für die Modellierung mit Laständerungskosten und Anfahrkosten.

Beim Einsatzverhalten der Steinkohlekraftwerke ist der Einfluss beider linearen Modellierungsarten nahezu gleich stark. Die Summe der absoluten Abweichung zwischen den Modellierungs-

techniken und der Modellierung ohne Beachtung von Restriktionen beim Laständerungsverhalten ist ungefähr gleich. Bei der Modellierung mit Laständerungskosten und Anfahrkosten sind die Abweichungen, wie schon bei den Braunkohlekraftwerken, am größten.

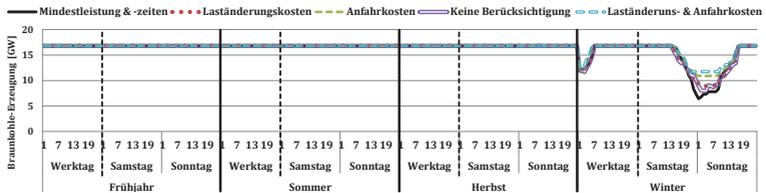


Abbildung 6.1: Vergleich Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken im Jahr 2012

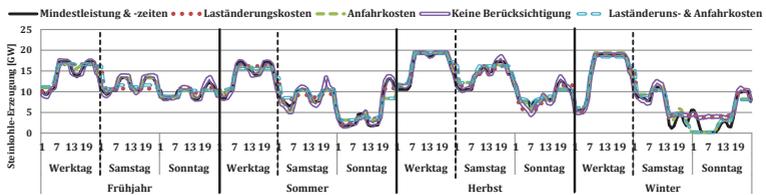


Abbildung 6.2: Vergleich Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Jahr 2012

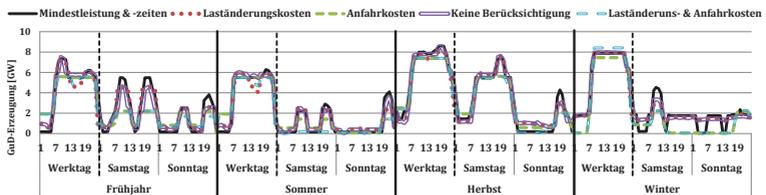


Abbildung 6.3: Vergleich Erzeugung aus GuD-Kraftwerken im Jahr 2012

Bei der Erzeugung aus GuD-Kraftwerken erscheint der Einfluss der Anfahrkosten größer als der der Laständerungskosten (vgl. Abbildung 6.3). Dies ist allerdings auch auf das Zusammenspiel der Erzeugung aus den verschiedenen Energieträgern zurückzuführen. Die im Vergleich zur Modellierung mit Laständerungskosten oder zur Modellierung ohne Berücksichtigung jeglicher Lastwechselkosten erhöhte Leistung der Braunkohlekraftwerke an dem abgebildeten Winterwochenende, wird über eine verminderte GuD-Kraftwerksleistung zu dieser Zeit ausgeglichen.

**Tabelle 19: Charakteristika der auf den verschiedenen Modellierungstechniken beruhenden Optimierungsmodelle**

	<b>Gleichungen</b>	<b>Variablen</b>	<b>Elemente ungleich null</b>	<b>Binärvariablen</b>	<b>Lösungszeit des Solvers*</b>
	<b>[# in Millionen]</b>			<b>[#]</b>	<b>[s]</b>
Mindestleistung & -zeiten	1,82	1,44	7,45	35.090	477
Laständerungskosten	1,72	1,45	7,18	-	74
Anfahrkosten	1,79	1,48	7,33	-	77
Keine Berücksichtigung	1,68	1,36	6,93	-	66
Laständerungs- & Anfahrkosten	1,83	1,59	7,66	-	102

\* Beispielhafte Lösungszeiten der Optimierungsprobleme basierend auf Rechnungen mit einem Computer der folgenden Konfiguration: Windows Server 2008 R2 Enterprise, Intel(R) Xeon(R) CPU E5-1650 @ 3,20 GHz 3,20 GHz 96 GB RAM 64 Bit 12 Threats.

Aufgrund der verschiedenen Modellierungstechniken gibt es Unterschiede in der Anzahl der berücksichtigten Gleichungen, Variablen und Elemente ungleich null der jeweiligen Optimiermodelle (siehe Tabelle 19). Dementsprechend unterscheidet sich die Rechenzeit, welche vom Solver benötigt wird, um die verschiedenen Optimierungsprobleme zu lösen. Am kürzesten ist diese mit 66 Sekunden für die Variante ohne Berücksichtigung von Restriktionen des Lastwechselverhaltens. Durch die Anwendung von Laständerungskosten steigt die Rechenzeit auf 74 Sekunden, durch Anfahrkosten auf 77 Sekunden. Ungefähr 1,5-mal so hoch wie ohne Berücksichtigung von Restriktionen des Lastwechselverhaltens ist die Rechenzeit zum Lösen des Problems mit 102 Sekunden bei der kombinierten Anwendung von Laständerungs- und Anfahrkosten. Durch die Berücksichtigung der etwa 35.000 Binärvariablen und der damit verbundenen gemischt-ganzzahligen Berechnung ist die Rechenzeit zum Lösen des Optimierproblems bei Verwendung von Mindestleistungen und Mindestzeiten mit 477 Sekunden mehr als 7-mal so hoch, wie die Rechenzeit ohne Berücksichtigung von Restriktionen des Lastwechselverhaltens.

Durch die Verwendung der Kombination von Laständerungs- und Anfahrkosten ist das Lastwechselverhalten der thermischen Anlagen am stärksten eingeschränkt. Im Vergleich zeigen sich dadurch sogar größere Einschränkungen, als durch die gemischt-ganzzahligen Modellierung von der Mindestleistung in Verbindung mit Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten. Da die Nutzung dieser, in der Energiesystemmodellierung etablierten, Modellierungstechnik aufgrund der Verwendung von Binärvariablen rechenzeitlich nicht möglich ist, wird das Lastwechselverhalten thermischer Bestandsanlagen im Folgenden über die Kombination von Anfahr- und Laständerungskosten abgebildet. Die vergleichsweise starke Einschränkung der Flexibilität der thermischen Anlagen wird als realistisch erachtet. Die Kosten für die Lastwechsel betragen im Basisjahr 2012 weniger als 0,1 % der

in PERSEUS-NET-ESS berücksichtigten Gesamtkosten. Literaturquellen, die dies bestätigen (oder auch widerlegen) konnten nicht gefunden werden. Generell sind zum Thema der Lastwechselkosten nur wenige Daten verfügbar.

Durch die Verwendung von Laständerungs- und Anfahrkosten für Bestandsanlagen, im Gegensatz zur ausschließlichen Verwendung von Laständerungskosten für Neuanlagen, werden unterschiedliche Maßstäbe für den Einsatz von Bestandsanlagen und Neuanlagen angesetzt. Dieses Vorgehen ist kritisch zu hinterfragen. Allerdings liegt der Fokus in dieser Arbeit nicht auf dem Zubau der thermischen Kraftwerke, sondern auf dem Zubau der Speichersysteme. Dafür ist eine möglichst genaue Beschreibung des Lastwechselverhaltens der thermischen Kraftwerke in einer annehmbaren Rechenzeit wichtig. Dementsprechend erscheinen die unterschiedlichen Abbildungen für Neuanlagen und Bestandsanlagen in PERSEUS-NET-ESS als geeignet.

Für Ausbauoptionen, die zu über 75 % ihrer Maximalkapazität ausgebaut sind, werden zudem ebenfalls Anfahrkosten berücksichtigt. Bei diesen Anlagen wird die durch die bereits installierte Leistung bestimmte Mindestleistung als ausreichend für die Verwendung von Anfahrkosten angesehen. Dadurch werden diese maximal um bis zu einem Viertel unterschätzt, sollte die Anlage in der betrachteten Periode voll ausgebaut werden. Außerdem wird aufgrund der langen Lebensdauer von thermischen Kraftwerken auch in langfristigen Energiesystemen wie PERSEUS-NET-ESS mit einem Zeithorizont von knapp 30 Jahren ein Teil des thermischen Kraftwerksparks von Anfang an festgelegt. So sind vom Ausgangskraftwerkspark des Jahres 2012 in PERSEUS-NET-ESS im Jahr 2040 noch 31 GW an installierter thermischer Anlagenleistung vorhanden (vgl. Abschnitt 5.2.4.1).

## 6.2 Szenario REF

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse des Referenzszenarios REF dargestellt. Bei den Eingangsparametern dieses Szenario wird angenommen, dass diese eine möglichst realistische Entwicklung widerspiegeln (vgl. Abschnitt 5.2). Dementsprechend werden auch die Ergebnisse dieses Szenarios als Referenzgrößen für die in Abschnitt 6.3 erfolgende Szenarienanalyse angesehen.

### 6.2.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

Ein zentrales Ergebnis von PERSEUS-NET-ESS ist die Entwicklung des Kraftwerksparks (vgl. Abbildung 6.4). Dabei sind Projekte, die heute bereits in Bau sind und sicher in den nächsten Jahren ans Netz gehen, bereits exogen vorgegeben. Auch die Entwicklung des Anlagenbestands der EE ist exogen vorgegeben und damit nicht Bestandteil der Optimierung.

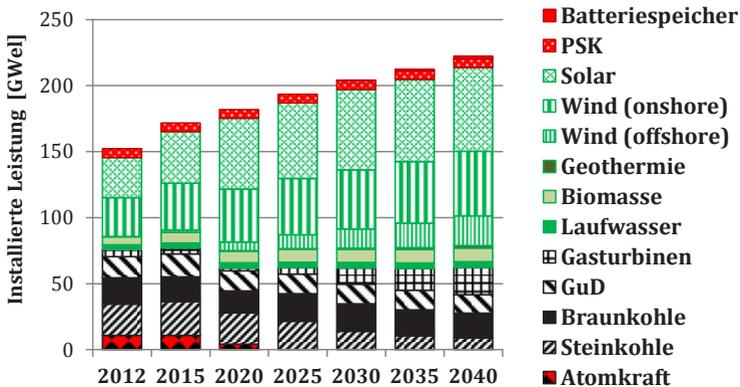


Abbildung 6.4: Installierte Leistung im Szenario REF

Die gesamte installierte Kraftwerksleistung erhöht sich bis 2040 auf etwa 224 GW. Über zwei Drittel davon bilden mit 151 GW die EE-Anlagenleistung. Der thermische Kraftwerkspark schrumpft

dagegen kontinuierlich bis auf ca. 64 GW im Jahr 2040. Dabei wird dieser zunehmend von Gaskraftwerken (vor allem Gasturbinen) dominiert. Gleichzeitig steigt die installierte Speicherleistung leicht an. Neben den bereits heute existierenden und berücksichtigten 6,6 GW PSK werden zusätzlich noch ca. 2 GW Batteriespeichern endogen installiert. Damit macht die installierte Speicherleistung im Jahr 2040 (2030) 4 % (3 %) der gesamten installierten Leistung aus.

Bei gleichzeitig im Vergleich zum Jahr 2012 sinkender Elektrizitätsnachfrage, nimmt die im Jahr 2015 installierte Leistung, durch sich bereits im Bau befindende Anlagen und dem vorgegebenen Ausbau der EE-Energien, zu. Deswegen werden Kraftwerke endogen erst ab 2020 zugebaut (vgl. Abbildung 6.5). Insgesamt werden bis 2040 etwa 34 GW Anlagenleistung endogen zugebaut.

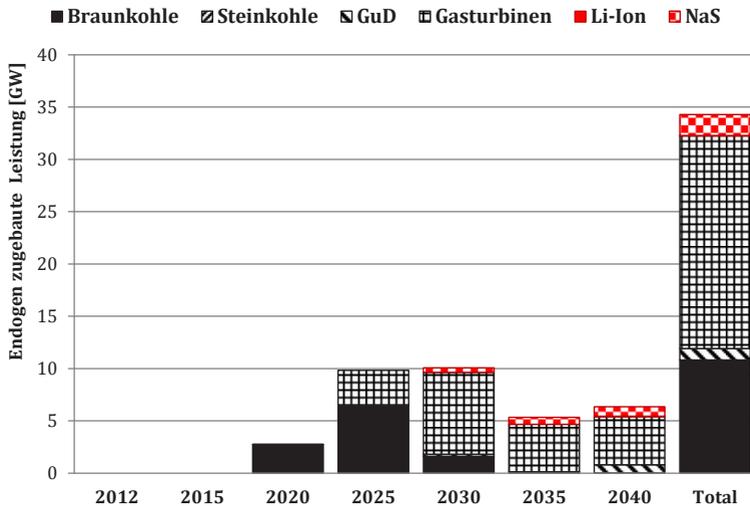


Abbildung 6.5: Endogen zugebaute Kraftwerkskapazitäten im Szenario REF

Gasturbinen weisen dabei mit über 20 GW den größten Anteil auf, Braunkohlekraftwerke mit ca. 10 GW den zweitgrößten. Diese werden insbesondere in 2020 und 2025 aufgebaut. Dadurch wird ein Teil des Wegfalls der Kernenergie kompensiert. GuD-Anlagen werden nur in 2040 zu ca. 1 GW aufgebaut und bei Steinkohlekraftwerken findet kein endogener Zubau statt. Dabei wird der Zubau thermischer Anlagen stark von der Last des Extremtags bestimmt (vgl. Abschnitt 6.3.6).

Der Speicherzubau fängt mit 0,4 GW Zubau an NaS-Speicherleistung in 2030 an. In 2035 werden nochmals 0,7 GW NaS-Speicher aufgebaut und in 2040 0,9 GW. An Li-Ionen-Speichern werden nur 42 MW in 2040 aufgebaut. Der Grund dafür, dass vor allem NaS-Speicher und nicht Li-Ionen-Speicher aufgebaut werden, ist das höhere Energie-Leistungsverhältnis und damit verbunden der höhere Beitrag der NaS-Speicher zur Deckung der Last am Extremtag (vgl. Abschnitt 6.3.6). PSK werden nicht zugebaut. Bis 2040 sind damit 6 % (ca. 2 GW) der endogen installierten Leistung Speichersysteme. An Speicherenergie werden damit insgesamt 12 GWh zugebaut.

## 6.2.2 Erzeugungsmix und Kraftwerkseinsatz

### 6.2.2.1 Erzeugungsmix

Der in PERSEUS-NET-ESS resultierende Erzeugungsmix ist stark von den EE geprägt (vgl. Abbildung 6.6). Durch den vorgegebenen ambitionierten Ausbau an EE werden die exogen vorgegebenen Mindest-Einspeiseziele von 35 % Erzeugung aus EE bis 2020 mit nahezu 44 % deutlich überschritten (vgl. Abschnitt 5.2.6.1). Auch in 2030 wird das vorgegebene Ziel von 50 % (253 GW) noch um etwa 4 % (274 GW) überschritten. Bis zum Jahr 2040 erhöht sich der EE-Anteil allerdings nur noch genau auf den vorgegebenen Wert von 65 % (ca. 333 TWh) der hinterlegten Nettonachfrage.

Dabei wurden 44 % der Elektrizität aus den volatilen Energieträgern Wind (34 %) und Solar (10 %) erzeugt.

Darüber hinaus fällt auf, dass der Erzeugungsanteil aus Braunkohle mit 23-28 % über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant hoch bleibt. Dabei steigt der Braunkohleanteil bis 2030 zunächst leicht auf ca. 28 % in 2025 und 2030 bevor er bis 2040 wieder auf 23 % zurückfällt. Der Anteil von Steinkohle verringert sich hingegen stetig und fällt bis 2040 auf ca. 7 % zurück. Der Anteil der Erzeugung aus Gaskraftwerken bleibt mit ca. 5 % über alle Perioden trotz zunehmender installierter Leistung relativ konstant.

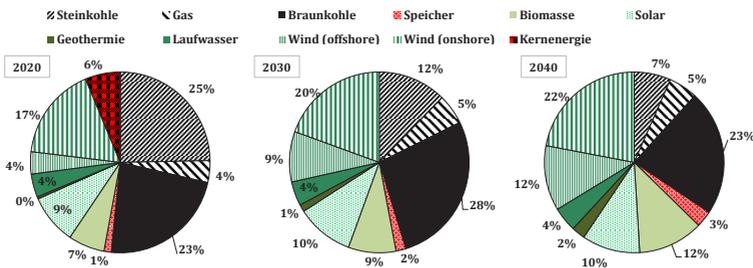
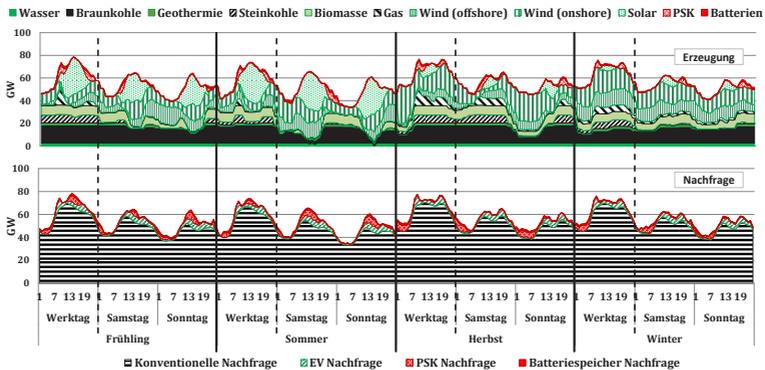


Abbildung 6.6: Erzeugungsmix für die Jahre 2020, 2030 und 2040 im Szenario REF

### 6.2.2.2 Thermischer Kraftwerkseinsatz

Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke werden im Grundlastbereich eingesetzt und nur zu Zeiten eines großen Angebots an EE gedrosselt. Dies kommt im Jahr 2040 im Sommer und Frühjahr am Wochenende um die Mittagszeit bei einer hohen PV-Einspeisung und einer relativ geringen Last vor (vgl. Abbildung 6.7 oben).



**Abbildung 6.7: Zeitlicher Verlauf der Erzeugung und der Nachfrage im Jahr 2040 (Szenario REF)**

Kernkraftwerke haben bis zu ihrer Abschaltung dementsprechend sehr hohe Vlh zwischen 7.900 und 8.000 (vgl. Abbildung 6.8). Braunkohlekraftwerke liegen ebenfalls im Grundlastbereich und haben bis 2035 Vlh von ca. 6.900, bis diese im Jahr 2040 auf ca. 6.400 sinken. In diesem Jahr wird ein Teil der zuvor aus Braunkohle erzeugten Elektrizität durch Erzeugung aus Biomasse ersetzt (vgl. Abschnitt 6.2.2.3). Dementsprechend bleiben die Vlh der Braunkohlekraftwerke nach den PERSEUS-NET-ESS Ergebnissen auf einem ähnlich hohen Niveau wie heute<sup>14</sup>.

Steinkohlekraftwerke werden mit 4.000 bis 6.000 Vlh als Kraftwerke im Mittellastbereich eingesetzt.

Gaskraftwerke agieren hingegen mit Vlh von unter 2.000 als Spitzenlastkraftwerke. Sie werden während der 12 „normalen“ Typtage eingesetzt, um Lastspitzen abzufangen. Unter den gewählten Szenario-Bedingungen ist dies überwiegend (werktags)

<sup>14</sup> Nach Werten des BDEWs (2014) erreichten Braunkohlekraftwerke in Deutschland 7030 Vlh im Jahr 2013.

morgens und abends der Fall, wenn die Last hoch und die PV-Einspeisung gering ist (vgl. Abbildung 6.7 oben).

Besonders GT-Kraftwerke kommen dabei ab 2025 nur noch selten zum Einsatz, was sich in den niedrigen Vlh zwischen 107 und 158 widerspiegelt. Die zuvor höheren Vlh lassen sich mit einigen wenigen Gasturbinen mit einer KWK-bedingten minimalen Vlh-Zahl erklären. Auch bei GuD-Kraftwerken sind die Vlh anfänglich überwiegend von den KWK-Anlagen bestimmt. Allerdings nimmt die Vlh-Zahl der GuD-Anlagen von 2020 an, trotz sinkendem Anteil der GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung, kontinuierlich zu (vgl. Abbildung 6.8).

