

**Rolle und Bedeutung
der Stromspeicher bei
hohen Anteilen erneuerbarer
Energien in
Deutschland**

**Speichersimulation und
Betriebsoptimierung**

Niklas Hartmann

Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland

-

Speichersimulation und Betriebsoptimierung

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur
Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Niklas Hartmann
geboren in Freiburg im Br.

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Stefan Riedelbauch

Tag der Einreichung: 06. Juli 2012
Tag der mündlichen Prüfung: 13. Juni 2013

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien
Dr. sc. agr. L. Eltrop

2013

Danksagung

Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die Übernahme des Hauptberichts sowie für die Diskussionen bei der Erstellung der Arbeit. Herrn Prof. Dr.-Ing. Stefan Riedelbauch möchte ich für die kritische Durchsicht der Arbeit und die Übernahme des Mitberichts danken. Herrn Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hirth gilt mein Dank für die Übernahme des Prüfungsvorsitzendes. Weiter möchte ich noch meinem Lektor Herrn Dr. sc. agr. Ludger Eltrop für die vielfältigen Anregungen bei der Erstellung der Arbeit danken. Die Arbeit wurde während meiner Tätigkeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) mit finanzieller Unterstützung durch ein Promotionsstipendium der Reiner Lemoine Stiftung durchgeführt. Ich möchte der Reiner Lemoine Stiftung für diese Unterstützung danken und für die Möglichkeit, mich im Rahmen der Stipendiatentage mit weiteren Stipendiaten zu vernetzen.

Für das Korrekturlesen in den unterschiedlichen Stadien der Arbeit gilt mein herzlicher Dank Constanze Bongs, Tim Giesen, Christoph Kruck, Doruk Özdemir, Ludger Eltrop, Audrey Dobbins, Meike Kramer. Auch möchte ich Doruk Özdemir, Daniel Zech und Maria Stehnull für die vielen Diskussionen, die Hinweise und auch die gelegentliche Ablenkung herzlich danken. Die Arbeit hat durch euch und auch durch viele weitere Kollegen in der SEE und am IER viel Spaß gemacht. Im Rahmen der Dissertation hat sich durch die Betreuung von Abschlussarbeiten vielfältiger Einfluss auf die Arbeit ergeben. Zu nennen sind hier vor allem die Abschlussarbeiten von Eugen Hildebrandt, Dominik Kolb, Sarah Schmidt, Willi Schweinfort und Oleg Vöhringer.

Einfluss auf die Dissertation hat sich auch außerhalb des IERs ergeben. Speziell möchte ich mich für die kritische Diskussion mit Jochen Link und David Dallinger bedanken. Auch hatte ich während meiner Dissertation die Möglichkeit, ein halbes Jahr am Transportation Sustainability Research Center (tsrc) der UC Berkeley zu arbeiten. Hierbei möchte ich Tim Lipman für die Unterstützung, Diskussionen und die Vernetzung innerhalb der UC Berkeley und dem Lawrence Berkeley National Laboratory danken.

Mein besonderer Dank gilt Constanze Bongs. Ich schätze mich sehr glücklich über den Rückhalt durch dich und danke dir für die inhaltlichen Diskussionen genauso wie für die Zeit abseits der Dissertation.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IX
Nomenklatur	XI
Kurzfassung	XV
Abstract	XVII
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung	2
1.2 Zielsetzung und Abgrenzung der Arbeit	4
1.3 Aufbau der Arbeit	6
2 Stand der Technik bei Stromspeichern	7
2.1 Stand der Forschung bei der Speichermodellierung	8
2.2 Pumpspeicher	11
2.3 Druckluftspeicher	14
2.4 Mobile Batteriespeicher	19
3 Analyse und Bewertung großtechnischer Speichertechnologien	25
3.1 Technische Analyse der Speicher	25
3.1.1 Modellbeschreibung des adiabaten Druckluftspeichers	26
3.1.2 Modellbeschreibung des diabaten Druckluftspeichers	35
3.1.3 Modellbeschreibung des mobilen Batteriespeichers	41
3.1.4 Ergebnisse und Diskussion der Speichersimulation	50
3.1.5 Zusammenfassung der Ergebnisse	73
3.1.6 Vergleich der Ergebnisse zum Referenzsystem Pumpspeicher	76
3.2 Ökonomische Analyse der Speicher	77
3.2.1 Druckluftspeicher	78
3.2.2 Mobile Batteriespeicher	81
3.2.3 Pumpspeicher	82
3.2.4 Vergleich der spezifischen Investitionskosten der Speicher	83
3.3 Potenzial der Speicher in Deutschland	84

4 Systemische Bewertung des Einsatzes von Speichertechnologien zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands	91
4.1 Beschreibung des linearen Optimierungsmodells	91
4.2 Definition der Szenarien und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen . .	97
4.2.1 Allgemeingültige Rahmenannahmen	100
4.2.2 Technische und ökonomische Parameter der konventionellen Kraftwerke und erneuerbaren Energien	101
4.2.3 Installierte Leistung des Kraftwerkparks	104
4.2.4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	105
4.2.5 Nachfragelast und Residuallast	107
4.2.6 Parametrisierung der Speichertechnologien	110
4.3 Rolle und Bedeutung von Stromspeichern bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland	114
4.3.1 Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf zur vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	114
4.3.2 Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien inklusive Curtailment	129
4.3.3 Unterschiedliche Beladestrategie für die mobilen Batteriespeicher . .	144
4.3.4 Verändertes Wind- und Solarenergiedargebot	147
4.4 Zusammenfassung der systemischen Analyse und Bewertung	153
5 Zusammenfassung und Ausblick	159
Literaturverzeichnis	163
6 Anhang	181

Abbildungsverzeichnis

1.1	Installierte Leistung und jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis Ende 2011 sowie Ausbauszenarien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 von aktuellen Studien	1
1.2	Exemplarische Elektrizitätserzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen (Stromerzeugung von ca. 200 TWh) und Nachfragelast in Deutschland	2
1.3	Aufbau der Arbeit	6
2.1	Klassifizierung von Elektroenergiespeichern	7
2.2	Speicherkapazität und -leistung unterschiedlicher Stromspeicher im Vergleich	8
2.3	Prinzipskizze eines Pumpspeicherwerks	12
2.4	Speicherkapazität eines Pumpspeicherwerks pro Kubikmeter Wasser in Abhängigkeit der Fallhöhe	13
2.5	Funktionsprinzip eines diabaten Druckluftspeichers	15
2.6	Funktionsprinzip eines adiabaten Druckluftspeichers	16
2.7	Parallel, seriell und leistungsverzweigter Hybridantrieb	20
3.1	Grundlegende Komponenten eines adiabaten Druckluftspeichers, einschließlich der Zustandsänderungen	26
3.2	Modellskizze der Kompression eines 3-stufigen Kompressionsvorgangs im adiabaten Druckluftspeicher inklusive Zwischen- und Nachkühlung bzw. Heizung und der Zustandsänderung	27
3.3	Prinzipskizze des diabaten Druckluftspeichers; Entspannungseinheit mit Brennkammer Zwischenüberhitzer und Rekuperator, einschließlich der Zustandsänderungen	35
3.4	Skizze der Berechnung einer prozentualen Netzverfügbarkeit von Elektrofahrzeugen in Deutschland	42
3.5	Skizze des Batteriemodells mit den Teilmodellen elektrisches Teilmodell, thermisches Teilmodell und Alterungsteilmodell sowie den wesentlichen Verbindungen zwischen den Teilmodellen	44
3.6	Ersatzschaltbild des elektrischen Teilmodells mit zwei RC-Gliedern.	45
3.7	Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Leistung des Kompressors P_{el_Kompr} , Austrittstemperatur nach dem ersten Kompressor T_{out} und kumulierter Kühlerenergieaufwand E_{Kuehl} für einen konstanten Ladevorgang des adiabaten Druckluftspeichers mit maximaler Ladeleistung über 12 Stunden (1-stufige Kompression)	51
3.8	Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Leistung der Turbine P_{el_Turb} , Austrittstemperatur nach dem ersten Kompressor T_{out} für einen konstanten Entladevorgang bei maximaler Entladeleistung des adiabaten Druckluftspeichers über 5 Stunden (1-stufige Entspannung)	52
3.9	Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Austrittstemperatur nach dem ersten T_{out_1} und zweiten Kompressor T_{out_2} und kumulierter Kühlerenergieaufwand nach dem ersten E_{Kuehl_1} und dem zweiten Kompressor E_{Kuehl_2} für einen konstanter Ladevorgang mit maximaler Ladeleistung des adiabaten Druckluftspeichers über 8 Stunden (2-stufige Kompression)	54