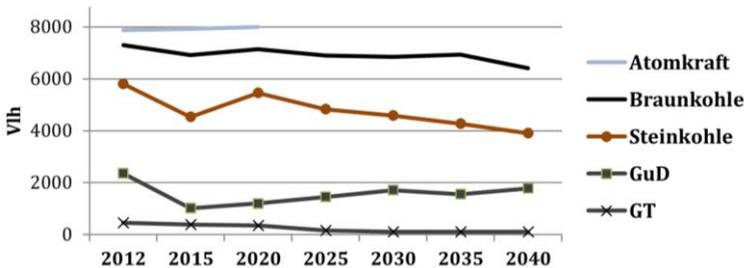


Abbildung 6.8: Entwicklung der Vlh von thermischen Kraftwerken im Szenario REF

### 6.2.2.3 EE-Einsatz und Abregelung

Wie in Abbildung 6.7 zu sehen, werden Wasserkraftwerke zur Deckung der Grundlast genutzt. Dabei erreichen die berücksichtigten Laufwasserkraftanlagen die durch die Verfügbarkeit von 0,63 begrenzten, maximalen Vlh von ungefähr 5.400.

Aufgrund der Annahme, dass Biomasse-Anlagen zu großen Teilen zu Heizzwecken dienen, müssen diese mindestens 2.550 Vlh aufweisen (vgl. Abschnitt 5.2.6.5). Der Kraftwerkseinsatz richtet sich dabei nach dem Verlauf der Wärmenachfrage. Während im

Jahr 2012 diese minimalen Vlh nicht überschritten werden, steigen die Vlh der Biomasse danach kontinuierlich an und erreichen bis 2040 nahezu 6.000 Vlh. Der deutliche Anstieg der Biomasse-Vlh zwischen 2035 (ca. 4.350) und 2040 hängt mit dem vorgegebenen Einspeiseziel für EE zusammen. Dieses Ziel wird im Jahr 2040 erstmalig nicht übertroffen, sondern kann nur durch eine Zunahme der im Vergleich zu Braun- und Steinkohle teuren Elektrizitätserzeugung aus Biomasse erreicht werden.

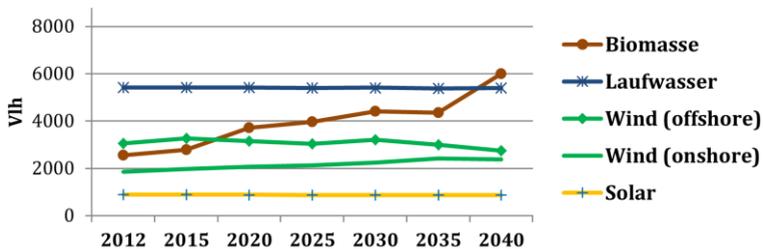


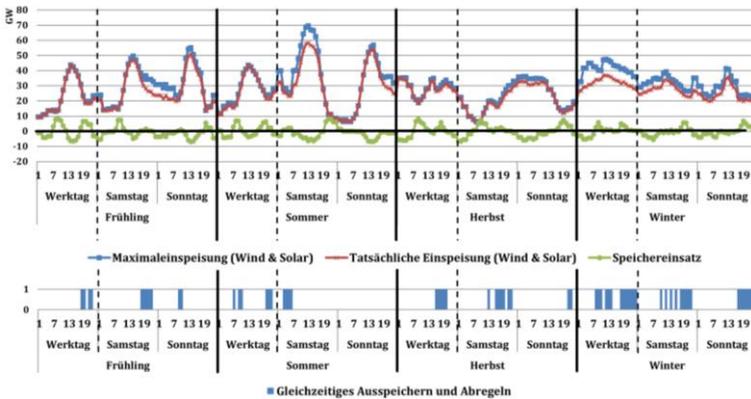
Abbildung 6.9: Entwicklung der Vlh von EE Kraftwerken im Szenario REF

Die Erzeugungsmenge und damit die Vlh der volatilen Energieträger Wind und PV hängt von der endogen bestimmten Abregelung ab. Dabei wird im Szenario REF wegen des unzureichenden Netzausbaus und der hohen Gleichzeitigkeit der Windeinspeisung vor allem die Einspeisung aus den vorgesehenen Offshore-Windkapazitäten abgeregelt. Im Jahr 2040 wird mit 28 %<sup>15</sup> über ein Viertel der möglichen Einspeisung aus Offshore-Windparks abgeregelt, wodurch Vlh von ca. 2.750 erreicht werden. Im Jahr 2030 werden bei durchschnittlichen Vlh von 3.210 etwa 18 % der möglichen Offshore-Einspeisung abgeregelt.

<sup>15</sup> In den Prozentwerten der Abregelung ist berücksichtigt, dass die in der Datenbank angegebenen maximalen Vlh, aufgrund der maximalen Anlagenleistung und des volatilen Verlaufs der Windeinspeisung, nicht erreicht werden können (vgl. Abschnitt 5.2.6.2).

Die Einspeisung aus Onshore-Windanlagen wird deutlich seltener abgeregelt. Im Jahr 2040 (2030) werden davon nur knapp 3 % (4 %) abgeregelt.

Mit einer Abregelung von nur 0 % für das Jahr 2040 und 1 % für 2030 wird die PV-Einspeisung nur selten abgeregelt.

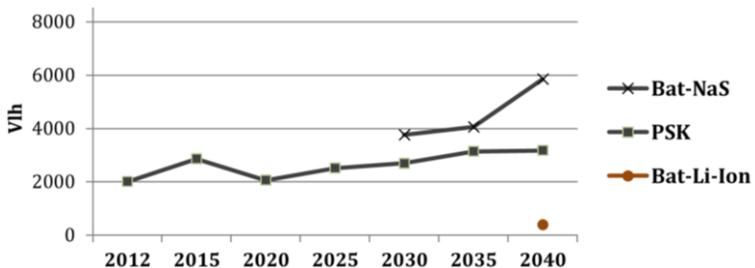


**Abbildung 6.10: Abregelung der volatilen EE im Jahr 2040 im Szenario REF**

Bei den gewählten Szenariovoraussetzungen findet Abregelung zu Zeiten mit einem hohen Windangebot statt (vgl. Abbildung 6.10), also vor allem im Winter. Während (Offshore-)Windanlagen im Norden abgeregelt werden, kommt es gleichzeitig dazu, dass im Süden Elektrizität aus Speichern und Gaskraftwerken erzeugt wird (vgl. Erzeugung am Winter-Werktag, Abbildung 6.7). Da der Erzeugung aus Windanlagen im Modell keine variablen Kosten zugewiesen sind, lässt dies auf Netzengpässe schließen.

### 6.2.2.4 Speichereinsatz

Speicherkraftwerke werden erzeugungsseitig als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt. Auf der Nachfrageseite werden Speicher einerseits nachts zum „Valley Filling“ genutzt. Dadurch können besonders Grundlastkraftwerke besser ausgelastet werden (vgl. Abbildung 6.7). Andererseits erhöhen Speicher die Last in den Mittagsstunden zur besseren Integration der PV-Erzeugung. Besonders im Frühjahr und im Sommer kommt es dadurch vor, dass Speichersysteme zwei Zyklen pro Tag durchlaufen. Nachts wird der Speicher mit günstigem Strom aus Grundlastkraftwerken gefüllt. Morgens wird er geleert, um Lastspitzen abzufangen. Mittags wird er aufgrund der PV-Einspeisung wieder gefüllt und abends wieder geleert. Die Vlh aller Speicherarten nehmen bis 2040 zu und erreichen im Durchschnitt nahezu 3.800 Vlh<sup>16</sup> (vgl. Abbildung 6.11). NaS-Batteriespeicher (5.850 Vlh in 2040) haben dabei höhere Vlh als PSK (3.182 in 2040). Dementsprechend werden sie häufiger genutzt. Dies kann zum einen an der besseren Lage und zum anderen am besseren Wirkungsgrad liegen.



**Abbildung 6.11: Entwicklung der Volllaststunden von Speicherkraftwerken im Szenario REF**

<sup>16</sup> Quotient aus der Summe der ein- und ausgespeicherten Elektrizität und der installierten Leistung.

### 6.2.3 Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung

Durch den oben beschriebenen Kraftwerksausbau und -einsatz kommt es über den Zeitverlauf hinweg zu steigenden durchschnittlichen Grenzkosten der Stromerzeugung. Diese erreichen ausgehend von ca. 43 €/MWh für das Jahr 2012 bis 2020 Werte von ca. 52 €/MWh, bis 2030 ca. 57 €/MWh und bis 2040 ca. 58 €/MWh (vgl. Abbildung 6.12).

In 2015 kommt es zunächst zu einer deutlichen Senkung der durchschnittlichen Grenzkosten. Gründe dafür sind zum einen die Annahme einer sinkenden Nachfrage und zum anderen der exogen vorgegebene Ausbau der EE sowie der bereits in Planung befindlichen Kohle- und GuD-Kraftwerke.

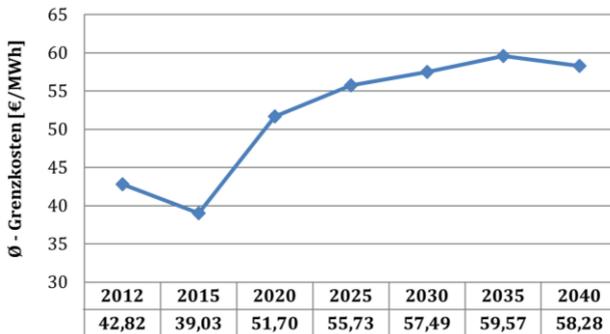


Abbildung 6.12: Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung im Szenario REF

Der geringfügige Rückgang der durchschnittlichen Grenzkosten in 2040 gegenüber 2035 liegt vermutlich daran, dass die EE-Ziele in dieser Periode erstmalig restriktiv sind. Durch das 65 %-Ziel wird verstärkt Biomasse statt Braunkohle zur Stromerzeugung genutzt. Jede weitere nachgefragte Strommenge muss je nach Ort und Zeit

zu mindestens 65 % entweder durch zuvor abgeregelten EE-Strom oder durch Biomasseverstromung gedeckt werden. Die verbleibenden 35 % könnten aber durch vergleichsweise günstige Braunkohleverstromung gedeckt werden.

## 6.2.4 Netzengpässe und Speicherallokation

Bereits ab 2020 kommt es verstärkt zu Netzengpässen im Nordwesten von Deutschland (vgl. Abbildung 6.13). Durch die zunehmende Einspeisung aus Offshore-Windparks verstärken sich diese Engpässe bis 2040. Sie führen dazu, dass sich im Nordwesten geringere durchschnittliche Knotenpreise ergeben, als südlich der Engpässe (vgl. Abbildung 6.14). Generell sind in 2040 im Süden und im Westen höhere Knotenpreise zu sehen als im Norden und Osten. Der Spread zwischen minimalem und maximalem Knotenpreis steigt kontinuierlich an und erreicht in 2040 (2030) ungefähr 71 €/MWh (54€/MWh).

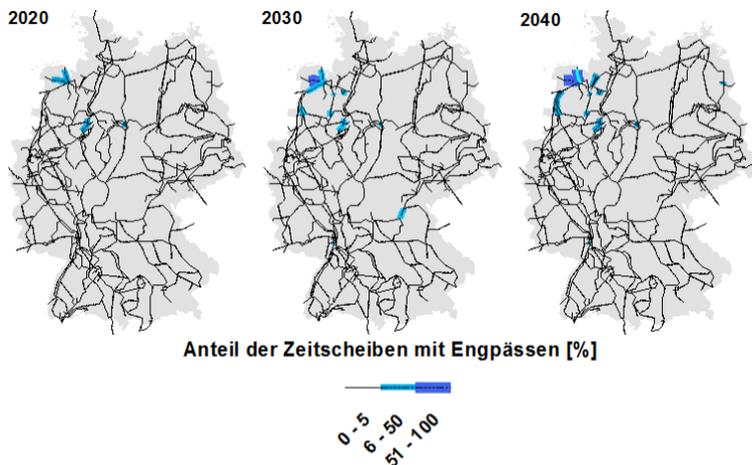
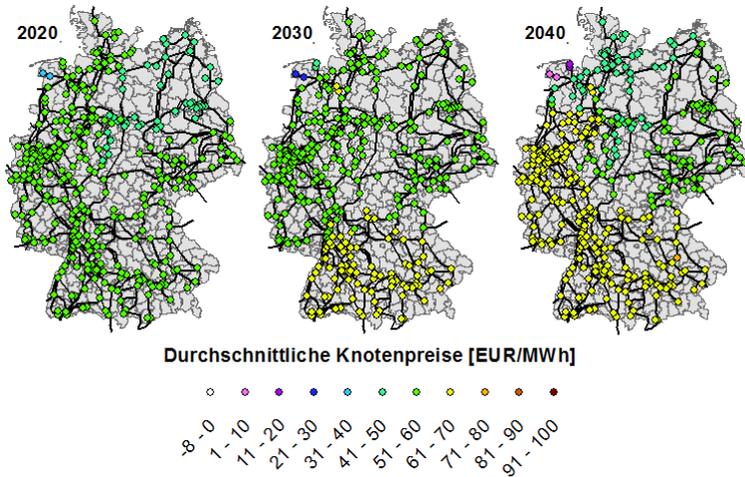


Abbildung 6.13: Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz im Szenario REF



**Abbildung 6.14: Knotenpreise in Deutschland im Szenario REF**

Die Knotenpreise setzen wichtige Anreize zur Allokation von Kraftwerken. Im Jahr 2030 werden an den vier Knoten mit den niedrigsten Preisen NaS-Speicher zugebaut (Abbildung 6.15). Ein weiterer Speicher in der nördlichen Mitte von Deutschland wird neben einem Engpass aufgebaut. Auch im Jahr 2040 werden Speicher überwiegend an Knoten auf der Überschussseite von Netzengpässen aufgebaut. Bei einigen Engpässen werden Speicher sogar beidseitig der Engpassleitung aufgebaut und dienen so dazu, die vorhandene Leitungskapazität optimal auszunutzen. Wichtig ist hierbei, dass Speicher nicht zu einer Entlastung der Leitungen im Sinne eines geringeren Durchflusses führen. Vielmehr tragen Speicher durch die zeitliche Verlagerung der Durchflussmengen zu einer höheren Auslastung in späteren Zeitscheiben bei.

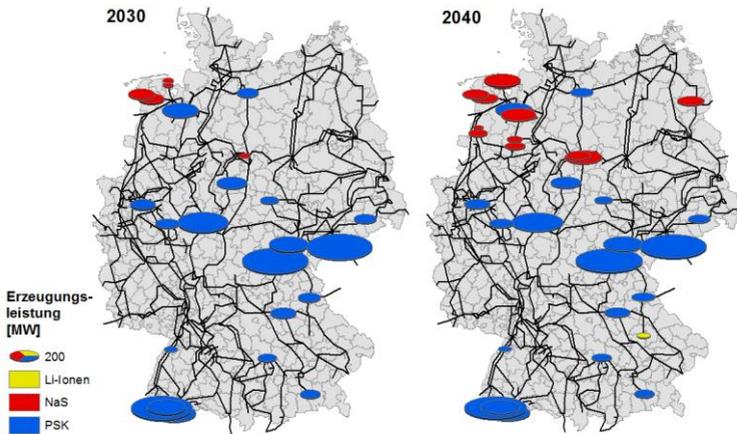


Abbildung 6.15: Speicherallokation im Szenario REF

### 6.2.5 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Trotz des durchgängig hohen Braunkohleanteils reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung im Szenario REF bis 2040 insgesamt im Vergleich zum heutigen Niveau um etwa 50 % auf ca. 140 Mio. t CO<sub>2</sub>. Das errechnete Niveau der CO<sub>2</sub>-Emissionen in 2012 liegt dabei leicht unter den tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2010 (UBA 2012)(vgl. Abbildung 6.16).

Im Vergleich zum Niveau von 2012 reduzieren sich bis 2040 die Emissionen der Stromerzeugung aus Braunkohle um etwa ein Drittel auf ca. 100 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dies liegt zum einen an der leicht reduzierten Erzeugungsmenge und zum anderen an den besseren Wirkungsgraden der neu zugebauten Braunkohleanlagen. Die Emissionen der Stromerzeugung aus Steinkohle reduzieren sich bis 2040 um fast drei Viertel auf ca. 25 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dies ist eine direkte Folge des reduzierten Anteils der Steinkohle am Erzeugungsmix. Die Emissionen der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken fallen bis 2040 geringfügig auf ca. 11 Mio. t CO<sub>2</sub>.

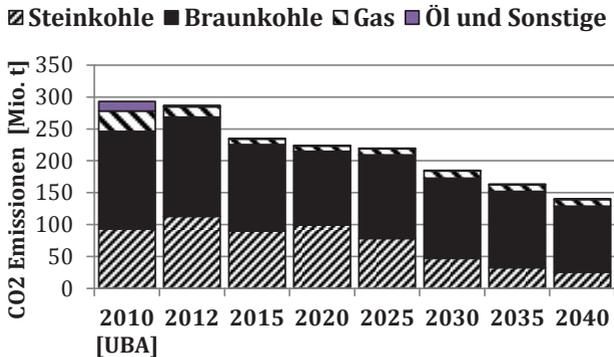


Abbildung 6.16: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung im Szenario REF

Gemäß den im Energiekonzept festgelegten Zielen sollen bis 2050 80 % des Treibhausgasausstoßes gegenüber 1990 reduziert werden (vgl. BMWi & BMU, 2011). Bis 2050 sollen in Deutschland damit in allen Sektoren nur noch ca. 200 Mio. t CO<sub>2</sub>-äquivalente Emissionen ausgestoßen werden. Dazu sollte der Treibhausgasausstoß bis 2040 bereits um 70 % auf ca. 300 Mio. t CO<sub>2</sub> reduziert sein. Da die Energiewirtschaft für fast 40 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich ist (vgl. UBA, 2012), müssen die Emissionen dieses Sektors überproportional reduziert werden. In den, dem Energiekonzept zugrunde liegenden, Zielszenarien werden für die Stromerzeugung dementsprechend CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen ca. 55-70 Mio. t CO<sub>2</sub> für 2040 erreicht (vgl. ewi et al., 2010). Die mit PERSEUS-NET-ESS errechneten Emissionen der Stromerzeugung im Szenario REF liegen mit 140 Mio. t CO<sub>2</sub> für 2040 auf etwa dem doppelten Wert und machen somit das Erreichen der Ziele bezüglich des Treibhausgasausstoßes unwahrscheinlich.

## 6.2.6 Gesicherte Leistung

Um die Versorgungssicherheit auch an Tagen mit keiner bzw. wenig Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen sicherzustellen, wird in der gewählten Zeitstruktur ein Extrehtag berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.2.3). Die Nachfrage an dem Extrehtag setzt sich aus der „konventionellen Nachfrage“ eines Winterwerktags, der EV-Nachfrage eines Werktags und der speicherbedingten Nachfrage zusammen (vgl. Abbildung 6.17 unten). Dadurch ergibt sich im Jahr 2040 für 9.00 Uhr eine Nachfragespitze von ca. 75,5 GW (66,5 GW konventionelle Nachfrage, 9 GW EV-Nachfrage).

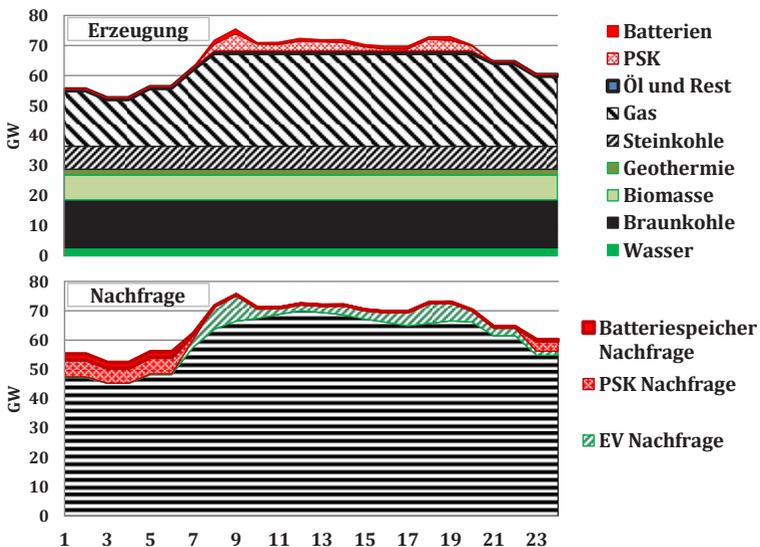


Abbildung 6.17: Erzeugung und Nachfrage am Extrehtag im Jahr 2040

Die Deckung dieser Nachfragespitze erfolgt zu über 40 % durch die installierten Gaskraftwerke. Die geringen Vlh der Gasturbinen (107 in 2030, 116 in 2040) legen den Schluss nahe, dass viele der Gasturbinen primär aufgrund des Extremtages installiert werden. 21 % der Höchstlast werden durch Braunkohle-Kraftwerke ge-

deckt, 10 % durch Steinkohle-Kraftwerke und weitere 11 % durch Biomasse-Anlagen. Öl, Geothermie und Wasserkraftwerke decken in Summe weitere 7 %. Die verbleibenden 10 % werden durch die Speicherkraftwerke gedeckt. 8 % werden in PSK erzeugt und 2 % in den installierten Batteriespeichersystemen. Insgesamt werden die Speichersysteme dazu genutzt, die höchste Last auf ein möglichst gleichbleibendes Niveau zu reduzieren (vgl. Abbildung 6.17 oben).

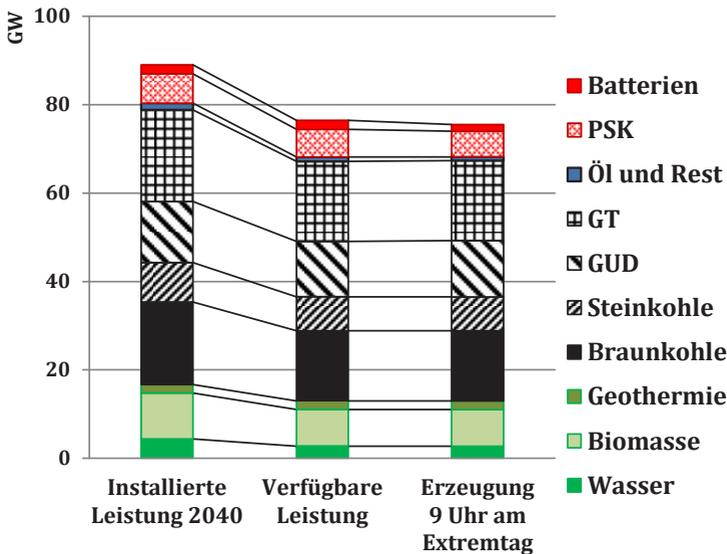


Abbildung 6.18: Deckung der Lastspitze des Extremtags im Jahr 2040 nach Energieträgern

Ein Vergleich der Erzeugung während der Zeitscheibe mit der höchsten Last und der verfügbaren Leistung nach Energieträgern lässt erkennen, dass alle thermischen und EE-Anlagen bis zu ihrer exogen vorgegebenen Verfügbarkeit genutzt werden (vgl. Abbildung 6.18 und Abschnitt 5.2.4 bzw. 5.2.5). Bei PSK mit einer Verfügbarkeit von 95 % wird hingegen 88 % der installierten Leistung verwendet. Bei Batteriespeichern wird bei einer Verfüg-

barkeit von 100 %, 74 % der installierten Leistung genutzt. Erzeugungsseitig werden die Speicher nachts durch einen Mix der vorhandenen thermischen und EE-Anlagen geladen.

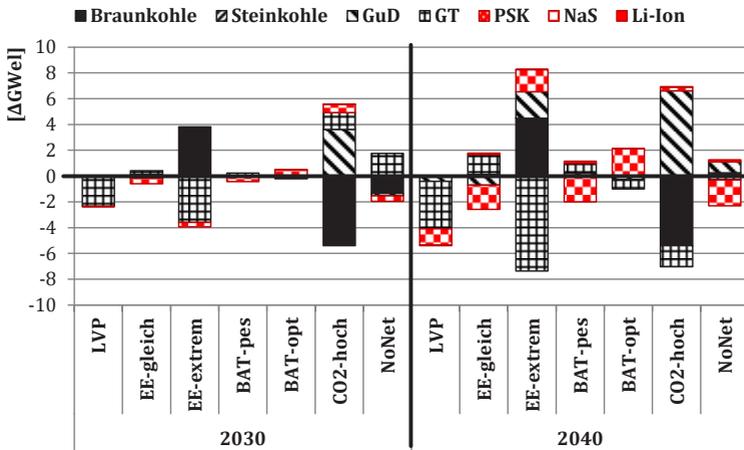
## 6.3 Vergleichende Szenarienanalyse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Szenariorechnungen miteinander und vor allem mit dem Referenzszenario verglichen, um wichtige Einflussfaktoren für die Bestimmung des notwendigen Speichierzubaus zu identifizieren. Über die hier vorgestellten Ergebnisse hinausgehende Übersichtstabellen der Ergebnisdaten finden sich im Anhang in Tabelle A.I bis Tabelle A.IX.

Beim Szenario EE-extrem ist anzumerken, dass das PERSEUS-NET-ESS-Modell in 2040 mit den extremen Windeinspeisekurven und dem eigentlichen EE-Ziel von 65 % nicht lösbar ist. Deswegen beziehen sich die gezeigten Ergebnisse des Szenarios EE-extrem stattdessen auf eine Rechnung mit einem EE-Ziel von 63 %.

### 6.3.1 Entwicklung des Kraftwerkspark

Bis auf beim Szenario LVP wird in allen Szenarien mit ca. 224 GW nahezu dieselbe Leistung installiert (vgl. Abbildung 6.19 sowie im Anhang Tabelle A.I und Tabelle A.II Speicher- und thermische Kraftwerkleistung der Jahre 2030 und 2040 nach Szenarien). Grund dafür ist, dass der Extrehtag in allen Fällen eine Untergrenze für den Aufbau von thermischen Kraftwerken und Speichern vorgibt. Bei der Zusammensetzung der installierten Leistung gibt es aber Unterschiede.



**Abbildung 6.19: Abweichungen im resultierenden Kraftwerkspark der Szenarien zum Referenzszenario**

Durch die Verschiebung der EV-Nachfrage in die Nacht fällt die höchste Lastspitze des Extremtags im Szenario LVP geringer aus als in den anderen Szenarien. Deshalb wird weniger installierte Leistung benötigt, um diese zu decken. Dementsprechend wird im Szenario LVP im Vergleich zum Szenario REF bis 2030 ca. 2 GW weniger Leistung an Gasturbinen installiert und bis 2040 ca. 4 GW. Zudem wird im Szenario LVP nur wenig Leistung an Speicherkraftwerken endogen zugebaut (vgl. Abbildung 6.20).

Beim Szenario EE-gleich werden die im Szenario REF bis 2040 aufgebauten Batteriespeicher nahezu vollständig durch Gasturbinen ersetzt. Im Szenario EE-extrem kommt es hingegen bis 2030 durch Braunkohlekraftwerke zunächst zu einem verstärkten Aufbau an Grundlastkraftwerken. Diese ersetzen vor allem Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinen und Speicher. Bis 2040 wird der weitere Zubau von Gasturbinen allerdings hauptsächlich durch GuD-Kraftwerke und Speicher ersetzt.

Im Szenario BAT-pes werden die im Szenario REF bis 2040 aufgebauten NaS-Batteriespeicher vollständig durch Gasturbinen respektive GuD-Kraftwerke ersetzt. Umgekehrt werden im Szenario BAT-opt im Vergleich zum Referenzszenario Gasturbinen und GuD-Kraftwerke durch Batteriespeicher ersetzt. Batteriespeicher stellen in diesem Szenario ca. 10 % des gesamten endogenen Kraftwerkszubaues dar.

Zur größten Veränderung des Zubaues an Kraftwerken im Vergleich zum Szenario REF kommt es allerdings im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch. Der hohe CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis führt dazu, dass mit ca. 5,4 GW nur etwa die Hälfte der Braunkohlekraftwerke des Szenarios REF endogen zugebaut werden. Stattdessen werden vor allem GuD-Kraftwerke aufgebaut. Auch Batteriespeicher werden etwas verstärkt zugebaut.

Im Szenario NoNet werden anstelle von Batteriespeichern verstärkt GuD-Turbinen installiert.

Bis 2030 findet in keinem der Szenarien ein nennenswerter Zubau an Batteriespeicherleistung statt. Am höchsten ist der Zubau im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch mit etwas über 1 GW an NaS-Speicherleistung.

Bis 2040 wird mit ca. 4,1 GW im Szenario BAT-opt die höchste Speicherleistung installiert. Nahezu dieselbe Speicherleistung wird im Szenario EE-extrem installiert (ca. 3,8 GW). Mit etwa 2,4 GW respektive 2 GW Speicherzubau folgen das Szenario CO<sub>2</sub>-hoch und das Szenario REF. Mit einem Zubau von etwas über 200 MW an Li-Ionen-Speicherleistung findet der geringste Speicherzubau in den Szenarien BAT-pes und NoNet statt. Auch in den Szenarien EE-gleich (ca. 280 MW) und LVP (ca. 740 MW) wird keine nennenswerte Speicherleistung zugebaut.

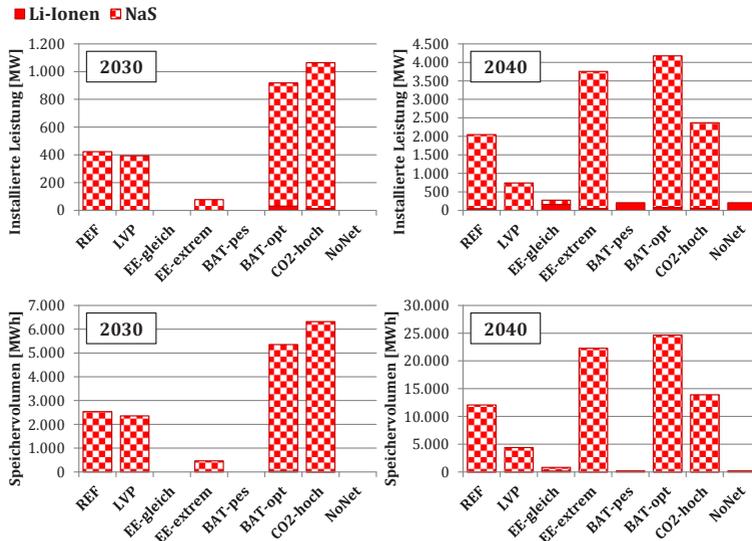


Abbildung 6.20: Speichierzubau nach Szenarien

Da in keinem der betrachteten Szenarien eine wesentliche Leistung an Li-Ionen-Speichern aufgebaut wurde, ist das endogen zugebaute Speichervolumen entsprechend des Energie-Leistungsverhältnisses der NaS-Batterien ungefähr das Sechsfache der installierten Leistung (vgl. Abbildung 6.20).

Neben Speicherkraftwerken müssen thermische Kraftwerke und bedarfsgesteuerte EE-Kraftwerke die Last des Extremtages decken. Infolge dessen werden insbesondere Gasturbinen installiert (vgl. Tabelle A.III: Kumulierter endogener Zubau bis 2030 und 2040 nach Szenarien). So werden selbst im Szenario LVP bis 2030 ca. 9 GW und bis 2040 ca. 17 GW Gasturbinen endogen installiert. Nur im Szenario EE-extrem wird weniger GT-Leistung installiert (8 GW bis 2030 und 13 GW bis 2040). In allen anderen Szenarien liegt die endogen installierte GT-Leistung darüber (bis zu 22 GW bis 2040 im Szenario EE-gleich).

Neben Gasturbinen werden bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien Braunkohlekraftwerke in nennenswertem Umfang installiert. Selbst im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch werden ca. 5 GW an Braunkohlekraftwerken zugebaut. In den anderen Szenarien werden bis 2030 zwischen 9 GW (NoNet) und 15 GW (EE-extrem) installiert. Bis 2040 kommt es mit ca. 2 GW nur noch im Szenario NoNet zu einem nennenswerten weiteren Zubau an Braunkohlekraftwerksleistung.

Im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch werden bis 2040 ca. 8 GW an GuD-Kraftwerksleistung zugebaut, im Szenario EE-extrem ca. 3 GW. Bei den anderen Szenarien liegt der GuD-Zubau zwischen ca. 0,3 GW und knapp 2 GW.

Steinkohlekraftwerke werden in keinem der betrachteten Szenarien zugebaut.

### 6.3.2 Erzeugungsmix und Kraftwerkseinsatz

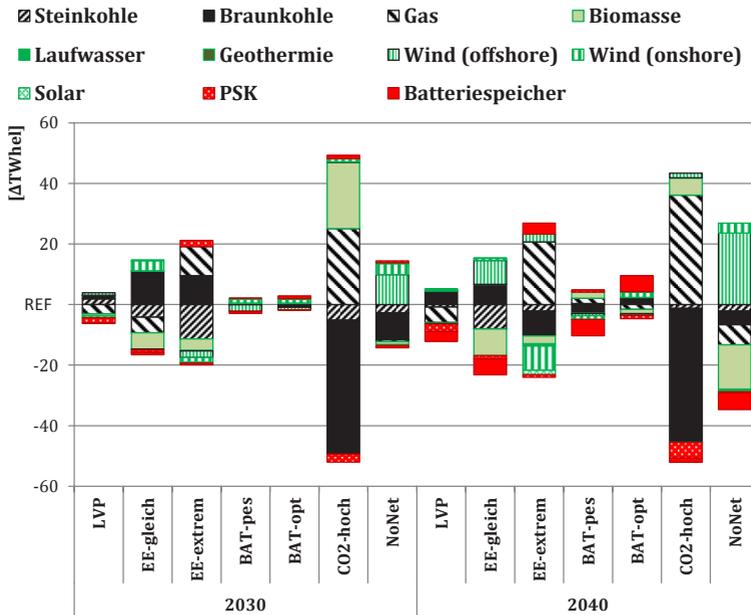
Je nach Szenario und Speichereinsatz werden im Jahr 2030 zwischen 516 und 520 TWh und im Jahr 2040 zwischen 523 und 536 TWh erzeugt. Die sich im Vergleich zum Szenario REF einstellenden Unterschiede sind in Abbildung 6.21 für die verschiedenen Szenarien dargestellt. Die genauen Werte sind zudem im Anhang aufgeführt (Tabelle A.IV: Erzeugung im Jahr 2030 nach Energieträgern und Szenarien und Tabelle A.V: Erzeugung im Jahr 2040 nach Energieträgern und Szenarien).

Im Vergleich zum Szenario REF wird beim Szenario LVP nicht wesentlich mehr aus dargebotsabhängigen EE<sup>17</sup> erzeugt (zusätzlich +0,4 TWh). Unterschiedlich ist aber, dass im Jahr 2040 etwa 5,1 TWh weniger in Gaskraftwerken und 4,6 TWh mehr in Braunkohlekraftwerken erzeugt werden. Durch die vorhandene Flexibi-

---

<sup>17</sup> In PERSEUS-NET-ESS sind dies Wind, PV und Laufwasser.

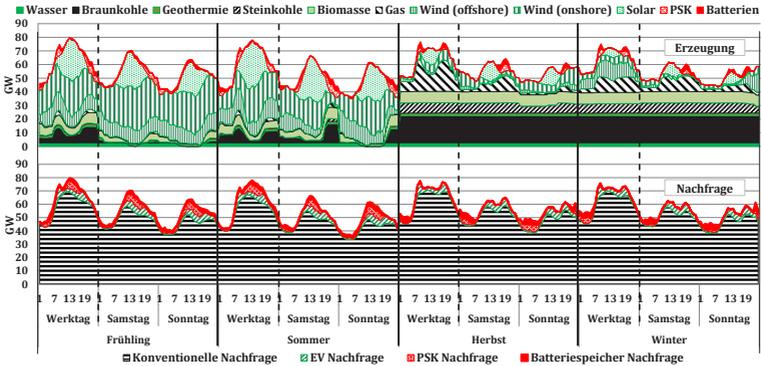
lität der Nachfrage und den geringeren Zubau an Speicherkraftwerken nimmt gegenüber dem Szenario REF auch die Erzeugung aus PSK (-2,4 TWh) und Batteriespeichern (-3,3 TWh) ab.



**Abbildung 6.21: Abweichungen im Erzeugungsmix der Szenarien zum Referenzszenario**

Im EE-gleich Szenario kann hingegen mehr dargebotsabhängige Erzeugung als im Szenario REF integriert werden. Im Vergleich zum Szenario REF werden die zusätzlich 8,8 TWh Erzeugung aus dargebotsabhängigen EE im Jahr 2040 durch eine Senkung der Erzeugung aus Biomasse in gleicher Höhe ausgeglichen. Dadurch wird das EE-Ziel von 65 % exakt eingehalten. Zudem wird weniger Elektrizität aus Speicherkraftwerken (-6,3 TWh) und Steinkohlekraftwerken erzeugt (-8 TWh). Bei Steinkohlekraftwerken führt dies zu einer Kraftwerksauslastung von nur ca. 3.000 Stunden für 2040. Dies wird hauptsächlich durch eine erhöhte Erzeu-

gung in Braunkohlekraftwerken (+6,6 TWh) ausgeglichen. Bei der gleichmäßigen EE-Einspeisung können Braukohlekraftwerke im Jahr 2040 mit Vlh von ca. 6.730 betrieben werden, mehr als in allen anderen Szenarien (vgl. Abbildung 6.23).



**Abbildung 6.22: Zeitlicher Verlauf der Erzeugung und der Nachfrage im Jahr 2040 (Szenario EE-extrem)**

Erwartungsgemäß kann im Szenario EE-extrem deutlich weniger an dargebotsabhängiger Erzeugung aus EE integriert werden als im Szenario REF (-8 TWh im Jahr 2040). Grund dafür ist der potentielle EE-Überschuss im Frühjahr und im Sommer, der nicht in den Herbst bzw. Winter übertragen werden kann. Dies kann allerdings trotz eines im Vergleich zum Szenario REF erhöhten Zubaus nicht durch eine verstärkte Erzeugung aus Braun- oder Steinkohle (-8 TWh und -2 TWh) ausgeglichen werden, hauptsächlich da die thermische Erzeugung nahezu nur auf den Herbst und Winter beschränkt ist (vgl. Abbildung 6.22). Stattdessen steigt die Erzeugung aus Gaskraftwerken deutlich an (+21 TWh im Jahr 2040). Dadurch kommt es in 2040 mit ca. 4.800 zu deutlich niedrigeren Vlh für Braunkohle als in den anderen Szenarien. Gasturbinen haben mit Vlh von ca. 500 hingegen eine deutlich höhere Auslastung. Auch die Auslastung der GuD-Kraftwerke mit ca. 4.600 Vlh wird nur im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch überschritten.

Im Szenario BAT-pes wird nahezu keine Speicherleistung zugebaut. Dementsprechend ist die Erzeugung aus Speicherkraftwerken im Vergleich zum Szenario REF reduziert (-4,6 TWh). Ebenfalls reduziert ist dadurch die Erzeugung aus Braunkohle (-2,9 TWh) und dargebotsabhängigen EE (-2 TWh). Ausgeglichen wird dies im Wesentlichen durch eine erhöhte Erzeugung aus Gas (+1,8 TWh) und Biomasse (+2 TWh).