3.10	Einfluss variierender Eintrittstemperatur der zweiten Kompressionsstufe auf den Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers (2-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung	58
3.11	Einfluss variierender Eintrittstemperatur der dritten Kompressionsstufe auf den Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers (3-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung	59
3.12	Einfluss variierender Eintrittstemperatur der zweiten Kompressionsstufe auf den Wirkungsgrad bei erhöhtem Temperaturniveau im Wärmespeicher von ca. 800°C des adiabaten Druckluftspeichers (2-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung	62
3.13	Druckverlauf in der Kaverne $P_{Kaverne}$, Entladeleistung der Turbine P_{el_Turb} sowie die Eintrittstemperatur des Arbeitsmediums des Zwischenüberhitzer T_{4*} des diabaten Druckluftspeichers über 13 Stunden	63
3.14	Anteil an PKWs in Deutschland, die unterwegs sind, für eine exemplarische Woche	65
3.15	Zurückgelegte Fahrdistanz von 1 Mio. PKWs in Deutschland in einer exemplarischen Woche	67
3.16	Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Beladung mit 0,7 A	69
3.17	Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Entladung mit 0,7 A	70
3.18	Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Entladung mit 15 A	71
3.19	Kumulierte Kalenderalterung und Zyklenalterung in Prozent der Kapazität bei zyklischer Belastung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle mit einer konstanten Be- und Entladestromstärke von 10 A	72
3.20	Wirkungsgrad eines Be- und Entladezyklusses der betrachteten Speichertechnologien im Vergleich	76
3.21	Angaben für spezifische Investitionskosten adiabater Druckluftspeicher aus verschiedenen Literaturquellen im Vergleich (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)	78
3.22	Angaben für spezifische Investitionskosten diabater Druckluftspeicher aus verschiedenen Literaturquellen im Vergleich (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)	79
3.23	Literaturangaben für kapazitätsspezifische Investitionskosten von Speicherkavernen (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)	80
3.24	Entwicklung der spezifischen Batteriekosten von Li-Ionen-Akkumulatoren reiner Elektrofahrzeuge aus verschiedenen Literaturquellen	81
3.25	Angaben für spezifische Investitionskosten der Pumpspeicher aus verschiedenen Literaturquellen (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)	82
3.26	Bandbreite der Angaben für Investitionskosten verschiedener Speicher (leistungs- und kapazitätsspezifisch) aus Literaturquellen	83
3.27	Salzvorkommen in Norddeutschland in Tiefen zwischen 600 und 1800 Meter	85
3.28	Potenziale von Pumpspeichern, Druckluftspeichern und mobilen Batteriespeichern in Deutschland	89
4.1	Prinzipskizze der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher	93