Nahezu der umgekehrte Effekt tritt im Szenario BAT-opt auf. Durch die erhöhte installierte Speicherleistung kann geringfügig mehr an dargebotsabhängiger EE-Erzeugung integriert werden (+1,4 TWh). Gleichzeitig wird auch mehr Elektrizität in Braunkohlekraftwerken (+2,2 TWh) und Speicherkraftwerken erzeugt (+4,3 TWh). Die Erzeugung aus Gas (-1,6 TWh) und Biomasse (-1,4 TWh) sinkt derweil im Vergleich zum Szenario REF.

Die größten Abweichungen beim Erzeugungsmix zum Szenario REF ergeben sich im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch. Durch die hohen CO<sub>2</sub>-Preise werden deutlich weniger Braunkohlekraftwerke zugebaut. Dementsprechend sinkt die Erzeugungsmenge aus Braunkohle um etwa 44,2 TWh. Die Stromerzeugung aus Steinkohle sinkt zusätzlich um ca. 1,3 TWh. Aufgefangen wird dies hauptsächlich durch eine verstärkte Erzeugung aus Gaskraftwerken (+36,2 TWh). Daneben steigt die Erzeugung aus Biomasse (+5,6 TWh) und aus dargebotsabhängigen EE (+1,4 TWh). Zusammen mit der Braunkohle sinkt die Erzeugung aus PSK und aus Batteriespeichern, obwohl etwas mehr Batteriespeicher installiert werden. Die Vlh aller Speicher sind mit ca. 2.100 deutlich unter den Vlh der Speicher beim Szenario REF und auch unter den Vlh der anderen Szenarien. Mit 66,4 % wird das EE-Ziel von 65 %, anders als bei den bisher beschriebenen Szenarien, leicht überschritten. Grund dafür ist, dass durch die hohen CO<sub>2</sub>-Preise die Erzeugung aus Biomasse vergleichsweise günstig ist.

Auch im Szenario NoNet wird das EE-Ziel mit 67,2 % überschritten. Durch das Ignorieren etwaiger Transportrestriktionen werden volatile Energieträger bis 2040 nahezu nicht abgeregelt. Im Vergleich zum Szenario REF werden im Jahr 2030 ca. 13,5 TWh zusätzlich aus dargebotsabhängigen EE integriert und im Jahr 2040 ca. 26 TWh. Dafür wird die vergleichsweise teure Erzeugung aus Biomasse deutlich reduziert (-1 TWh im Jahr 2030 und -14,7 TWh im Jahr 2040).

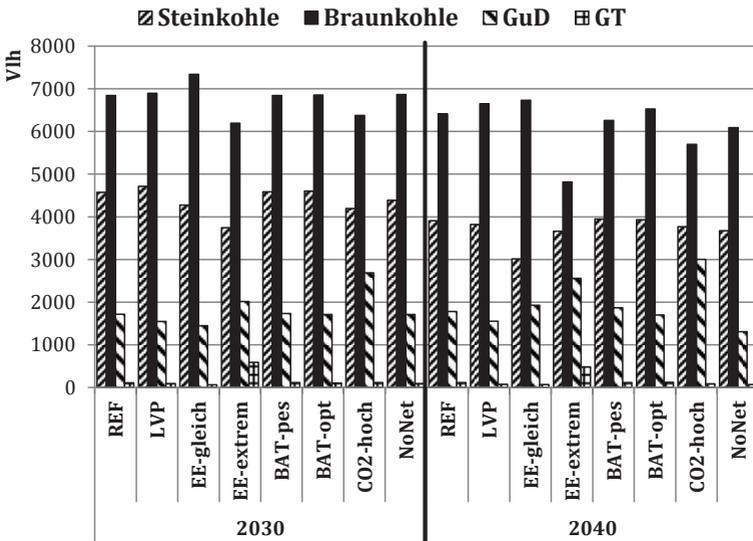


Abbildung 6.23: Volllaststunden der thermischen Kraftwerke nach Szenarien

Allen Szenarien gemein ist, dass die Vlh der Gasturbinen niedrig sind (vgl. Abbildung 6.23). Mit Abstand am höchsten sind diese bei dem Szenario EE-extrem mit 590 Vlh im Jahr 2030 respektive 485 Vlh im Jahr 2040. Bei allen anderen Szenarien werden maximal nur 114-118 Vlh erreicht. Eine vollständige Übersicht über die Vlh aller Energieträger nach Szenarien findet sich im Anhang in Tabelle A.VI: Vlh im Jahr 2030 nach Energieträgern und

Szenarien und Tabelle A.VII: Vlh im Jahr 2040 nach Energieträgern und Szenarien.

### 6.3.3 Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung

Mit Ausnahme der Szenarien CO<sub>2</sub>-hoch und EE-extrem entwickeln sich die durchschnittlichen Grenzkosten der Stromerzeugung aller Szenarien ähnlich zu den Grenzkosten des Szenario REF (vgl. Abbildung 6.24 und Tabelle A.VIII: Durchschnittliche Grenzkosten nach Szenarien). Abweichungen bewegen sich innerhalb von -3 % und +6 % zu dem Durchschnittspreis des Szenarios REF von ca. 58 €/MWh im Jahr 2040. Bis 2030 weichen die Preise maximal um +/- 1 % vom Wert des Referenzszenarios in Höhe von ca. 58 €/MWh ab.

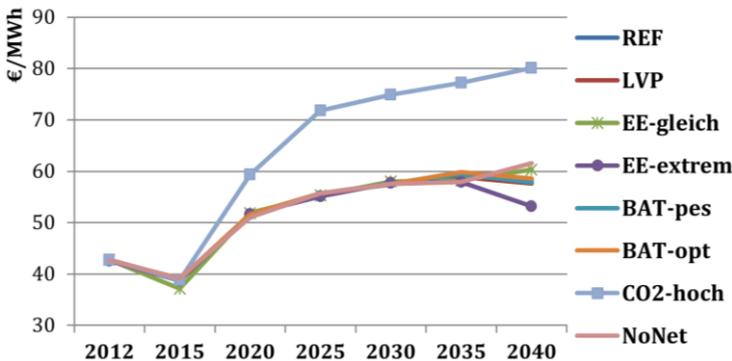


Abbildung 6.24: Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung nach Szenarien

Einzig im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch kommt es zu deutlich höheren durchschnittlichen Grenzkosten. In diesem Szenario ergeben sich bereits für 2030 Preise von ca. 75 €/MWh, die bis 2040 auf 80 €/MWh ansteigen.

Im Szenario EE-extrem kommt es in 2040 mit ca. 53 €/MWh zu etwas tieferen durchschnittlichen Grenzkosten als im Szenario REF. Durch die hohe Abregelung im Frühjahr und im Sommer sind die Grenzkosten in diesen Jahreszeiten mit ca. 17 €/MWh bzw. 15 €/MWh extrem tief. Gleichzeitig sind sie im Herbst und Winter mit 74 bzw. 66 €/MWh vergleichsweise hoch.

### 6.3.4 Netzengpässe und Speicherallokation

Als Folge der Offshore-Windeinspeisung kommt es unter den gewählten Voraussetzungen in allen Szenarien, die das Netz berücksichtigen, zu Netzengpässen im Nordwesten von Deutschland. Engpässe sind dabei Leitungen, die in mindestens einer Zeitscheibe bis zu ihrer Kapazitätsgrenze ausgelastet sind.

Zu den wenigsten Engpässen kommt es im Szenario EE-gleich, zu den meisten Engpässen im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch. Das Netz kann im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch aufgrund der vergleichsweise hohen installierten Speicherleistung und der über nahezu alle Netzknoten verteilten GuD-Kraftwerken bestmöglich ausgelastet werden. Zu den zweitmeisten Engpässen kommt es im Szenario EE-extrem und zu den drittmeisten im Szenario BAT-opt. Dies stützt die These, dass Speicher zu einer besseren Auslastung des vorhandenen Netzes führen. Im Vergleich zum Szenario BAT-opt mit einer installierten Batteriespeicherleistung von ca. 4 GW, kommt es im Szenario REF mit ca. 2 GW endogen installierter Speicherleistung zu 6 % weniger Engpässen und im Szenario BAT-pes mit ca. 0,2 GW Batteriespeicherleistung sogar zu 11 % weniger.

Bei den Speicherallokationen sind zwischen den Szenarien große Übereinstimmungen zu erkennen. Über alle Szenarien hinweg gesehen werden nur an 29 der über 400 abgebildeten Netzknoten endogen Speicher aufgebaut (vgl. Abbildung 6.25). Insgesamt werden von den über 700 NaS-, Li-Ionen- und PSK-Ausbauoptionen nur 35 in mindestens einem Szenario genutzt. Im

Wesentlichen werden dabei Knoten im Nordwesten für den Aufbau von Speichersystemen genutzt. Einzig an einem Knoten im Südosten kommt es in allen Szenarien zu einem Aufbau einer zumindest geringfügigen (10-43 MW) Speicherleistung. Dabei wird an diesem Knoten aber nur die Li-Ionen-Ausbauoption genutzt, die NaS-Ausbauoption bleibt dort in allen Szenarien ungenutzt.

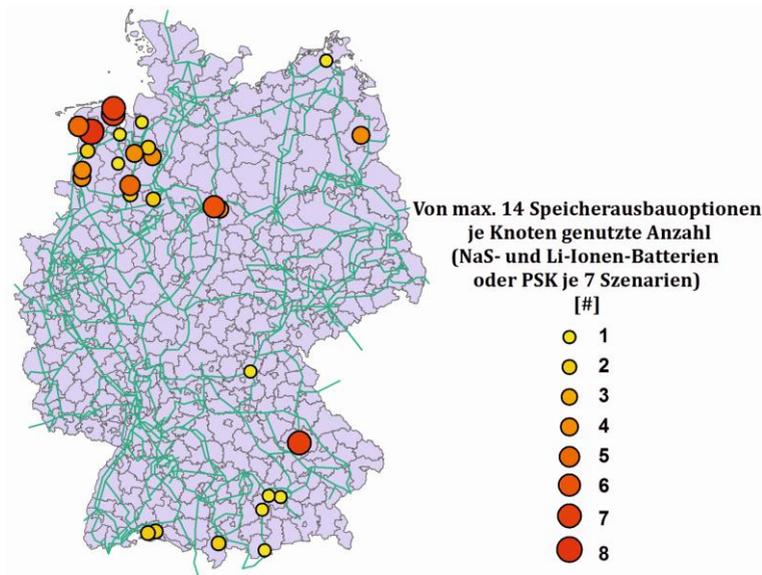


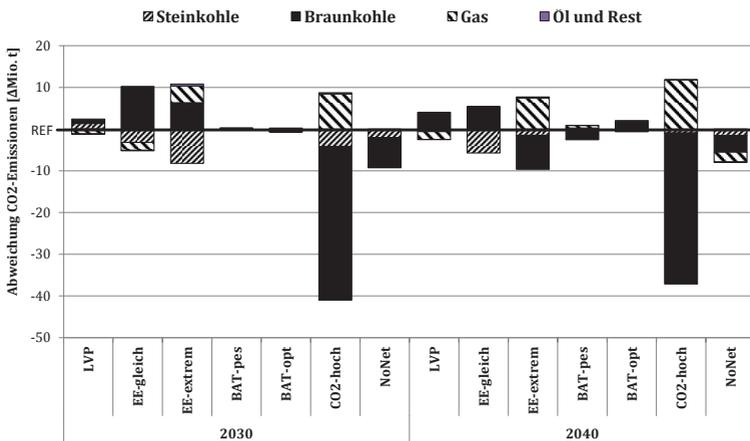
Abbildung 6.25: Für die Speicherallokation genutzte Knoten

### 6.3.5 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Infolge der Unterschiede beim Erzeugungsmix ergeben sich für die Szenarien entsprechende Abweichungen bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dabei sind die Emissionen insgesamt stark vom Braunkohleeinsatz abhängig (vgl. Tabelle A.IX: CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern und Szenarien). Dieser macht, mit Ausnahme

des Szenarios CO<sub>2</sub>-hoch, bei allen Szenarien 21-24 % der gesamten Erzeugung im Jahr 2040 aus.

Durch den höheren Braunkohleeinsatz im Vergleich zum Szenario REF steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario LVP leicht (vgl. Abbildung 6.26). Es werden ca. 101 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Szenarios REF emittiert.



**Abbildung 6.26: Abweichende CO<sub>2</sub>-Emissionen der Szenarien**

Auch im EE-gleich Szenario kommt es in 2030 gegenüber dem Szenario REF zu erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die verstärkte Erzeugung aus Braunkohle (ca. 103 %). In 2040 ist der Unterschied durch die geringere Erzeugung aus Steinkohle aber wieder ausgeglichen (ca. 100 %). Während im Szenario EE-extrem im Jahr 2030 geringfügig mehr emittiert wird als im Szenario REF (ca. 101 %), wird im Jahr 2040 aufgrund eines geringeren Braunkohleanteils weniger CO<sub>2</sub> ausgestoßen (ca. 99 %).

Etwas höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich bis 2040 durch die geringfügig höhere Stromerzeugung aus Braunkohle im Szenario

BAT-opt (ca. 101 %). Nahezu der umgekehrte Effekt zeigt sich im Szenario BAT-pes (ca. 99 %).

Gegenüber dem Szenario REF deutlich verringert sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Szenario NoNet (ca. 95 %). Entscheidend ist dabei die höhere Erzeugung aus EE.

Die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Szenarios CO<sub>2</sub>-hoch um 25 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 115 Mio. t CO<sub>2</sub> bis 2040 folgt aus der erhöhten Erzeugung aus Gas anstelle von Braunkohle (ca. 82 %). Damit liegen die Emissionen der Stromerzeugung allerdings selbst im CO<sub>2</sub>-hoch Szenario für 2040 deutlich über den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Zielszenarien des Energiekonzeptes (vgl. Abschnitt 6.2.5).

### 6.3.6 Gesicherte Leistung

Zur Analyse eines möglichen Beitrags von Speicherkraftwerken zur gesicherten Leistung wird betrachtet, welcher Anteil der installierten Speicherleistung in den Szenarien jeweils zur Deckung der höchsten Lastspitze genutzt wird (vgl. Tabelle 20)

Es fällt auf, dass in den Szenarien, in denen nahezu keine Batteriespeicherleistung endogen zugebaut wird (EE-gleich, BAT-pes und NoNET), 95 % der installierten Speicherleistung in der Stunde der höchsten Last genutzt wird. Dies entspricht dem hinterlegten Verfügbarkeitsfaktor der PSK. Insgesamt ist der Anteil der genutzten Speicherleistung umso kleiner, je mehr Speicherleistung im Gesamtsystem installiert ist. Bei einer höheren installierten gesamten Speicherleistung werden die über Nacht gefüllten Speicher nicht nur primär zur Deckung der höchsten Lastspitzen des Extremtages genutzt. Stattdessen verteilt sich die Nutzung stärker über den Tagesverlauf.

**Tabelle 20: Zur Deckung der höchsten Lastspitze genutzter Anteil der installierten Speicherleistung nach Szenarien**

	PSK [%]	NaS- Batterie [%]	Li- Ionen- Batterie [%]	Gesamte Speicher- leistung [GW]	Gesamt Speicher- systeme [%]
REF	88	74	68	8,6	85
LVP	76	89	63	7,3	77
EE-gleich	95	100	83	6,9	95
EE- extrem	80	73	49	10,4	78
BAT-pes	95	-	94	6,8	95
BAT-opt	68	89	45	10,8	76
CO <sub>2</sub> -hoch	83	84	55	9,0	83
NoNet	95	-	94	6,8	95
Ø-Wert:	86	87	72	7,9	87
Minimal Wert:	68	73	45	6,8	76

Durchschnittlich werden in den Szenarien 86 % der installierten und damit 91 % der verfügbaren PSK Leistung in der Zeitscheibe der höchsten Last genutzt, sowie 87 % der NaS-Batterien und 72 % der Li-Ionen-Batterien. Unter Berücksichtigung des Verfügbarkeitsfaktors der PSK-Anlagen lässt sich daraus schließen, dass die Wahrscheinlichkeit, dass Speicher zur Deckung der höchsten Lastspitze genutzt werden, mit einem höheren Energie-Leistungsverhältnis steigt.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Dieses Ergebnis wurde auch durch weitere, hier nicht näher erläuterte Testrechnungen ohne Berücksichtigung des Extremtages bestätigt. Unter Beibehaltung aller Rahmenbedingung, aber ohne Extremtag, werden zu ca. 90 % Li-Ionen-Batterien aufgebaut und nur ca. 10 % NaS-Batterien.

Des Weiteren werden in den Szenarien mindestens 68 % der installierten PSK-Leistung (72 % der verfügbaren Leistung) zur Deckung der höchsten Last des Extremtages genutzt, sowie mindestens 74 % der installierten NaS-Batterie-Leistung und 45 % der installierten Li-Ionen-Batterieleistung.

## 6.4 Schlussfolgerungen aus den Modellrechnungen

Basierend auf den Modellergebnissen werden hinsichtlich der im Rahmen dieser Arbeit primär betrachteten Forschungsfragen (vgl. Abschnitt 4.2.1) folgende Schlüsse gezogen:

- Thematik:  
Bedarf von Speichersystemen zur Tagesspeicherung im zukünftigen deutschen Energiesystem bei endogener Betrachtung alternativer Technologien wie Gasturbinen oder dem gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen

Bis zum Jahr 2030 und einem Anteil von über 50 % EE ist der wirtschaftliche Bedarf an Tagesspeichern auch bei Berücksichtigung von Netzrestriktionen gering. Mit ca. 1 GW ist der Bedarf in den Szenarien CO<sub>2</sub>-hoch und BAT-opt am höchsten. Bis 2040 und einem Anteil von mindestens 65 % EE werden maximal ca. 4 GW an Speicherleistung installiert, aber nur, falls sich die Batteriepreise optimistisch entwickeln (BAT-opt) oder die mögliche Einspeisung der EE sehr ungünstig sein wird (EE-extrem). Andernfalls ist maximal ein Zubau von etwa 2 GW wirtschaftlich.

Ein Vergleich des Zubaus in den Szenarien BAT-pes, REF und BAT-opt lässt den Schluss zu, dass der Zubau von Speicherleistung den Zubau von Gasturbinen substituiert. Die Technologien stehen also in direkter Konkurrenz zueinander. Die künftige Batteriepreisentwicklung wird darüber entscheiden, welche Leistung an Batte-

rien und welche Leistung an Gasturbinen wirtschaftlich sein wird. Beide Technologien werden zur Deckung von Lastspitzen genutzt.

Ein etwaiges LVP senkt den notwendigen Speicherbedarf ebenfalls. Zudem hat der hinterlegte EE-Einspeiseverlauf in Verbindung mit restriktiven EE-Zielen einen starken Einfluss auf die endogen installierte Speicherleistung. Von den hinterlegten Ausbauoptionen für PSK wird in keinem der Szenarien Gebrauch gemacht.

- Thematik:

Strategische Allokation von Speichersystemen zum Netzengpassmanagement

Die Beschränkung der über die Szenarien hinweg endogen zugebauten Speicher auf 29 der 442 Netzknoten zeigt, dass die Allokation zielgerichtet erfolgt. Speicher werden vorzugsweise nahe der durch die Offshore-Windeinspeisung verursachten Netzengpässe im Nordwesten von Deutschland zugebaut. Meist werden die Speicher dabei auf der Überschussseite der Engpässe aufgebaut, gelegentlich aber auch beidseitig.

Engpässe werden durch Speicher allerdings nicht behoben, vielmehr dehnen sie sich auf weitere Zeitscheiben aus. Die Anzahl der Zeitscheiben, in denen eine Leitung voll ausgelastet ist, steigt. Speicher können dementsprechend dazu beitragen, ein bestehendes Netz besser auszulasten.