4.2	Prinzipskizze der mobilen Batteriespeicher	94
4.3	Installierte Leistung des Kraftwerkparks bei einem Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien ohne Speicher	105
4.4	Resultierende jährliche Elektrizitätserzeugung erneuerbarer Energien im Vergleich zu den Studien „Leitstudie“ und „SRU“	106
4.5	Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast eines Jahres bei einem Anteil von 50 % erneuerbarer Energien	108
4.6	Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast eines Jahres bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	108
4.7	Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast eines Jahres bei 100 % erneuerbare Energien	109
4.8	Dauerlinie der elektrischen Nachfragelast und der Residuallast für 50 %, 80 % und 100 % erneuerbare Energien	109
4.9	Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf zur vollständigen Inte- gration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Anteil von 50 %, 80 % und 100 % EE)	114
4.10	Betriebsoptimaler Kraftwerkeinsatz während 6 exemplarischer Tage im Herbst (Szenario „50EE-Basis“)	117
4.11	Betriebsoptimaler Kraftwerkeinsatz während 6 exemplarischer Tage im Herbst (Szenario „80EE-Basis“)	117
4.12	Dauerlinie der stündlichen Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien und Speicherbeladung und -entladung (Szenario „80EE-Basis“)	118
4.13	Betriebsoptimaler Kraftwerkeinsatz während 6 exemplarischer Tage im Herbst (Szenario „100EE-Basis“)	119
4.14	Speicherfüllstand der Speichertechnologien der Stunden eines Jahres, be- zogen auf die Kapazität für einen Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneu- erbarer Energien	121
4.15	Vergleich der wesentlichen Bestandteile der Systemkosten des konventio- nellen Kraftwerkparks, der Speicher und erneuerbaren Energien für die Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“	122
4.16	Systemkosten des konventionellen Kraftwerkparks, der Speicher und er- neuerbaren Energien für die Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“	123
4.17	Dauerlinie der Day-ahead Großhandelspreise für Elektrizität für die Sze- narien „50EE-Basis“ und „80EE-Basis“	124
4.18	CO ₂ -Emissionen der Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE- Basis“	125
4.19	Stündlicher Füllstand der Speicher eines Jahres in Prozent der Kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien (Einsatz von Bioenergie- anlagen im Lastfolgebetrieb)	126
4.20	Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speicher und konventionellen Kraftwerke für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien; Szenario „80EE-Basis“ mit Prognosehorizont von 36 Stunden und „80EE-Basis“ (4Tage) mit Prognosehorizont von 4 Tagen	127
4.21	Elektrizitätseinspeisung der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile an Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % er- neuerbarer Energien	131
4.22	Volllaststunden der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	131

4.23	Vergleich der Systemkosten des konventionellen Kraftwerkparks, der Speicher und erneuerbaren Energien einer vollständigen Integration und einer Integration inklusive Curtailment eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien	132
4.24	Speicherfüllstand der Pumpspeicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	134
4.25	Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	135
4.26	Speicherfüllstand der diabaten Druckluftspeicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	135
4.27	Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	136
4.28	Prozentualer Anteil der nicht aufgenommenen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien, bezogen auf die vollständige jährliche Elektrizitätseinspeisung der jeweiligen Technologie für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	137
4.29	Elektrizitätseinspeisung der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien	139
4.30	Volllaststunden der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien	139
4.31	Vergleich der Systemkosten der Speicher und erneuerbaren Energien einer vollständigen Integration und einer Integration inklusive Curtailment von 100 % erneuerbarer Energien	140
4.32	Speicherfüllstand der Pumpspeicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien	141
4.33	Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien	142
4.34	Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien	142
4.35	Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speicher des Szenarios „100EE-Curtail _{6/8CAES} “ im Vergleich zum Szenario „100EE-Curtail _{6/8CAES+10GW_Solar} “ bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien	144
4.36	Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien für eine gesteuerte („Basis“ Szenarien) und ungesteuerte („Basis{ungest}“ Szenarien) Beladestrategie der Fahrzeuge	145
4.37	Volllaststunden der betrachteten Speichertechnologien für eine gesteuerte („Basis“ Szenarien) und ungesteuerte („Basis{ungest}“ Szenarien) Beladestrategie der Fahrzeuge	145
4.38	Vergleich der Systemkosten des konventionellen Kraftwerkparks, der Speicher und erneuerbaren Energien von vollständiger und verringerter Aufnahme eines Anteils von 50 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot	148