- Thematik:

Aufnahmefähigkeit von EE in das Energiesystem mit und ohne Speichersysteme

Ein Vergleich der Integration der dargebotsabhängigen EE bei den Szenarien BAT-pes, REF und BAT-opt lässt die Schlussfolgerung zu, dass Speicher dazu beitragen, EE zu integrieren. Zur besseren PV-Integration durchlaufen Speichersysteme besonders im Früh-

jahr und im Sommer zwei Zyklen am Tag, um die elektrische Nachfrage nicht nur nachts sondern auch während der Mittagsstunden zu erhöhen. Es muss allerdings beachtet werden, dass Speicher dadurch gleichzeitig in mindestens gleichem Umfang die Erzeugung aus Grundlastkraftwerken wie Braunkohlekraftwerken fördern. Im Gegensatz dazu scheint das LVP im hier betrachteten Umfang nahezu keine positiven Auswirkungen auf die Integration von EE zu haben. Vielmehr ist auch beim LVP eine erhöhte Auslastung der Braunkohlekraftwerke die primäre Folge. Zu beachten ist allerdings, dass es in keiner Periode und in keinem Szenario zu einer hohen Abregelung ( $>1\%$  der möglichen Jahreseinspeisung) der PV-Erzeugung kommt. Dementsprechend basieren die gezeigten Unterschiede bei der EE-Integration hauptsächlich auf der Integration von Windstrom.

- Thematik:  
Möglicher Beitrag von Tagesspeichern zur gesicherten Leistung

In allen Szenarien werden Speicher dazu genutzt, in der Zeitscheibe mit der höchsten Nachfrage des Extremtages die Last zu decken. Dabei werden über die Szenarien hinweg mindestens 72 % der verfügbaren PSK-Leistung genutzt sowie 75 % der installierten NaS-Batterieleistung und 45 % der installierten Li-Ionen-Batterieleistung. Tendenziell scheint zu gelten, dass der genutzte Anteil umso höher ist, je weniger Speicherleistung insgesamt installiert ist. Bei vergleichsweise wenig installierter Speicherleistung konzentriert sich der Einsatz der Speicher auf die Zeitscheiben mit der höchsten Last. Des Weiteren steigt der durchschnittlich genutzte Anteil der verschiedenen Speichertechnologien mit dem Energie-Leistungsverhältnis.

Über diese zentralen Fragestellungen hinaus können des Weiteren folgende Schlussfolgerungen aus den Modellergebnissen gezogen werden:

Ein Ausbau der Offshore-Windleistung im Nordwesten Deutschlands, wie momentan im Koalitionsvertrag vereinbart, ist ohne weitere Netzausbaumaßnahmen nicht sinnvoll. Bereits in 2020 bei einer installierten Leistung von 6,5 GW werden in allen Szenarien mit Berücksichtigung des Netzes und einer zeitabhängigen Einspeisung über 9 % der möglichen Einspeisung abgeregelt. Dadurch erreichen die Anlagen im Jahr 2020 Vlh von nur ca. 3.200. Ab 2035 sinken die Vlh sogar noch weiter, trotz des hinterlegten technischen Fortschritts in Form von steigenden maximalen Vlh. In 2040 können aufgrund der Abregelung von mindestens 26 % der möglichen Einspeisung nur noch Vlh von 2.700 (BAT-pes) bis 2.900 (EE-extrem) erreicht werden. Selbst bei einer gleichmäßigen Einspeisung des Windes werden in 2040 25 % der möglichen Einspeisung abgeregelt (EE-gleich). Ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen kann hingegen nahezu der gesamte Offshore-Windstrom genutzt werden und Vlh von ca. 3.800 werden erreicht (NoNet).

Allein durch die Festlegung eines minimalen Anteils an Erzeugung aus EE werden die zum Erreichen der CO<sub>2</sub>-Ziele der Bundesregierung benötigten Emissionsminderungen bei der Elektrizitätserzeugung nicht erreicht werden. Nach dem Wegfall der Kernenergie ist Braunkohle zum billigsten Energieträger für die Stromerzeugung im Grundlastbereich geworden. Die dem System zur Verfügung stehende Flexibilität in Form von Speichern oder LVP wird dazu eingesetzt, die Auslastung der Braunkohlekraftwerke zu erhöhen. Daher kommt es zu einem erhöhten CO<sub>2</sub>-Ausstoß des verbleibenden thermischen Kraftwerksparks. Ein starker Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises kann dazu führen, dass ein Teil der Erzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken hin zu Gaskraftwerken verlagert wird. Allerdings ist bei dem im Rahmen dieser Arbeit vorgegeben Ausbau der EE das Erreichen der CO<sub>2</sub>-Ziele, selbst bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von über 70 €/t CO<sub>2</sub> (57 €/t CO<sub>2</sub>) in 2040 (2030), fraglich. Im Modell könnte eine weitere Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen entweder durch einen erhöhten EE-Ausbau erreicht

werden oder durch die Einschränkung der Braunkohleausbauoptionen. Möglicherweise könnte auch die in Deutschland bislang umstrittene Carbon-Capture-and-Storage-Technologie (CCS) bis 2040 zu einer Emissionsminderung beitragen (vgl. Stigson et al., 2012).

Die geringen Vlh der installierten Gasturbinen lassen darauf schließen, dass ein nicht unwesentlicher Teil installiert wird, um die Last an dem zu berücksichtigenden Extremtag zu decken. Dadurch, dass es an diesem Tag weder Wind noch PV-Einspeisung gibt, muss die Last durch thermische Kraftwerke, Speicherkraftwerke sowie durch Erzeugung aus Biomasse, Laufwasser und Geothermie gedeckt werden. Da Gasturbinen von allen Ausbauoptionen die geringsten Investitionen pro kW installierter Leistung aufweisen, werden dazu bis 2030 in allen Szenarien mindestens 8 GW an Gasturbinen installiert und bis 2040 sogar 13 GW. Mit Ausnahme des Szenarios EE-extrem weisen Gasturbinen in 2030 maximal 114 Vlh auf und in 2040 maximal 118. Selbst im Szenario EE-extrem weisen Gasturbinen in 2030 nur 590 Vlh auf und in 2040 nur 485. Dementsprechend ist es fraglich, ob diese, zur Erhaltung einer gesicherten Leistung notwendigen, Gasturbinen auf der Grundlage des heutigen Marktdesigns wirtschaftlich betrieben werden können. Kapazitätsmechanismen scheinen zur Unterstützung dieser Anlagen notwendig (vgl. Abschnitt 2.1.1).

## 7. Kritische Würdigung und Ausblick

Zur besseren Einordnung der in Kapitel 6 gewonnenen Erkenntnisse wird der durch das PERSEUS-NET-ESS berechnete endogene Speicherzubau im folgenden Abschnitt mit Literaturwerten verglichen. Darüber hinaus wird das Modell in Abschnitt 7.2 kritisch hinterfragt. Im Anschluss werden in Abschnitt 7.3 weitere Verwendungsmöglichkeiten des entwickelten Modellansatzes aufgezeigt.

### 7.1 Einordnung der Ergebnisse in bestehende wissenschaftliche Arbeiten

Zur Einordnung des in Kapitel 6 ermittelten Speicherbedarfs, wird dieser mit Werten zum Speicherbedarf aus der in Abschnitt 3.5 vorgestellten Literatur verglichen. Aufgrund der verschiedenen methodischen Vorgehensweisen und Szenariovoraussetzungen (vgl. Abschnitt 3.5) ist ein direkter Vergleich dieser Werte aber nur eingeschränkt möglich.

Laut einer Studie der VDE werden bis zu einem EE-Anteil von 40 % keine Speicher benötigt. Bei 80 % EE werden 14 GW Speicherleistung mit 70 GWh Speichervolumen zuzüglich zu den bereits heute vorhandenen PSK benötigt (vgl. VDE, 2012a). Nach Genoese & Genoese (2013) werden in 2030 bei einem EE-Anteil von 58 % etwa 12,5 GW Speicher benötigt. Sollte bis 2030 nur ein EE-Anteil von 41 % erreicht sein, werden 11,4 GW benötigt. Im Standardszenario bei Kuhn (2012) werden hingegen bis 2050 und einem EE-Anteil von 80 % etwa 13 GW an Tagesspeichern installiert.

Da auch nach den PERSEUS-NET-ESS-Modellergebnissen kein Speicherzubau vor 2030 und einem EE-Anteil von mindestens 50 % erfolgt, wird für das hier betrachtete System die Aussage der VDE Studie bestätigt, dass bis zu einem EE-Anteil von 40 % kein Speicherzubau benötigt wird. Die durch Genoese & Genoese (2013) ermittelte benötigte Speicherleistung in Höhe von 12,5 GW bei einem EE-Anteil von 58 % bis 2030 kann aufgrund der Szenariovoraussetzungen von Speicherpreisen von 100 €/kW am ehesten mit dem Speicherausbau im Szenario BAT-opt in 2035 verglichen werden. Bei einem EE-Anteil von knapp 60 % und Investitionen für NaS-Speicher in Höhe von ca. 108 €/kW wird in diesem Szenario insgesamt eine Speicherleistung von 9,3 GW bis 2035 aufgebaut. Damit wird im PERSUES-NET-ESS-Modell eine deutlich geringere Speicherleistung aufgebaut. Allerdings erscheinen die von Genoese & Genoese (2013) berechneten 12,5 GW auch verglichen mit den 13 GW an Tagesspeichern, die bei Kuhn (2012) bis 2050 und 80 % EE installiert werden, als relativ hoch.

## 7.2 Kritische Betrachtung des entwickelten Modells

Wie bei allen Modellen gilt auch für PERSEUS-NET-ESS, dass es eine vereinfachte Abbildung der Realität darstellt. Dementsprechend wurden insbesondere bei der zeitlichen Auflösung Abstriche gemacht, um die Lösbarkeit des Optimierungsmodells in einem angemessenen Zeitrahmen zu gewährleisten. Durch die Darstellung einer für bis zu fünf Jahre geltenden Periode über 12+1 Typtage gehen jedoch Informationen verloren, besonders in Verbindung mit der Einspeisung volatiler erneuerbarer Energieträger. Um den Einfluss der in PERSEUS-NET-ESS integrierten Einspeiseverläufe auf den Bedarf an Speichersystemen abzuschätzen, wurden im Rahmen dieser Arbeit die Szenarien EE-gleich und EE-extrem berechnet. Zudem ist die Abbildung mehrerer aufeinanderfolgender Tage oder Wochen ohne jegliche Windeinspei-

sung in der gewählten Zeitstruktur nicht möglich. Im Rahmen dieser Arbeit wird dies aber, wegen der Fokussierung auf Tagespeicher, als annehmbar angesehen.

Ein weiterer wesentlicher Kritikpunkt ist der nicht existente Stromaustausch mit den Nachbarländern. Auf eine vereinfachte Modellierung der Nachbarländer, wie sie im Vorgängermodell PERSEUS-NET (vgl. Eßer-Frey, 2012) vorgenommen wurde, wurde im Rahmen dieser Arbeit aus zwei Gründen verzichtet. Zum einen ist die Abschätzung der zukünftigen Strom Ex- und Importe zwischen Nachbarländern und Deutschland basierend auf historischen Daten aufgrund der aktuellen Wandlungen im Energiesektor nicht realistisch darstellbar. Zum anderen lässt eine vereinfachte Abbildung der Nachbarländer über nur einen Netzknoten im Modell den Stromtransfer über diese Länder zu. Gerade in Nord-Süd-Richtung kann Strom dadurch im Modell möglichst nördlich in das niederländische (französische oder polnische) Netz eingespeist werden und weiter südlich wieder nach Deutschland zurückfließen. Dies wird in der Realität allerdings bereits heute sowohl an der tschechischen als auch an der polnischen Grenze explizit mit Hilfe von Phasenschiebern unterbunden (vgl. NEP, 2013) und sollte deshalb modelltechnisch nicht zugelassen werden. Zudem hat der Stromaustausch mit den Nachbarländern nach Analysen von Kuhn (2012) nur einen geringen Einfluss auf den wirtschaftlichen Speicherausbau. Ein allgemeines Argument gegen die Abbildung des Stromaustausches mit den Nachbarländern ist, dass nachfrageseitig keine Extrema abgebildet werden und aufgrund der Typtage auch einspeiseseitige Varianzen unbeachtet bleiben. Im Sinne der politischen Unabhängigkeit sollte Deutschland in diesen abgebildeten Standardsituationen weitgehend autark agieren können.

Bei der Abbildung des thermischen Kraftwerksparks wurde die maximale Leistung der Anlagen in jeder Zeitscheibe auf die Verfügbarkeit begrenzt. Bei der dem Modell zugrunde liegenden

blockscharfen Abbildung größerer Kraftwerksblöcke könnte stattdessen auch der Komplettausfall einzelner Blöcke für einige Stunden bzw. Zeitscheiben modelliert werden. Des Weiteren wurde der zukünftige Ausbau von thermischen KWK-Anlagen vernachlässigt. Dies wird allerdings durch die Annahme kompensiert, dass Biomasse zum Teil wärmegeführt eingesetzt wird. Durch den Anteil der bereits heute aufgebauten und bis 2040 bestehenden thermischen KWK-Anlagen (20,4 TWh) und den Vorgaben für Biomasse (26,5 TWh) werden in 2040 ca. 47 TWh Strom wärmegeführt in KWK-Anlagen erzeugt.

Kritische Überlegungen zu dem in PERSEUS-NET-ESS verwendeten DC-Ansatz zur Abbildung der elektrischen Flüsse im Übertragungsnetz wurden bereits bei der Entwicklung des Vorgängermodells PERSEUS-NET (vgl. Eßer-Frey, 2012) ausführlich analysiert. Der im Gegensatz zum DC-Ansatz durch die zusätzliche Berücksichtigung der Blindleistung genauere Wechselstrom-(AC)-Ansatz ist nur durch numerische Verfahren lösbar. Deswegen ist die Integration eines AC-Ansatzes in ein Energiesystemmodell der Größe von PERSEUS-NET-ESS kaum möglich. Da in den PERSEUS-Modellen jedoch die langfristige Entwicklung des Energiesystems im Fokus steht und keine spezifischen kritischen Netzsituationen betrachtet werden, sondern vielmehr allgemeine Aussagen über die Netzauslastung getroffen werden, wird die durch den DC-Ansatz gewonnene Näherung der Flüsse im Übertragungsnetz als ausreichend angesehen. Allerdings ist zu erwähnen, dass die Netzdaten zukünftig mit einer genaueren Quelle überarbeitet werden sollten, um die Netzaussagen verlässlicher zu machen. Des Weiteren muss bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden, dass der Netzausbau nur bis 2020/25 im Netz integriert ist und danach kein weiterer Netzausbau berücksichtigt ist.

Nicht alle Vorteile, die Speicher bieten, können im entwickelten Modell berücksichtigt werden. Deshalb könnte das Modell die wirtschaftlich installierbare Speicherleistung unterschätzen. Dazu

zählen zum Beispiel der Vorteil der Schwarzstartfähigkeit von Speichern oder das Angebot von Systemdienstleistungen, wie Frequenzhaltung oder Blindleistungskompensation. Durch die maximal stündliche untertägige Auflösung konnte auch die schnelle Reaktionszeit von Speichersystemen im Bereich der Sekundär- oder Primärreserve nicht berücksichtigt werden.

Grundsätzlich muss bei der Interpretation der durch PERSEUS-NET-ESS gewonnenen Ergebnisse beachtet werden, dass das deutsche Energiesystem im Modell aus Gesamtsystemsicht betrachtet wird. Marktmechanismen sowie das strategische Verhalten einzelner Akteure (z. B. der Energieversorgungsunternehmen) werden nicht berücksichtigt. Zudem werden die Verteil- und Mittelspannungsnetze nicht explizit berücksichtigt. Die in diesen Netzebenen induzierte Last und Einspeisung wird nur aggregiert auf der Übertragungsebene betrachtet. Dadurch kann auch der Einsatz von dezentralen Batteriespeichersystemen in Haushalten mit PV-Anlagen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs nur aggregiert über die am Netzknoten des Übertragungsnetzes anfallende Residuallast berücksichtigt werden. Hierbei wird vernachlässigt, dass Speicher aus Sicht von Hauseigentümern aufgrund der vergleichsweise hohen Strompreise für Haushalte möglicherweise früher wirtschaftlich sein können und zudem gleichzeitig eine Absicherung gegenüber künftiger Preisanstiege bedeuten.

## 7.3 Ausblick und weitere Anwendungsmöglichkeiten des entwickelten Modells

Bei einigen der im vorhergehenden Abschnitt erläuterten Kritikpunkte stellt die Rechenzeit den limitierenden Faktor dar. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass durch den Einsatz von leistungsstärkeren Computern oder neuen Konzepten, wie Cloud

Computing und High Performance Cluster, zukünftig rechenzeitintensive Modellerweiterungen möglich sein werden.

Um etwaige Nachteile durch den myopischen Ansatz auszugleichen, könnte die Voraussicht auf eine zukünftige Periode erweitert werden. Bei der Berechnung des Kraftwerkzubaus einer Periode würde die darauffolgende Periode mit den zeitabhängigen Inputfaktoren mitberücksichtigt. Das entspricht einem sogenannten „rolling horizon“ Ansatz (vgl. Chand et al., 2001). Dazu müsste die Zeitstruktur je Periode allerdings entsprechend „halbiert“ werden, um ein ähnlich großes Problem zu erhalten. Deshalb wurde dies bei der im Rahmen dieser Arbeit behandelten Fragestellung des zukünftigen Speicherbedarfs nicht umgesetzt (vgl. Abschnitt 4.2.3). Der Speicherzustand und das Lastwechselverhalten sollten über mehrere aufeinanderfolgende Stunden und Tage untersucht werden. Je nach betrachteter Fragestellung (und zur Verfügung stehender Rechenzeit) kann eine Voraussicht über mindestens eine Periode bei einer gleichzeitig reduzierten Anzahl von Zeitscheiben aber zielführend sein.

Eine weitere Möglichkeit zur methodischen Erweiterung des Modells könnte eine stochastische Modellierung des Ausfalls einzelner Blöcke sein. Der bislang verwendete Verfügbarkeitsfaktor stellt eine Vereinfachung dar. Da der existierende Kraftwerkspark aber ohnehin blockscharf abgebildet ist, könnte auch der stunden- oder tageweise Komplettausfall einzelner Blöcke modelliert und untersucht werden. Auch muss künftig möglicherweise der Ausfall größerer Windparks berücksichtigt werden.

Eine stochastische Modellierung der Einspeisung der EE erscheint bei einem kombinierten Einsatz- und Ausbauplanungsmodell der Größe von PERSEUS-NET-ESS hingegen in naher Zukunft nicht möglich. Die Volatilität der Einspeisung kann aber durch die Hinzunahme weiterer Zeitscheiben und einer räumlicheren Differenzierung der Daten verbessert abgebildet werden. Des

Weiteren sollte bei der Verwendung von mehr Zeitscheiben darauf geachtet werden, dass auch PV-Anlagen lokal und zeitlich begrenzt mit voller oder nahezu voller Leistung einspeisen (vgl. Abschnitt 5.2.6.3). Bei den PV-Anlagen werden bisher nur bundeslandspezifische Vlh berücksichtigt. Durch eine räumlich detaillierte Untersuchung könnten sowohl für die Vlh als auch für den Einspeiseverlauf Netzknoten spezifische Daten gewonnen werden. Bei den Windanlagen sind zwar bereits knotenspezifische Vlh hinterlegt, die Einspeiseverläufe sind aber, wie bei den PV-Anlagen auch, einheitlich für die Regionen der vier Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Abschnitt 5.2.6.2).