4.39	Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien und konventionellen Kraftwerke für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot	148
4.40	Vergleich der Systemkosten des konventionellen Kraftwerkparks, der Speicher und erneuerbaren Energien bei vollständiger und verringerter Aufnahme eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot	150
4.41	Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien und konventionellen Kraftwerke für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot	150
4.42	Vergleich der Systemkosten der Speicher und erneuerbaren Energien einer vollständigen und verringerten Aufnahme von 100 % erneuerbaren Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot	152
4.43	Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien bei verringertem Wind- und Solarenergiedargebot	152
6.1	Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Leistung des Kompressors P_{el_Kompr} , Austrittstemperatur nach dem ersten Kompressor T_{out} und kumulierter Kühlerenergieaufwand E_{Kuehl} für einen konstanten Ladevorgang mit maximaler Ladeleistung des adiabaten Druckluftspeichers über 90 Stunden für ein Druckspiel zwischen 55 und 370 bar (1-stufige Kompression)	181
6.2	α_s in Abhängigkeit der Stromstärke	182
6.3	β in Abhängigkeit der Temperatur	182
6.4	ΔE in Abhängigkeit der Temperatur	182
6.5	Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Entladung mit 7 A	183
6.6	Kalkulation für spezifische Investitionskosten von onshore und offshore Windenergieanlagen bis zum Jahr 2050	184
6.7	Kalkulation für spezifische Investitionskosten von Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2050	185
6.8	Kalkulation für spezifische Investitionskosten von Bioenergieanlagen und Laufwasserkraftwerken bis zum Jahr 2050	186
6.9	Day-ahead-Großhandelspreise für Elektrizität für die Szenarien „50EE-Basis“ und „80EE-Basis“	192
6.10	Volllaststunden der verschiedenen Speichertechnologien für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot	193
6.11	Speicherfüllstand der Pumpspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot	194
6.12	Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot	194

- 6.13 Speicherfüllstand der diabaten Druckluftspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot 195
- 6.14 Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot 195
- 6.15 Speicherfüllstand der Pumpspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot 196
- 6.16 Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot 196

Tabellenverzeichnis

1.1	Speicherkapazität zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien . . .	4
2.1	Kenndaten der diabaten Druckluftspeicher Huntorf und McIntosh	15
2.2	Kenndaten von Akkumulatorsystemen im Vergleich	22
2.3	Materialkombinationen für die Kathode von Li-Ionen Akkumulatoren . . .	23
3.1	Kennwerte des adiabaten Kompressors	32
3.2	Kennwerte des Wärmespeichers des adiabaten Druckluftspeichers	33
3.3	Kennwerte der Kaverne	34
3.4	Kennwerte der Turbine	34
3.5	Kennwerte der Brennkammer und des Zwischenüberhitzers des diabaten Druckluftspeichers	41
3.6	Kennwerte des Rekuperators des diabaten Druckluftspeichers	41
3.7	Abhängigkeit des Faktors B von der Entladerate C_{Rate}	50
3.8	Energieverbrauch und -erzeugung sowie der berechnete Wirkungsgrad des Druckluftspeichers (Einstufige Kompression und Entspannung) für einen konstante Lade- und Entladevorgang bei maximaler Leistung	53
3.9	Energieverbrauch und -erzeugung sowie Wirkungsgrad des adiabaten Druck- luftspeichers (2-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung	54
3.10	Energieverbrauch und -erzeugung sowie Wirkungsgrad des adiabaten Druck- luftspeichers (3-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung	55
3.11	Isentroper und polytroper Wirkungsgrad verschiedener adiabater Druck- luftspeicherkonfigurationen für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung	56
3.12	Energieeinsatz im Kompressor und Energieerzeugung der Turbine für einen konstanten Be- und Entladeprozess des diabaten Druckluftspeichers	64
3.13	Energieeinsatz und -erzeugung der Batterie einen konstanten Be- und Ent- ladeprozess (mit 0,7 A) des mobilen Batteriespeichers	73
3.14	Angaben für spezifische Speicherinvestitionskosten (Durchschnittswerte) aus den Literaturquellen der Kapitel 3.2.1 bis 3.2.3	84
3.15	Neu- und Ausbauprojekte von Pumpspeicherwerken	88
4.1	Szenarien und Variationen für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien	99
4.2	Szenarien und Variationen für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	100
4.3	Szenarien und Variationen für 100 % erneuerbare Energien	100
4.4	Technische und ökonomische Parameter der im Modell verwendeten kon- ventionellen Referenzkraftwerke	102
4.5	Technische und ökonomische Parameter der im Modell verwendeten Tech- nologien zur Nutzung erneuerbarer Energien	103
4.6	Energieträgerpreise frei Kraftwerk für das Jahr 2050	104
4.7	Wesentliche technische und ökonomische Parameter der Speichertechnolo- gien	113
4.8	In den Modellrechnungen verwendete Speicherleistung und -kapazität der „Basis“ Szenarien für 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien	115

4.9	Speicherkapazität im Vergleich zur jährlichen Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien der Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“	120
4.10	Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „80EE-Basis“ und der „Curtail“ Szenarien bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien	130
4.11	Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „100EE-Basis“ und der „Curtail“ Szenarien bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien	138
4.12	Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „100EE-Curtail _{6/8CAES} “ und „100EE-Curtail _{6/8CAES+10GW_Solar} “ bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien	143
6.1	Kalkulation der fixen Betriebskosten der erneuerbaren Energien	187
6.2	Kalkulation für spezifische Investitionskosten und fixe Betriebskosten konventioneller Kraftwerke	188
6.3	Installierte Leistung des Kraftwerksparks und resultierende jährliche Elektrizitätserzeugung bei einem Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien ohne Speicher	189
6.4	Eingesetzte Pumpspeicher und deren wesentliche Charakteristika	190

Nomenklatur

Abkürzungen

Formelzeichen	Bedeutung
CAES	Compressed Air Energy Storage - Druckluftspeicher
DT	Dampfturbine
EE	Erneuerbare Energien
EV	Elektrofahrzeug
GuD	Erdgas Kombikraftwerke
GT	Gasturbine
Li-Ionen	Lithium-Ionen
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PKW	Personenkraftwagen
PCM	Phasenwechselmaterial
PSW	Pumpspeicherwerk
SOH	State-of-health - Gesundheitszustand
SOC	State-of-charge - Ladezustand
V2G	Vehicle-to-Grid - Nutzung der Batterie eines Fahrzeugs als Speicher

Lateinische Buchstaben

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
A	[m ²]	Fläche
A_h	[Ah]	Durchflussstrom / elektrische Ladung
B	[-]	Faktor
c	[J/(kg · K)]	Spezifische Wärmekapazität
C	[C]	Kondensator
C_{Rate}	[-]	Entladerate
D	[m]	Durchmesser
DE	[MWh]	Elektrizitätsnachfrage
E	[W]	Wärmestrom
f	[%]	Prozentsatz der zurückkommenden Fahrzeuge
F	[-]	Alterung
F^{Tech}	[-]	Verfügbarkeit der Speicher
FS^{Back}	[%]	Anteil der zurückkommenden Fahrzeuge
FS^{Start}	[%]	Anteil der startenden Fahrzeuge
FS^{Trip}	[%]	Anteil der Fahrzeuge, die unterwegs sind
g	[m/s ²]	Erdschwerebeschleunigung
G	[m]	Zurückgelegte Distanz der Fahrzeuge
h	[J/kg]	Spezifische Enthalpie