Erstrebenswert wäre auch die Erweiterung des Modells um eine Abbildung der Nachbarländer. Ideal wäre hierbei die Abbildung des gesamten europäischen Stromverbunds. Dabei sollten aber zumindest die Länder, die auf Übertragungsebene mehrere Kuppelstellen zu Deutschland aufweisen, nicht über nur einen Netzknoten abgebildet werden, wie dies im Vorgängermodell PERSEUS-NET bereits der Fall war. Vielmehr sollte bei diesen Ländern das Netz (zumindest teilweise) mitabgebildet werden. Die Einspeisung der EE sollte räumlich mindestens nach Ländern unterschieden werden, um etwaige überregionale Ausgleichseffekte untersuchen zu können. Eine andere Möglichkeit, den Austausch mit den Nachbarländern zu berücksichtigen, wäre eine Kopplung des PERSEUS-NET-ESS-Modells mit einem europäischen Energiesystemmodell aus dem die entsprechenden grenzüberschreitenden Elektrizitätsflüsse für jede Zeitscheibe gewonnen werden können. Für das Vorgängermodell PERSEUS-NET wurde dies im Rahmen der Arbeit von Heinrichs (2013) bereits umgesetzt.

Eine weitere bereits im Abschnitt 5.2.8 erwähnte Erweiterungs- und Anwendungsmöglichkeit des Modells besteht in der Integration zukünftiger Netzausbauszenarien. In einem ersten Schritt könnten für exogen vorgegebene Ausbauszenarien die resultie-

renden Kosten und der resultierende Kraftwerkspark verglichen werden. Idealerweise würde der Netzausbau aber endogen erfolgen. Gerade im Zusammenspiel mit den in PERSEUS-NET-ESS implementierten Speichersystemen ist diese Fragestellung relevant.

## 8. Zusammenfassung

Das deutsche Energiesystem ist im Wandel. Die konventionelle Erzeugung von Elektrizität aus Kernenergie und Kohle wird zunehmend durch die Erzeugung aus EE ersetzt. Daher hat sich die Prämisse überholt, dass Strom zu dem Zeitpunkt erzeugt wird, zu dem er auch nachgefragt wird. Die Stromerzeugung aus EE, die bereits heute (im Jahr 2013) 24 % der Bruttostromerzeugung ausmacht, ist zum Großteil dargebotsabhängig. Strom kann nur zum Zeitpunkt und an dem Ort erzeugt werden, an dem die erneuerbaren Energieträger zur Verfügung stehen. Dadurch müssen im Elektrizitätssystem Angebot und Nachfrage zunehmend sowohl hinsichtlich des Zeitpunktes als auch des Ortes in Einklang gebracht werden.

Schnell agierende Erzeugungseinheiten sind notwendig, um eine abrupte Laständerung der Erzeugung aus volatilen Energieträgern zu kompensieren. Konventionelle Braun- und Steinkohlekraftwerke sind hierbei zu träge. Stattdessen werden beispielsweise moderne Gasturbinen oder Speichersysteme benötigt. Zur zeitlichen Entkoppelung von Stromnachfrage und -erzeugung bei gleichzeitiger Nutzung des zur Verfügung stehenden Windeinspeisepotenzials können Speichersysteme einen wichtigen Betrag leisten.

Durch den Aufbau von weiteren Windparks im Norden von Deutschland wird sich diese Problematik künftig noch verstärken. Um die erzeugten Strommengen von Norddeutschland zu den Lastzentren in West- und Süddeutschland zu transportieren, muss das Übertragungsnetz künftig weiter ausgebaut werden. Die bislang in Deutschland existierenden Hoch- und Höchstspannungsleitungen sind jedoch auf eine zentrale Erzeugung nahe den Lastzentren ausgelegt und damit den Anforderungen der Ener-

gewende nicht länger gewachsen. Der Netzausbau schreitet jedoch nur langsam voran, folglich müssen existierende Leitungen bestmöglich ausgenutzt werden.

Das zentrale Thema der vorliegenden Arbeit ist, inwiefern elektrische Tagesspeicher einen Beitrag leisten können, um künftig die aufgezeigte Problematik zu entschärfen. Dabei wird der zukünftige Bedarf an Tagesspeichern in Deutschland unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen der Übertragungsnetzebene berechnet. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, neben der installierten Leistung auch die Allokation von Speichersystemen zu analysieren. Eine geeignete Allokation der Speichersysteme kann helfen, die Auslastung bestehender Leitungen und Kraftwerke zu steigern. Speicher als Alternative zum Netzausbau werden im Rahmen dieser Arbeit nicht direkt betrachtet. Vielmehr wird analysiert, wie der endogen bestimmte Speicherzubau und ein gegebenes Netz sich unter verschiedenen Rahmenbedingungen gegenseitig beeinflussen.

Um diese Fragestellung untersuchen zu können wurde das Energiesystemmodell PERSEUS-NET-ESS entwickelt. Der Abbildungsraum des Optimierungsmodells ist das deutsche Energiesystem mit einem integrierten Nodal-Pricing-Ansatz. Dabei werden über 270 Erzeugungsanlagen blockscharf abgebildet und spezifischen Netzknoten zugewiesen. Die Kapazitäten kleinerer Anlagen sind auf Kreisebene zusammengefasst und werden anteilig auf die am nächsten gelegenen Netzknoten verteilt. Dabei sind über 440 Netzknoten und über 550 Leitungen des Hoch- und Höchstspannungsnetzes berücksichtigt. Der Treiber des linearen (gemischt-ganzzahligen) Optimierungsmodells ist die ausgabenminimale Deckung der exogen an jedem Netzknoten vorgegebenen Last. Diese Last kann entweder durch Stromerzeugung in den am Lastknoten existierenden oder neu aufzubauenden Kraftwerken gedeckt werden oder aber durch Stromtransfer von einem der benachbarten Netzknoten.

Der ausgabenminimierende Ansatz des Modells PERSEUS-NET-ESS ermöglicht es, Speichersysteme unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten mit alternativen Technologien, wie dem Abregeln von EE und schnell agierenden Gasturbinen, zu bewerten. Zur Entwicklung des Modells waren folgende Änderungen des bereits existierenden PERSEUS-NET-Modells erforderlich.

Anstelle eines Ansatzes mit perfekter Voraussicht wurde für die Optimierung ein myopischer Ansatz gewählt. Bei der Optimierung jeder Periode (mind. jedes fünfte Jahr) sind ausschließlich die aktuellen Rahmenparameter bekannt, künftige Veränderungen werden nicht berücksichtigt. Die unterjährige Zeitstruktur wurde entsprechend der Fragestellung angepasst. Ein Jahr wird über drei Typtage (Werktag, Samstag, Sonntag) je Jahreszeit und einem Extremtag ohne PV- und Windeinspeisung repräsentiert. Dabei wird tagsüber eine stündliche Auflösung genutzt, während nachts je zwei Stunden zu einer Zeitscheibe zusammengefasst sind. Das Basisjahr wurde von 2007 auf 2012 verschoben und der Berechnungshorizont von 2030 auf 2040 erweitert. Im Zuge dessen wurde die Kraftwerksdatenbank aktualisiert.

Über einen Extremtag, an dem weder Wind- noch PV-Einspeisung vorliegt, wird die Versorgungssicherheit gewährleistet. Für die restlichen 12 Typtage ist der Einspeiseverlauf der volatilen Energieträger für die Regionen der vier Übertragungsnetzbetreiber räumlich differenziert und richtet sich nach historischen Einspeiseprofilen. Um abschätzen zu können, welchen Einfluss die Einspeiseprofile auf die Modellergebnisse haben, werden die Einspeiseprofile in drei Szenarien variiert (Szenario REF, EE-gleich, EE-extrem). Die maximalen Volllaststunden sind für PV-Anlagen nach Bundesländern differenziert und für Windanlagen kreisgenau.

Zur verbesserten Beschreibung der Flexibilität des thermischen Kraftwerkspark wurden in das Modell neben den bestehenden Lastwechselkosten auch Anfahrkosten für thermische Anlagen

integriert. Diese linearen Einschränkungen wurden zuvor in einer Voruntersuchung mit einer gemischt-ganzzahligen Beschreibung von Mindeststillstands- und -betriebszeiten verglichen und als geeignet ausgewählt. Zudem wurden für die existierenden KWK-Anlagen und für Biomasse-Anlagen Untergrenzen an wärmegeführter Stromerzeugung eingeführt.

Für die Abbildung der existierenden Pumpspeicherkraftwerke und möglicher Speicherausbauoptionen wurden zudem mehrere Gleichungen implementiert. Als Speicherausbauoptionen werden dabei in der Datenbank zwei verschiedene Batteriespeicher vorgegeben. Zum einen ein Li-Ionen-Speicher mit einem Energie-Leistungsverhältnis von 1:1 und ein NaS-Speicher mit einem Verhältnis von 6:1. Da die Entwicklung der Batteriepreise großen Unsicherheiten unterworfen ist, wurden diese im Vergleich zum Referenzszenario in zwei Szenarien variiert (BAT-opt, BAT-pes).

Weitere Modelländerungen wurden zur Abbildung von Lastverschiebepotentialen der Elektrofahrzeuge vorgenommen. Durch die szenarienhafte Integration des Lastverschiebepotentials (Szenario LVP) im Sinne von Demand Side Management wird auch lastseitig eine Alternative zum künftigen Speicherausbau betrachtet.

In insgesamt acht Szenarien wurde der zukünftige Speicherbedarf analysiert. Neben den bereits erwähnten Szenarien wurde dabei im Szenario CO<sub>2</sub>-hoch der CO<sub>2</sub>-Preis als doppelt so hoch wie im Szenario REF angenommen. Darüber hinaus wurde das deutsche Elektrizitätssystem im Szenario NoNet als Kupferplatte – ohne Netzrestriktionen – berechnet.

Aufgrund der hohen Rechenintensität des entwickelten Modells wird ein zweistufiger Optimierungsansatz gewählt. In der ersten Stufe werden an jedem der über 440 abgebildeten Netzknoten des Übertragungsnetzes Speicherausbauoptionen für NaS- und für Li-

Ionen-Speicher berücksichtigt. Dabei werden ihnen Wirkungsgrade von 100 % zugewiesen und der Speicherausbau wird linear berechnet. In der zweiten Stufe wird nur bei den Netzknoten Speicherausbau zugelassen, bei denen in der ersten Stufe ideale Speicher zugebaut wurden. In dieser wiederholten Rechnung werden Speicherausbauoptionen und bereits existierende Pumpspeicherkraftwerke mit Hilfe von Binärvariablen und realen Wirkungsgraden abgebildet. Die Optimierung erfolgt dementsprechend gemischt-ganzzahlig.

Ein zentrales Ergebnis der PERSEUS-NET-ESS Rechnungen ist, dass vor 2030 und einem EE-Anteil von unter 50 % des Nettostromverbrauchs keine Speicherleistung endogen zugebaut wird. Darüber hinaus ist bei einem EE-Anteil von 50 % der wirtschaftliche Bedarf an Tagesspeichern mit maximal ca. 1 GW noch sehr gering. Bei einem Anteil von 65 % EE steigt der Speicherbedarf zwar grundsätzlich, er ist aber erheblich abhängig von den gewählten Szenariobedingungen.

Im Referenzszenario REF wird für 2040 und einem EE-Anteil von 65 % ein Speicherbedarf von 2 GW ermittelt. Dieser ist sowohl von den angenommenen Batteriepreisen als auch von den angenommenen Einspeiseverläufen der volatilen Energieträger abhängig. Eine optimistische Annahme zur Batteriepreisentwicklung führt zu einem höheren Bedarf von etwas über 4 GW. Eine pessimistische Annahme führt hingegen dazu, dass bis 2040 nahezu kein wirtschaftlicher Speicherbedarf besteht. Ein gleichmäßiger Windeinspeiseverlauf führt ebenfalls dazu, dass nahezu kein Speicherbedarf besteht. Ein für das Energiesystem ungünstiger Einspeiseverlauf führt andererseits wieder zu einem Bedarf von ca. 4 GW. Das Wegfallen von Netzrestriktionen mindert den Speicherbedarf ebenso wie ein mögliches Lastverschiebepotential durch Elektromobilität. Positiv auf den Bedarf wirkt sich hingegen ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis aus.

An Tagen mit einer hohen PV-Einspeisung durchlaufen Speichersysteme zwei Zyklen. Neben dem klassischen nächtlichen „Valley Filling“, werden Speicherkraftwerke auch mittags dazu eingesetzt, die elektrische Nachfrage zur besseren Integration der PV-Einspeisung zu steigern. So wird gleichzeitig vermieden, dass Grundlastkraftwerke und damit insbesondere Braunkohlekraftwerke ihre Leistung tagsüber oder auch nachts reduzieren. Die Entladung der Speicher findet dementsprechend nicht zum Abfangen etwaiger Nachfragespitzen in der Mittagszeit statt, sondern morgens und abends. Dies wird zusätzlich dadurch gefördert, dass es – bedingt durch die Elektromobilität – mittags und abends zu neuen Lastspitzen kommt. Diese werden durch eine unmittelbar nach dem Weg zur oder von der Arbeit erfolgenden Ladung hervorgerufen.

Eine etwaige lastseitige Flexibilität durch Lastverschiebepotentiale der Elektromobilität führt, ebenso wie der Einsatz von Speichersystemen, zu einer verbesserten Auslastung der Grundlastkraftwerke. Nachteilig daran ist, dass die hohe Auslastung der Braunkohlekraftwerke das Erreichen der Emissionsminderungsziele der Bundesregierung in allen Szenarien unwahrscheinlich macht.

Des Weiteren wird ein großer Anteil der installierten Speicherleistung genutzt, um die höchste im System auftretende Spitze der Residuallast zu decken. Nach den Modellrechnungen können Lithium-Ionen-Speicher mit einem Energie-Leistungsverhältnis von 1:1 mindestens mit 45 % zur gesicherten Leistung gezählt werden und die installierten NaS-Speicher mit einem Verhältnis von 6:1 zu mindestens 75 %. Ähnliches gilt mit 72 % für die bereits heute installierten PSK. Tendenziell fallen diese Anteile aber mit der gesamt installierten Speicherleistung. Die Deckung der höchsten Lastspitze erfordert zudem den Ausbau zusätzlicher Gasturbinen.

Auf Grund der in allen Szenarien geringen Volllaststunden der Gasturbinen ist es allerdings fraglich, ob diese aus Betreibersicht wirtschaftlich sein können.

Aufgebaut werden die Speicher nahezu immer in der Nähe von Netzengpässen, die sich im Modell insbesondere aufgrund der Offshore-Windeinspeisung im Nordwesten von Deutschland einstellen. Die Speicher führen zu einer höheren Auslastung der Engpassleitungen, indem die Leitungen über den gesamten Tagesverlauf hinweg stärker ausgelastet sind. Nicht zuletzt aus diesem Grund führen Speicher auch zu einer leicht verbesserten Integration der Windeinspeisung. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass in allen Szenarien mit Berücksichtigung der Netzrestriktionen ein erheblicher Teil (bis zu ca. 25-30 % in 2040) der Offshore-Windleistung abgeregelt wird, während ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen kaum abgeregelt wird. Dementsprechend ist ein Ausbau, in der momentan im Koalitionsvertrag vorgesehenen Höhe, ohne weiteren Netzausbau nicht sinnvoll.

Bei einer zunehmenden Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energieträgern können Tagesspeicher einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Zum einen können insbesondere Batteriespeicher künftig im Übertragungsnetz wichtige Systemdienstleistungen übernehmen. Zum anderen können Tagesspeicher die Auslastung von EE-Kraftwerken, den verbleibenden thermischen Grundlastkraftwerken sowie von existierenden Leitungen steigern. Daher sind Tagesspeicher ein wichtiger Bestandteil auf dem Weg zu einem EE-Anteil von 80 % bis 2050. Zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern müssen jedoch künftig deren Herstellungskosten durch intensive Forschungsaktivitäten reduziert werden. Auch ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis könnte die Wirtschaftlichkeit von Tagesspeichern im Vergleich zu der von konventionellen Kraftwerken erhöhen.



# Literaturverzeichnis

- 50Hertz (2013). Zugriff am 01.02. 2014 auf  
<http://www.50hertz.com/de/unternehmen.htm>
- AEE (2012). Strom speichern. Renewes Spezial. Bd 57. Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin.
- AfEE (2014). föderal erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie. Agentur für Erneuerbare Energien. Zugriff am 01.02.2014 auf  
<http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/D/kategorie/wind>
- AGEB (2013). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012. AG Energiebilanzen e.V., Berlin.
- AGEB (2014). Stromerzeugung 1990-2013. Arbeitskreis Energiebilanzen e.V., Berlin. Zugriff am 01.03.2014 auf  
<http://www.ag-energiebilanzen.de>
- Agnew M, Schrattenholzer L, Voß A (1979). A model for energy supply system Alternatives and their general environmental impact. International Institute for Applied System Analysis (IIASA), Laxenburg.
- Ahlert K-H (2010). Economics of Distributed Storage Systems - An economic analysis of arbitrage-maximizing storage systems at the end consumer level. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe.
- Alotto P, Guarnieri M, Moro F (2014). Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 29 (0):325-335.  
doi: 10.1016/j.rser.2013.08.001
- Amprion (2013). Zugriff am 01.02. 2014 auf  
<http://www.amprion.de/unternehmen>
- Ardone A (1999). Entwicklung einzelstaatlicher und multinationaler Treibhausgasminderungsstrategien für die Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von potimierenden Energie-

- und Stoffflußmodellen. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Babiker M, Gurgel A, Paltsev S, Reilly J (2009). Forward-Looking Versus Recursive-Dynamic Modeling in Climate Policy Analysis: A Comparison. *Economic Modelling* 26(6):1341-1354.  
doi: 10.1016/j.econmod.2009.06.009
- Babrowski S, Heffels T, Jochem P, Fichtner W (2014a). Reducing computing time of energy system models by a myopic approach - A case study based on the PERSEUS-NET model. *Energy Systems* 5(1):65-83.  
doi:10.1007/s12667-013-0085-1
- Babrowski S, Heinrichs H, Jochem P, Fichtner W (2014b). Load Shift Potential of Electric Vehicles in Europe. *Journal of Power Sources* 255 (0):283-293.  
doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.01.019
- Babrowski S, Jochem P, Fichtner W (2014c). Modeling the ability of thermal units to perform load changes in energy systems. *Proceedings of the 37th international IAEE conference, New York.*
- BDEW (2014). Daten/Grafiken. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Zugriff am 01.09.2014 auf [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten)
- BGBl (2008). Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)). *Bundesanzeiger, Bundesgesetzblatt I*, S. 2074, Berlin.
- BGBl (2009). EnLAG - Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze. *Bundesanzeiger, Bundesgesetzblatt I*, S. 2870, Berlin.
- BGBl (2013). Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz).

- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. Bundesgesetzblatt I S. 3313, Berlin.
- Blesl M, Fahl U, Voß A (2005). Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart.
- BMU (2010). Leitstudie 2010. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMU (2011). Leitstudie 2011. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMUB (2009). Künftig bessere Verwendung von Altbatterien. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Pressemitteilung 018/09, Berlin.
- BMVBS, DLR, infas (2008). Mobilität in Deutschland. DLR Institut für Verkehrsforschung, infas – Institut für angewandte Sozialwissenschaft, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Berlin.
- BMWi, BMU (2011). Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Technologie. Bundesministerium für Wirtschaft und Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit, Berlin,
- BNA (2012). Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, Berlin. Zugriff am 01.12.2013 auf [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html)
- BNA (2013). Veröffentlichung Zu- und Rückbau. Bundesnetzagentur, Berlin.
- Bundesregierung (2011). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. Zugriff am 01.02.2013 auf [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept\\_bundesregierung.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf)

- Bundesregierung (2013). Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Berlin. Zugriff am 01.10.2013 auf [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=7F1FF93BD4A06AEB8E846B9ECC4EE0C6.s1t1?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=7F1FF93BD4A06AEB8E846B9ECC4EE0C6.s1t1?__blob=publicationFile&v=2)
- Bussar C, Moos M, Alvarez R, Wolf P, Thien T, Chen H, Cai Z, Leuthold M, Sauer DU, Moser A (2014). Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation. *Energy Procedia* 46: 40-47.  
doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.156
- BWE (2014). Statistiken. Bundesverband WindEnergie. Zugriff am 01.02.2014 auf <http://www.windenergie.de/infocenter/statistiken/deutschland>
- Chand S, Hsu VN, Sethi S (2001). Forecast, Solution, and Rolling Horizons in Operations Management Problems: A Classified Bibliography. *Manufacturing & Service Operations Management* 4 (1):25-43.  
doi:10.1287/msom.4.1.25.287
- Crastan V (2012). Elektrische Energieversorgung 2. 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg.  
doi:10.1007/978-3-642-19856-4\_9
- dena (2010a). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin.
- dena (2010b). DENA-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025. Konsortium 50Hertz Transmission, Ampirion, DEWI, EnBW Transportnetze, EWI, Fraunhofer IWES, TenneT, Berlin.

- dena (2012a). dena - Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin.
- dena (2012b). Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin.
- Destatis (2014). Erzeugung - Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Zugriff am 02.09.2014 auf <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsberichte/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html>
- Díaz D (2008). Production Cost Models with Regard to Liberalised Electricity Markets. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- DLR (2013). Verbundprojekt Flottenversuch Elektromobilität – Teilprojekt Nutzungspotenzial. Schlussbericht. Stefan Trommer AS, Michael Hardinghaus, Johannes Gruber, Alexander Kihm, Kathrin Drogisch (Hrsg). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR); Institut für Verkehrsforschung, Berlin.
- Doughty D, Butler P, Akhil A, Clark N, Boyes J (2010). Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage. The Electrochemical Society Interface 19(3): 49-53.
- Drees T, Pape C, Breuer C, Gerhardt N, Sterner M, Moser A (2012). Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz. Vortrag, VDE-Kongress, Stuttgart.
- Dreher M (2001). Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt - Eine Untersuchung unter technischen, ökonomischen und umweltrelevanten Gesichtspunkten am Beispiel der Region Baden-Württemberg. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.

- Dunn B, Kamath H, Tarascon J-M (2011). Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices. *Science* 334 (6058):928-935. doi:10.1126/science.1212741
- E.ON (2013). Kraftwerk Huntorf. Zugriff am 02.02.2013 auf <http://www.eon.com/content/eon-com/de/about-us/structure/asset-finder/huntorf-power-station.html>
- ECotality (2012). Q4 2012 Report - The EV Project. Zugriff am 25.02.2013 auf <http://www.theevproject.com/downloads/documents/Q4%202012%20EVP%20Report.pdf>
- EEX (2014). Tatsächliche Windeinspeisung im Jahr 2013. Zugriff am 01.09.2014 auf [http://www.transparency.eex.com/de/daten\\_uebertragungsgesnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind](http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsgesnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-wind)
- EIA (2003). Model Documentation Report: System for the Analysis of Global Energy Markets (SAGE). Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington.
- Eickmann J, Drees T, Sprey JD, Moser A (2014). Optimizing Storages for Transmission System Operation. *Energy Procedia* 46 (0):13-21. doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.153
- Einöden (2013). Pumpspeicherwerk Einöden GmbH. Zugriff am 01.05.2013 auf <http://www.psw-einoeden.de>
- EnBW (2013). Speicherausbau für die Energiewende. Zugriff am 01.05.2013 auf <http://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/speicherung/index.html>
- ENTSO-E (2014). Country Data Packages. European network of transmission system operators for electricity, Brüssel. Zugriff am 01.09.2014 auf

- <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/Pages/default.aspx>
- Enzensberger N (2003). Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Epe A (2011). Stochastische Modellierung des Elektrizitätsspeicherzubaues in Deutschland. Dissertation, Ruhr Universität Bochum, Energie und Nachhaltigkeit, Münster [u.a.].
- Erzbergbau (2013). Planungen zum Bau und Betrieb eines untertägigen Pumpspeicherkraftwerkes. Zugriff am 02.02.2013 auf <http://www.barbara-rohstoffe.de/index.php/aktuelles/12-planungen-zum-bau-und-betrieb-eines-untertaegigen-pumpspeicherkraftwerkes>.
- Eßer-Frey A (2012). Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe.
- Eurostat (2013). Statistisches Amt der Europäischen Union, Europäische Kommission. Zugriff am 02.02.2013 auf <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>
- ewi, gws, prognos AG (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Basel, Köln, Osnabrück.
- Fichtner W (1999). Strategische Optionen der Energieversorger zur CO<sub>2</sub>-Minderung: ein Energie- und Stoffmodell zur Entscheidungsunterstützung. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Finon (1974). Optimization Model for the French Energy Sector. Energy Policy 2(2):136-151.  
doi: 10.1016/0301-4215(74)90005-6
- Fishbone LG, Abilock H (1981). MARKAL: A linear programming model for energy system analysis: Technical Description on

- the BNL version. *International Journal of Energy Research* 5(4):353-375.  
doi: 10.1002/er.4440050406
- Fleury A (2005). Eine Nachhaltigkeitsstrategie für den Energieversorgungssektor dargestellt am Beispiel der Stromversorgung in Frankreich. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Frank M (2003). Entwicklung und Anwendung einer integrierten Methode zur Analyse von betriebsübergreifenden Energieversorgungskonzepten. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Fuchs G, Lunz B, Leuthold M, Sauer D (2012). Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. RTWH Aachen, Berlin.
- Galloway R, Dustmann C (2003). ZEBRA Battery - Material Cost Availability and Recycling. Proceedings of the EVS20, Long Beach.
- Gatzen C (2008). The Economics of Power Storage: Theory and Empirical Analysis for Central Europe. Dissertation, Universität Köln, Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts Bd 63, Oldenbourg Industrieverlag, München.
- Genoese F (2013). Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe.
- Genoese F, Genoese M (2014). Assessing the value of storage in a future energy system with a high share of renewable electricity generation. *Energy Systems* 5:19-44.  
doi:10.1007/s12667-013-0076-2
- Göbel M (2001). Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.

- Hahn T, Schönfelder M, Jochem P, Heuveline V, Fichtner W (2013). Model-Based Quantification of Load Shift Potentials and Optimized Charging of Electric Vehicles. *Smart Grid and Renewable Energy* 4 (5):398-408.  
doi:10.4236/sgre.2013.45046
- Heinrichs H (2013). Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe.
- heise (2008). Toyota setzt auf verschiedene Akku-Technologien für Hybrid Autos. *heise online news*, 06.08.2008. Zugriff am 01.09.2014 auf  
<http://www.heise.de/newsticker/meldung/Toyota-setzt-auf-verschiedene-Akku-Technologien-fuer-Hybrid-Autos-193501.html>
- Heuck K, Dettmann K-D, Schulz D (2010). Elektrische Energieversorgung. 8. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden.
- Hillemacher L, Eßer-Frey A, Fichtner W (2011). Preis- und Effizienzsignale im MeRegio Smart Grid Feldtest – Simulationen und erste Ergebnisse. Proceedings der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung, Wien.
- Howey DA, Martinez-Botas RF, Cussons B, Lytton L (2011). Comparative measurements of the energy consumption of 51 electric, hybrid and internal combustion engine vehicles. *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 16 (6):459-464.  
doi: 10.1016/j.trd.2011.04.001
- Hundt M, Barth R, Sun N, Wissel S, Voß A (2009). Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungssportfolio. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart.
- Hundt MB, R.; Sun,N.; Brand H.; Voß A. (2010). Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen

- erneuerbarer Energien. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart.
- IBM (2014). IBM ILOG CPLEX Optimization Studio. Zugriff am 01.04.2014 auf <http://www-03.ibm.com/software/products/de/ibmilogcpleoptistud>
- IEA (2012). World Energy Outlook. Internationale Energie Agentur, Paris.
- IIASA (2012). Myopic MESSAGE - A model to analyze energy systems and to evaluate policies over a short-to-medium time horizon. Zugriff am 15.02.2013 auf <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/MYOPIC-MESSAGE.en.html>
- Jochem P, Kaschub T, Paetz A-G, Fichtner W (2012). Integrating Electric Vehicles into the German Electricity Grid - an Interdisciplinary Analysis. Proceedings of the EVS26, Los Angeles.
- Jochstein D (2013). Energiespeicher Riedel. Zugriff am 01.05.2013 auf <http://www.energiespeicher-riedl.com>
- Kaschub T, Jochem P, Fichtner W (2013). Interdependencies of Home Energy Storage between Electric Vehicle and Stationary Battery. Proceedings of the EVS27, Barcelona.
- Keßler R, Daamen U, Brüggendick K (2010). Stromspeicher - erste Handlungsoptionen für Energieversorgungsunternehmen. e/m/w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 5/10:34-39.
- Kondziella H, Brod K, Bruckner T, Olbert S, Mes F (2013). Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. Zeitschrift für Energiewirtschaft 37:249-260. doi:10.1007/s12398-013-0115-7
- Krey V (2006). Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, Bochum.

- Kuhn P (2012). Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation, TU München, München.
- Kumar N, Besuner P, Lefton S, Agan D, Hileman D (2012). Power Plant Cycling Costs. Intertek APTECH, Sunnyval.
- Kunert U, Radke S, Chlond B, Klagebauer M (2012). Auto-Mobilität: Fahrleistung steigen 2011 weiter. DIW Wochenbereicht. Bd Nr. 47.2012.
- Lefton SA, Besuner PM, Grimsrud GP (1995). Managing utility power plant assets to economically optimize power plant cycling costs, life, and reliability. Proceedings of the 4th IEEE Conference on Control Applications, New York.  
doi:10.1109/cca.1995.555681
- Loulou R, Remme U, Kanudia A, Lehtila A, Goldstein G (2005). Documentation for the TIMES Model Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP).
- Lund H, Kempton W (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. Energy Policy 36 (9):3578-3587.  
doi: 10.1016/j.enpol.2008.06.007
- Lüth O (1997). Strategien zur Energieversorgung unter Berücksichtigung von Emissionsrestriktionen - Entwicklung eines Energie-Emissions-Modells für kleinere Länder bzw. Regionen. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Mainz S (2013). PSW Heimbach. Zugriff am 01.05.2013 auf <http://www.psw-heimbach.de>
- Martinsen D, Krey V, Markewitz P, Vögele S (2004). A New Dynamical Bottom-Up Energy Model for Germany - Model Structure and Model Results. Proceedings of the 6th IAEE European Conference, Zürich.

- Martinsen D, Krey V, Markewitz P, Vögele S (2006). A Time Step Energy Process Model for Germany - Model Structure and Results. *Energy Studies Review* 14 (1):35-57.
- McKenna R, Hollnaicher S, Fichtner W (2014). Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany. *Applied Energy* 115 (0):103-115.  
doi: 10.1016/j.apenergy.2013.10.030
- Messner S (1984). User's Guide for the Matrix Generator of Message II: Model description and implementation guide. IASA WP 84-71a. Laxenburg.
- Messner S, Stubegger M (1999). Model-based decision support in energy planning. *International Journal of Global Energy Issues* 12:196-207.
- Mihm A (2014). Nur 94 Kilometer neuer Stromtrassen. *Frankfurter Allgemeine Zeitung* Montag 21. Juli 2014 Frankfurt a M.
- Morgenstern T (1991). Dekomposition eines linearen Energieflussmodells - Konzept einer flexiblen und dezentralisierten Modellstruktur zur Anwendung bei energie- und umweltpolitischen Fragestellungen. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Möst D (2006). Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätswerken. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- NEP (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin.
- NEP (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin.

- NEP (2014). Netzentwicklungsplan Strom - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Berlin.
- Nickel S, Stein O, Waldmann K-H (2011). Operations Research. Springer Verlag, Berlin Heidelberg.  
doi:10.1007/978-3-642-22624-3
- Oates DL, Paulina J (2013). Production cost and air emissions impacts of coal cycling in power systems with large-scale wind penetration. *Environmental Research Letters* 8 (2):024022.  
doi:10.1088/1748-9326/8/2/024022
- Olsina F, Pringles R, Larisson C, Garcés F (2014). Reliability payments to generation capacity in electricity markets. *Energy Policy* 73 (0):211-224.  
doi: 10.1016/j.enpol.2014.05.014
- Paetz AG, Kaschub T, Jochem P, Fichtner W (2013). Load-shifting potentials in households including electric mobility - A comparison of user behaviour with modelling results. Proceedings of the 10th European Energy Market (EEM) Conference, Stockholm.  
doi:10.1109/eem.2013.6607324
- Pehnt M, Höpfner U (2007). Elektromobilität und erneuerbare Energien. Arbeitspapier Nr. 5 im Rahmen des Projektes "Energiebilance - Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Wuppertaler Institut, ifeu, Heidelberg.
- Perlwitz H (2007). Zur Bedeutung des europäischen Erdgasmarktes für den Kraftwerkssektor im Kontext von CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtungen. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Popp M (2010). Speicherbedarf Bei einer Stromversorgung mit Erneuerbaren Energien. Dissertation, TU Braunschweig, Springer Verlag, Heidelberg [u.a.].

- Poullikkas A (2013). A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27 (0):778-788.  
doi: 10.1016/j.rser.2013.07.017
- Reddy T (2011). *Linden's Handbook of Batteries*. 4. Auflage, McGraw-Hill, New York.
- Rosen J (2008). The future role of renewable energy sources in European electricity supply - A model-based analysis for the EU-15. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Samouilidis JE (1980). Energy modelling: A new challenge for management science. *Omega* 8 (6):609-621.  
doi: 10.1016/0305-0483(80)90002-X
- Sauer D (2006). Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. *Solarzeitalter* 18(4):12-34.
- Scheffler J (2002). Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz.
- Schlick T, Hagemann B, Kramer M, Garrefs J, Rassmann A (2011). *Zukunftsfeld Energiespeicher - Marktpotentiale standardisierter Lithium-Ionen-Batteriespeichersysteme*. Roland Berger Strategy Consultants, Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA).
- Schluchseewerk (2013). Schluchseewerk AG. Zugriff am 01.05.2013 auf  
<http://www.schluchseewerk.de>
- Schöttle H (1998). Analyse des Least-Cost Planung Ansatzes zur rationellen Nutzung elektrischer Energie. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Schröder A, Kunz F, Meiss J, Mendelevitch R, Hirschhausen Cv (2013). *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. DIW Berlin, Berlin.

- Schweppe F, Caraminis M, Tabor R, Bohn R (1987). Spot pricing of Electricity. Kluwer Academic Publishers, New York.
- Steffen B (2012). Prospects for pumped-hydro storage in Germany. *Energ Policy* 45 (0):420-429.  
doi: 10.1016/j.enpol.2012.02.052
- Sterner M, Gerhardt N, Saint-Drenan YM, [u.a] (2010). Energie-wirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Fraunhofer IWES, Kassel.
- Steurer M, Sun N, U. Fahl, Voß A (2014). Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland. Proceedings des 13. Symposiums Energieinnovation, Graz.
- Stigson P, Hansson A, Lind M (2012). Obstacles for CCS deployment: an analysis of discrepancies of perceptions. *Mitigation and Adaption Strategies for Global Change* 17 (6):601-619.  
doi:10.1007/s11027-011-9353-3
- SUEZ G (2013). Kraftwerksgruppe Pfreimd. Zugriff am 01.05.2013 auf  
<https://www.gdfsuez-energie.de/de/erzeugung/erzeugungsanlagen/pfreimd>
- Süßenbacher W, Schwaiger M, Stingler H (2011). Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. Proceedings der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung Wien.
- SWM (2013). Stadtwerke München. Zugriff am 01.05.2013 auf  
<http://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/erzeugungsanlagen/wasserkraft.html>
- Tan X, Li Q, Wang H (2013). Advances and trends of energy storage technology in Microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 44 (1):179-191.  
doi: 10.1016/j.ijepes.2012.07.015

- Tennet (2013). Zugriff am 01.02. 2014 auf  
<http://www.tennet.eu/de/home.html>
- Tietze-Stöckinger I (2005). Kosteneinsparpotentiale durch Erweiterung von betrieblichen Systemgrenzen – dargestellt an Beispielen von Kooperationen aus den Bereichen Energieversorgung und Abfallentsorgung. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Toyota (2014). Zugriff am 01.05.2014 auf  
<http://www.toyota.de>
- TransnetBW (2013). Zugriff am 01.02. 2014 auf  
<http://transnet-bw.de>
- Trianel (2013). Zugriff am 01.05.2013 auf  
<http://www.trianel.com/de/sonne-wind-wasser/wasserspeicherkraftwerke.html>
- Trier S (2013). Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) RIO. Zugriff am 01.05.2013 auf  
[http://www.swt.de/swt/Integrale?MODULE=Frontend&ACTION=ViewPageView&PageView.PK=5&Document.PK=3584&p\\_Menu.PK=0](http://www.swt.de/swt/Integrale?MODULE=Frontend&ACTION=ViewPageView&PageView.PK=5&Document.PK=3584&p_Menu.PK=0)
- UBA (2012). Zentrales System Emissionen. UBA-Datenbank zur Unterstützung der Emissionsberichterstattung. Umweltbundesamt, Berlin.
- UCTE (2008). Interconnected network of the UCTE..
- Ulm/Neu-Ulm Stadtwerke (2013). Informationsplattform zum Pumpspeicherkraftwerk Blautal. Zugriff am 01.05.2013 auf  
<http://www.psw-blautal.de>
- Vattenfall (2013). Kraftwerk Bleiloch. Zugriff am 01.05.2013 auf  
[http://corporate.vattenfall.de/standortkarte/kraftwerke/pdf/Kraftwerk\\_Bleiloch.pdf](http://corporate.vattenfall.de/standortkarte/kraftwerke/pdf/Kraftwerk_Bleiloch.pdf)
- VDE (2012a). Energiespeicher für die Energiewende. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt a M.

- VDE (2012b). Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt a M.
- VDE (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Frankfurt a M.
- Vennemann P (2011). Ausgleichsenergie - Perspektiven für Pumpspeicher. *Wasserkraft* 10/2011:4.
- VGB (2012). Investment and Operation Cost Figures - Generation Portfolio. VGB Power Tech e.V., Essen.
- Voort EVd, Donni E, Thonet C, D'Enghien EB, Dechamps C, Guilmot JF (1984). Energy Supply Modelling Package - Programmer's guide, EFOM-12C Mark I, Mathematical Description. Luxemburg.
- Wallentowitz H, Freialdenhoven A (2011). Schlüsseltechnologien für Elektrofahrzeuge und deren Dimensionierung. Strategien zur Elektrifizierung des Antriebsstranges. *Vieweg+Teubner Verlag*, S 90-138.  
doi:10.1007/978-3-8348-9910-1\_4
- Warland G, Haugstad A, Huse ES (2008). Including thermal unit start-up costs in a long-term hydro-thermal scheduling model. *Proceedings of the 16th Power System Computation Conference (PSCC)*, Glasgow.
- Wehr (2012). Die Energiewende erfordert neue Speicherkapazitäten. Zahlreiche Pumpspeicherkraftwerke mit kommunaler Beteiligung in Planung. Zugriff am 01.05.2013 auf [http://www.gruene-wehr.de/2012\\_08\\_01\\_archive.html](http://www.gruene-wehr.de/2012_08_01_archive.html)
- Wietschel M (1995). *Produktion und Energie: Planung und Steuerung industrieller Energie- und Stoffströme*. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.