h_V^+	[J/kg]	Spezifische Enthalpie des stöchiometrischen Verbrennungsgases
H	[m]	Höhe
HS	[-]	Hilfsvariable
H_u	[J/kg]	Heizwert
i	[-]	Einheit
I	[A]	Stromstärke
j	[-]	Wert
k	[W/(m ² · K)]	Wärmedurchgangskoeffizient
K^{PLUGIN}	[MWh]	Kapazität der Plug-In-Hybridfahrzeuge
l	[-]	Spezifische Luftmenge
L	[m]	Länge
m	[kg]	Masse
M	[-]	Anzahl der startenden Fahrzeuge
\dot{m}	[kg/s]	Massenstrom
n	[-]	Polytropenexponent
N	[-]	Anzahl der Fahrzeuge
p	[Pa]	Druck
P	[W]	Leistung
Q	[Wh]	Kapazität
\dot{Q}	[W]	Wärmestrom
R	[Ω]	Elektrischer Widerstand
R_A	[J/(kg · K)]	Spezifische Gaskonstante trockener Luft
s	[J/(kg · K)]	Spezifische Entropie
t	[s]	Zeit
T	[K]	Temperatur
T*	[K]	Durch Kühlung verminderte Temperatur der Turbine
u	[%]	Prozentuale Anteil der Fahrzeuge, die unterwegs sind
U	[V]	Spannung
U_{Klemm}	[V]	Klemmspannung
v	[m ³ /kg]	Spezifisches Volumen
V	[m ³]	Volumen
VS	[MWh]	Speicherfüllstand
VS^{Kap}	[MWh]	Speicherkapazität
$VS^{Kap,min}$	[MWh]	Minimal verfügbaren Speicherkapazität
w	[J/kg]	Spezifische Arbeit
WE	[MWh]	Entladung
$\dot{W}E$	[MW]	Entladeleistung
WL	[MWh]	Beladung

\dot{W}_L	[MW]	Beladeleistung
W_L^{SPIN+}	[MWh]	Drehende positive Regelenergie
$W_L^{NONSPIN+}$	[MWh]	Stehende positive Regelenergie
x	[-]	Wert
X	[-]	Wasserbeladung
Y	[-]	Anzahl der Fahrzeuge, die unterwegs sind
Z	[-]	Anzahl der Fahrzeuge

Griechische Buchstaben

Formelzeichen	Einheit	Bedeutung
α	[W/(m ² · K)]	Wärmeübergangskoeffizient
α_s	[-]	Parameter, abhängig von der Stromstärke
β	[-]	Parameter, abhängig von der Temperatur
β^{dCAES_turb}	[-]	Arbeitszahl der Turbine des diabaten Druckluftspeichers
κ	[-]	Isentropenexponent
Δe	[-]	Parameter, abhängig von der Temperatur
η	[-]	Wirkungsgrad
ρ	[kg/m ³]	Dichte
π_p	[-]	Druckverhältnis
λ	[-]	Luftverhältnis
μ_V^+	[-]	Spezifische Masse des stöchiometrischen Verbrennungsgases

Hochgestellt

Formelzeichen	Bedeutung
aCAES	Adiabater Druckluftspeicher
Back	Zurückkommend
dCAES	Diabater Druckluftspeicher
dCAES_komp	Beladewirkungsgrad des diabaten Druckluftspeichers
Kap	Kapazität
max	Maximum
min	Minimum
PLUGIN	Plug-In-Hybridfahrzeuge
PS	Pumpspeicher
STO	Speichertechnologien
Turb	Turbine
'	Fluideintrittspunkt
"	Fluidaustrittspunkt

Tiefgestellt**Formelzeichen Bedeutung**

A	Luft
amp	Umgebung
B	Brennstoff
Bat	Batterie
BK	Brennkammer
kompr	Kompressor
isen	Isentrop
K	Kaverne
Kal	Kalenderalterung
KKF	Kapazitätskorrekturfaktor
K/H	Kühlen oder Heizen
L	Luft
max	Maximal
min	Minimum
M	Motor
poly	Polytrop
s	Isentroper Prozess
p	Polytroper Prozess
th	Thermisch
Turb	Turbine
zu	Zufuhr
Z	Zwischenüberhitzer
Zi	Ziel
Zykl	Zyklen

Kurzfassung

Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist zwischen den Jahren 2000 und 2011 von 6,8 % auf über 20 % gestiegen. Zukünftig wird dieser Anteil weiter zunehmen. Ein Großteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist durch erhebliche Fluktuationen, die nur in begrenztem Umfang planbar sind, charakterisiert.