- Winkler J, Keles D, Renz L, Sensfuß F, Fichtner W (2013). Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 37 (4):233-248.  
doi:10.1007/s12398-013-0114-8
- Wittwer C (2013). Speicherstudie 2013, Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse. Fraunhofer ISE, Freiburg.
- Wöhrle T (2013). Lithium-Ionen-Zelle. Korthauer R (Hrsg.), Handbuch Lithium-Ionen-Batterien. Springer Berlin Heidelberg, S. 107-117.  
doi:10.1007/978-3-642-30653-2\_9
- Wood AJ, Wollenberg BF, Sheble GB (2013). Power Generation, Operation, and Control. 3. Auflage, WILEY.
- Younicos (2013). Younicos - Let the fossils rest in peace. Zugriff am 01.12.2013 auf  
<http://www.younicos.com/de/technologie/batterietechnologien>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Installierte EE-Leistung (2000-2013) .....	8
Abbildung 2.2:	Beispielhafte Residuallast von 2013 .....	8
Abbildung 2.3:	Beispielhafte Residuallast bei weiterer Zunahme der dargebotsabhängigen EE-Einspeisung.....	10
Abbildung 3.1:	Klassifizierung elektrochemischer Speicher .....	34
Abbildung 4.1:	PERSEUS-NET-ESS Überblick.....	57
Abbildung 4.2:	Abgebildetes Übertragungsnetz in PERSEUS-NET .....	61
Abbildung 4.3:	Vereinfachte Struktur des PERSEUS-NET-ESS Modells.....	62
Abbildung 4.4:	Hierarchie der Modellelemente.....	64
Abbildung 4.5:	Skizzierung des myopischen Ansatzes und der Zeitstruktur in PERSEUS-NET-ESS .....	66
Abbildung 4.6:	Abfolge der einzelnen Programmteile des PERSEUS-NET-ESS-Modells .....	70
Abbildung 4.7:	Vorgehensweise zur Vorauswahl möglicher Speicherallokationen.....	72
Abbildung 4.8:	Schematische Abbildung der Speichersysteme..	95
Abbildung 5.1:	Unkontrollierte EV-Lastkurve.....	109
Abbildung 5.2:	Gesamtlastkurve für unkontrolliertes EV-Laden im Jahr 2040 .....	110
Abbildung 5.3:	Restbestand der aktuell existierenden thermischen Anlagen bis 2040 .....	112
Abbildung 5.4:	Untergrenze für den Betrieb von KWK-Anlagen .....	115
Abbildung 5.5:	Ausgewählte Tage zur Bestimmung der Windeinspeisung im Szenario REF .....	122
Abbildung 5.6:	Windeinspeiseprofile nach Übertragungsnetz- betreibern für eine Onshore-Beispielanlage mit 1 MW und ca. 2.200 Vlh .....	123

Abbildung 5.7:	Ausgewählte Tage zur Bestimmung der PV-Einspeisung im Szenario REF .....	126
Abbildung 5.8:	PV-Einspeiseprofile nach Übertragungsnetzbetreibern für eine Beispielanlage mit 1 MW Leistung und 900 Vlh .....	126
Abbildung 5.9:	Entwicklung der Batteriepreise in den Szenarien „Batterie“ .....	135
Abbildung 5.10:	Lastverschiebepotential der EV-Nachfrage .....	138
Abbildung 5.11:	Windeinspeisung im Szenario EE-extrem nach Tag und Jahreszeiten (2010-2013) .....	139
Abbildung 5.12:	Windeinspeiseprofile nach Übertragungsnetzbetreibern für eine Beispielanlage mit 1 MW und ca. 2200 Vlh .....	139
Abbildung 5.13:	Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Preises im Szenario CO <sub>2</sub> -hoch .....	141
Abbildung 6.1:	Vergleich Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken im Jahr 2012 .....	151
Abbildung 6.2:	Vergleich Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Jahr 2012 .....	151
Abbildung 6.3:	Vergleich Erzeugung aus GuD-Kraftwerken im Jahr 2012 .....	151
Abbildung 6.4:	Installierte Leistung im Szenario REF .....	155
Abbildung 6.5:	Endogen zugebaute Kraftwerkskapazitäten im Szenario REF .....	156
Abbildung 6.6:	Erzeugungsmix für die Jahre 2020, 2030 und 2040 im Szenario REF .....	158
Abbildung 6.7:	Zeitlicher Verlauf der Erzeugung und der Nachfrage im Jahr 2040 (Szenario REF) .....	159
Abbildung 6.8:	Entwicklung der Vlh von thermischen Kraftwerken im Szenario REF .....	160
Abbildung 6.9:	Entwicklung der Vlh von EE Kraftwerken im Szenario REF .....	161
Abbildung 6.10:	Abregelung der volatilen EE im Jahr 2040 im Szenario REF .....	162

---

Abbildung 6.11: Entwicklung der Volllaststunden von Speicherkraftwerken im Szenario REF .....	163
Abbildung 6.12: Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung im Szenario REF.....	164
Abbildung 6.13: Netzengpässe im deutschen Übertragungs- netz im Szenario REF .....	165
Abbildung 6.14: Knotenpreise in Deutschland im Szenario REF .....	166
Abbildung 6.15: Speicherallokation im Szenario REF .....	167
Abbildung 6.16: CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung im Szenario REF .....	168
Abbildung 6.17: Erzeugung und Nachfrage am Extremtag im Jahr 2040 .....	169
Abbildung 6.18: Deckung der Lastspitze des Extremtags im Jahr 2040 nach Energieträgern.....	170
Abbildung 6.19: Abweichungen im resultierenden Kraftwerks- park der Szenarien zum Referenzszenario .....	172
Abbildung 6.20: Speicherzubau nach Szenarien .....	174
Abbildung 6.21: Abweichungen im Erzeugungsmix der Szenarien zum Referenzszenario .....	176
Abbildung 6.22: Zeitlicher Verlauf der Erzeugung und der Nachfrage im Jahr 2040 (Szenario EE-extrem).....	177
Abbildung 6.23: Volllaststunden der thermischen Kraftwerke nach Szenarien .....	179
Abbildung 6.24: Durchschnittliche Grenzkosten der Stromerzeugung nach Szenarien .....	180
Abbildung 6.25: Für die Speicherallokation genutzte Knoten ....	182
Abbildung 6.26: Abweichende CO <sub>2</sub> -Emissionen der Szenarien..	183



# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Heutige und zukünftige techno-ökonomische Characteristika von PSK.....	30
Tabelle 2:	Heutige und zukünftige techno-ökonomische Characteristika von Druckluftspeichern .....	33
Tabelle 3:	Heutige und zukünftige techno-ökonomische Characteristika verschiedener Batteriespeicher .....	36
Tabelle 4:	Optimierungsverfahren einzelner Modelle der PERSEUS-Modellfamilie .....	52
Tabelle 5:	Zielfunktionen einzelner Modelle der PERSEUS- Modellfamilie .....	53
Tabelle 6:	Bilanzraum einzelner Modelle der PERSEUS- Modellfamilie .....	53
Tabelle 7:	Analyseschwerpunkt einzelner Modelle der PERSEUS-Modellfamilie .....	54
Tabelle 8:	Überblick der Parametervariation in den Szenarien .....	106
Tabelle 9:	Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland.....	107
Tabelle 10:	Entwicklung der Energieträger- und CO <sub>2</sub> - Zertifikatspreise .....	111
Tabelle 11:	Technische Parameter der Bestandskraftwerke ..	113
Tabelle 12:	Konfiguration der thermischen Ausbauoptionen	117
Tabelle 13:	Installierte Leistung der EE und durchschnittliche Volllaststunden .....	118
Tabelle 14:	Bestehende PSK in Deutschland.....	128
Tabelle 15:	Potentielle neue Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland.....	131
Tabelle 16:	Batteriespeicher-Ausbauoptionen .....	133
Tabelle 17:	Höhe der Gesamtinvestitionen der Batterie- speicher-Ausbauoptionen in den Szenarien BAT ..	136

Tabelle 18:	Flexibilitätsparameter thermischer Kraftwerke.....	149
Tabelle 19:	Charakteristika der auf den verschiedenen Modellierungstechniken beruhenden Optimierungsmodelle.....	152
Tabelle 20:	Zur Deckung der höchsten Lastspitze genutzter Anteil der installierten Speicherleistung nach Szenarien.....	185
Tabelle A.I:	Speicher- und thermische Kraftwerksleistung im Jahr 2030 nach Szenarien.....	231
Tabelle A.II:	Speicher- und thermische Kraftwerksleistung im Jahr 2040 nach Szenarien.....	232
Tabelle A.III:	Kumulierter endogener Zubau bis 2030 und 2040 nach Szenarien .....	233
Tabelle A.IV:	Erzeugung im Jahr 2030 nach Energieträgern und Szenarien .....	234
Tabelle A.V:	Erzeugung im Jahr 2040 nach Energieträgern und Szenarien.....	235
Tabelle A.VI:	Vlh im Jahr 2030 nach Energieträgern und Szenarien.....	236
Tabelle A.VII:	Vlh im Jahr 2040 nach Energieträgern und Szenarien.....	237
Tabelle A.VIII:	Durchschnittliche Grenzkosten nach Szenarien.....	238
Tabelle A.IX:	CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Energieträgern und Szenarien.....	239



**Tabelle A.II: Speicher- und thermische Kraftwerksleistung im Jahr 2040 nach Szenarien**

<b>[GW]</b>	<b>REF</b>	<b>LVP</b>	<b>EE- glei- ch</b>	<b>EE- ext- rem</b>	<b>BAT -pes</b>	<b>BAT -opt</b>	<b>CO<sub>2</sub>- hoch</b>	<b>No- Net</b>
<b>2040</b>								
Braun- kohle	18,6	18,7	18,7	23,1	18,6	18,6	13,2	18,9
Stein- kohle	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
GuD	13,9	13,4	13,2	15,9	14,1	13,6	20,5	14,7
GT	20,7	17,1	22,3	13,3	21,5	20,0	19,1	20,4
PSK	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
NaS	2,0	0,7	0,1	3,7	-	4,1	2,3	-
Li- Ionen	-	-	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
<b>Total</b>	<b>71</b>	<b>65</b>	<b>70</b>	<b>71</b>	<b>70</b>	<b>72</b>	<b>71</b>	<b>70</b>

**Tabelle A.III: Kumulierter endogener Zubau bis 2030 und 2040 nach Szenarien**

[GW]	REF	LVP	EE- gleich	EE- extrem	BAT -pes	BAT -opt	CO <sub>2</sub> - hoch	No- Net
<b>2030</b>								
Braun- kohle	10,8	10,8	10,9	14,5	10,8	10,7	5,4	9,5
Stein- kohle	-	-	-	-	-	-	-	-
GuD	0,2	0,2	-	0,3	0,2	0,2	3,8	-
GT	11,2	8,8	11,5	7,6	11,4	11,1	12,5	12,9
PSK	-	-	-	-	-	-	-	-
NaS	0,4	0,4	-	0,1	-	0,9	1,1	-
Li- Ionen	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	22,6	20,2	22,4	22,5	22,4	22,9	22,8	22,4
<b>2040</b>								
Braun- kohle	10,8	10,8	10,9	15,3	10,8	10,8	5,4	11,1
Stein- kohle	-	-	-	-	-	-	-	-
GuD	1,1	0,7	0,4	3,2	1,3	0,8	7,7	1,9
GT	20,3	16,6	21,9	12,9	21,1	19,6	18,7	20,0
PSK	-	-	-	-	-	-	-	-
NaS	2,0	0,7	0,1	3,7	-	4,1	2,3	-
Li- Ionen	-	-	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
Total	34,3	28,9	33,4	34,3	33,4	35,4	34,2	33,2

Tabelle A.IV: Erzeugung im Jahr 2030 nach Energieträgern und Szenarien

[TWh]	REF	LVP	EE- glei- -ch	EE- ext- rem	BAT -pes	BAT -opt	CO <sub>2</sub> - hoch	No- Net
<b>2030</b>								
Braun- kohle	142	143	153	152	142	141	98	133
Stein- kohle	64	66	59	52	64	64	58	61
Gas	28	25	23	37	28	28	53	27
Öl und Rest	1	1	1	2	1	1	2	1
Wind (off- shore)	47	47	46	44	44	46	47	56
Wind (ons- shore)	101	100	104	99	102	102	102	104
PV	53	53	54	53	54	54	54	54
Geo- ther- mie	7	7	7	7	7	7	7	7
Lauf- wasser	22	22	22	22	22	22	22	22
Bio- masse	44	43	39	40	44	44	66	43
PSK	8	7	8	10	9	8	6	9
Batte- rien	1	1	0	0	0	2	2	0
Total	518	516	516	520	517	519	516	518
Anteil EE	54%	54%	54%	52%	54%	54%	59%	57%

Tabelle A.V: Erzeugung im Jahr 2040 nach Energieträgern und Szenarien

[TWh]	REF	LVP	EE- glei- -ch	EE- ext- rem	BAT -pes	BAT -opt	CO <sub>2</sub> - hoch	No- Net
<b>2040</b>								
Braun- kohle	120	124	126	111	117	122	75	115
Stein- kohle	35	34	27	33	35	35	34	33
Gas	28	22	27	48	29	26	64	21
Öl und Rest	1	1	1	1	1	1	1	1
Wind (off- shore)	62	62	70	64	61	61	63	85
Wind (ons- shore)	117	117	117	109	116	119	117	120
PV	56	56	56	54	55	56	55	55
Geo- ther- mie	13	13	13	13	13	13	13	13
Lauf- wasser	23	23	23	23	23	23	23	23
Bio- masse	62	62	53	60	64	61	68	48
PSK	10	7	9	9	11	9	5	10
Batte- rien	6	2	0	9	0	11	4	0
Total	531	524	524	534	526	536	523	523
Anteil EE	65%	65%	65%	63%	65%	65%	66%	67%

Tabelle A.VI: Vlh im Jahr 2030 nach Energieträgern und Szenarien

[TWh]	REF	LVP	EE- glei- -ch	EE- ext- rem	BAT -pes	BAT -opt	CO <sub>2</sub> - hoch	No- Net
<b>2030</b>								
Braun- kohle	6847	6898	7343	6195	6845	6855	6379	6867
Stein- kohle	4578	4715	4280	3743	4586	4603	4198	4388
GT	107	90	61	590	114	104	114	92
GuD	1717	1548	1450	2018	1733	1710	2685	1709
Wind (off- shore)	3210	3265	3188	3060	3065	3151	3216	3891
Wind (ons- hore)	2250	2238	2327	2214	2280	2279	2272	2332
PV	875	874	878	871	877	877	877	879
Geo- ther- mie	6645	6645	6645	6645	6645	6645	6645	6645
Lauf- wasser	5409	5418	5425	5359	5409	5410	5419	5333
Bio- masse	4422	4347	3884	4050	4427	4440	6617	4326
PSK	2697	2125	2433	3363	2721	2690	1828	2917
NaS	3761	3986	-	4603	-	3941	3702	-
Li- Ionen	-	-	-	-	-	1423	1171	-

Tabelle A.VII: Vlh im Jahr 2040 nach Energieträgern und Szenarien

[TWh]	REF	LVP	EE- glei- -ch	EE- ext- rem	BAT -pes	BAT -opt	CO <sub>2</sub> - hoch	No- Net
<b>2040</b>								
Braun- kohle	6414	6652	6731	4817	6259	6530	5696	6092
Stein- kohle	3912	3824	3016	3663	3949	3931	3768	3678
GT	116	74	68	485	116	118	83	70
GuD	1779	1555	1930	2559	1871	1702	3006	1307
Wind (off- shore)	2746	2737	3095	2862	2715	2721	2815	3797
Wind (ons- hore)	2387	2397	2402	2224	2362	2425	2386	2454
PV	876	877	879	853	876	877	876	876
Geo- ther- mie	6645	6645	6645	6645	6645	6645	6645	6645
Lauf- wasser	5398	5411	5418	5228	5394	5407	5412	5197
Bio- masse	5999	5965	5152	5749	6191	5866	6539	4584
PSK	3182	2391	2828	2910	3426	2839	1492	3072
NaS	5850	6583	5521	5215	-	5542	3854	-
Li- Ionen	397	335	950	504	2659	1828	618	1388

Tabelle A.VIII: Durchschnittliche Grenzkosten nach Szenarien

<b>[€/MWh]</b>	<b>2012</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>
REF	42,82	39,03	51,70	55,73	57,49	59,57	58,28
LVP	42,82	39,03	51,68	55,73	57,52	58,87	57,67
EE-gleich	42,80	39,15	51,91	55,36	58,05	58,27	60,34
EE-extrem	42,61	38,75	51,71	55,17	57,72	57,96	53,24
BAT-pes	42,82	39,03	51,70	55,73	57,60	59,44	57,87
BAT-opt	42,82	39,03	51,70	55,73	57,58	59,85	58,61
CO <sub>2</sub> -hoch	42,82	38,86	59,37	71,85	74,95	77,27	80,15
NoNet	42,64	38,89	51,05	55,73	57,58	57,98	61,56

Tabelle A.IX: CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern und Szenarien

[GW]	REF	LVP	EE- gleich	EE- extrem	BAT -pes	BAT -opt	CO <sub>2</sub> - hoch	No- Net
<b>2030</b>								
Braun- kohle	125	126	136	132	125	125	89	118
Stein- kohle	47	48	44	39	47	47	43	45
Gas	11	10	9	15	11	11	20	11
Öl und Rest	1	1	1	1	1	1	1	1
Total	185	186	190	187	185	184	152	175
<b>2040</b>								
Braun- kohle	103	107	109	103	101	105	67	99
Stein- kohle	25	25	19	25	25	25	24	24
Gas	11	9	11	11	11	10	22	8
Öl und Rest	1	1	1	1	1	1	1	1
Total	140	141	140	140	138	141	115	132



## PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)



Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion  
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

---

ISSN 2194-2404

---

Die Bände sind unter [www.ksp.kit.edu](http://www.ksp.kit.edu) als PDF frei verfügbar  
oder als Druckausgabe zu bestellen.

- Band 1**    **National Integrated Assessment Modelling zur Bewertung  
umweltpolitischer Instrumente.**  
Entwicklung des otello-Modellsystems und dessen Anwendung  
auf die Bundesrepublik Deutschland. 2012  
ISBN 978-3-86644-853-7
- Band 2**    **Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz und  
Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Eisen-,  
Stahl- und Zinkindustrie (ERESTRE).** 2013  
ISBN 978-3-86644-857-5
- Band 3**    Frederik Trippe  
**Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrens-  
konfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL)  
Kraftstoffen und Chemikalien.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0031-5
- Band 4**    Dogan Keles  
**Uncertainties in energy markets and their  
consideration in energy storage evaluation.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0046-9
- Band 5**    Heidi Ursula Heinrichs  
**Analyse der langfristigen Auswirkungen von  
Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem  
im europäischen Energieverbund.** 2013  
ISBN 978-3-7315-0131-2



- Band 6**    Julian Stengel  
Akteursbasierte Simulation der energetischen  
Modernisierung des Wohngebäudebestands  
in Deutschland. 2014  
ISBN 978-3-7315-0236-4
- Band 7**    Sonja Babrowski  
Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im  
zukünftigen deutschen Energiesystem. 2015  
ISBN 978-3-7315-0306-4





In Elektrizitätssystemen müssen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt und an jedem Ort miteinander in Einklang gebracht werden. Dies wird aufgrund des wachsenden Anteiles der dargebotsabhängigen Einspeisung volatiler erneuerbarer Energieträger zunehmend zu einer Herausforderung. Elektrische Speichersysteme stellen hierbei eine technische Möglichkeit dar, um Angebot und Nachfrage der Elektrizität zeitlich zu synchronisieren.

Daher wird in dieser Arbeit mit Hilfe des myopischen Energiesystemmodells PERSEUS-NET-ESS der gesamtwirtschaftliche Bedarf an elektrischen Tagesspeichern in Deutschland bis 2040 ermittelt. Hierbei werden alternative Technologien, wie Gasturbinen oder Lastverschiebepotentiale, ebenso endogen berücksichtigt wie die Restriktionen des deutschen Übertragungsnetzes. Ausgehend von einer für jeden Netzknoten exogen gegebenen Elektrizitätsnachfrage wird für verschiedene Szenarien die Kraftwerkseinsatz- und -ausbauplanung von thermischen Kraftwerken und Tagesspeichern bestimmt.