Das Elektrizitätssystem Deutschlands steht daher vor der Herausforderung, immer höhere Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und trotz abnehmender Kapazitäten des konventionellen Kraftwerkparks die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Einen Beitrag zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit können Speicher liefern.

Das Ziel dieser Arbeit besteht darin, die Rolle und Bedeutung von Stromspeichern zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands zu analysieren und zu bewerten.

Hierfür wurde der Speicherbetrieb adiabater Druckluftspeicher, diabater Druckluftspeicher und mobiler Batteriespeicher (in Elektrofahrzeugen) mit Hilfe eines technischen Modells simuliert und anhand einer technisch-ökonomischen Analyse dem Referenzsystem „Pumpspeicher“ gegenübergestellt. Wesentliche Charakteristika wurden anschließend in ein Optimierungsmodell der Einsatzplanung des Elektrizitätssystems Deutschlands (Joint-Market-Model) übernommen, um die Auswirkungen des Speichereinsatzes zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien auf die Systemkosten und den Speicherbetrieb zu analysieren. Es wurden anhand verschiedener Szenarien die Anteile erneuerbarer Energien von 50 %, 80 % und 100 % am Bruttostromverbrauch untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine vollständige Integration hoher Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nur mit einem erheblichen Ausbau an Speichern realisiert werden kann. Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland wurde ein Bedarf an Speicherleistung von 27 GW und an Speicherkapazität von 245 GWh ermittelt. Zur Integration eines Anteils von 80 % erneuerbaren Energien sind eine Speicherleistung von 78 GW und eine Speicherkapazität von 6,3 TWh erforderlich. Für 100 % erneuerbare Energien werden Speicher mit einer signifikant höheren Speicherleistung von 139 GW und einer Speicherkapazität von 83 TWh benötigt. Dies geht mit einem erheblichen Kapitalaufwand einher.

Bei einem Verzicht auf eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien, einem „Curtailement“, kann die Stromeinspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen reduziert werden, falls dies zu geringeren Systembetriebskosten führt. Hierdurch verringert sich der Speicherbedarf erheblich. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren

Energien, die aus ökonomischen Gründen nicht aufgenommen wird, ist dabei kleiner als 1 %. Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien wird bei gleichbleibender Speicherkapazität eine Speicherleistung von knapp 11 GW (statt 27 GW) benötigt. Bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien kann die Speicherleistung von 78 GW auf 66 GW und die Speicherkapazität von 6,3 TWh auf 5,4 TWh verringert werden. Für 100 % erneuerbare Energien liegt der Speicherbedarf bei 106 GW (statt 136 GW) Speicherleistung und 57 TWh (statt 83 TWh) Speicherkapazität. Das „Curtailement“ führt somit in allen Szenarien zu einer Reduktion der Systemkosten.

In dieser Arbeit wurde zudem die Auswirkung einer ungesteuerten und einer gesteuerten Beladestrategie von Elektrofahrzeugen auf die Systemkosten untersucht. Wird eine ungesteuerte Beladestrategie eingesetzt, sind die Systemkosten geringfügig höher als bei einer gesteuerten Beladestrategie. Eine gesteuerte Beladestrategie von Elektrofahrzeugen (Vehicle-to-Grid, V2G) hat daher im Vergleich zu einer ungesteuerten Beladestrategie nur marginal positive Auswirkungen auf die Integration der erneuerbaren Energien.

Kritisch auf die Versorgungssicherheit wirken sich Jahre mit geringem Dargebot der Wind- und solaren Strahlungsenergie aus. Sinkt das Dargebot um 15 %, kann für Anteile von 80 % und 100 % erneuerbarer Energien die Elektrizitätsnachfrage nicht in allen Stunden eines Kalenderjahres gedeckt werden. Es ist daher für hohe Anteile erneuerbarer Energien (80 % und 100 %) zwingend erforderlich, dass die Bestimmung der Leistung und Kapazität des erforderlichen Kraftwerk- und Speicherparks anhand der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit geringem Dargebot erfolgt.

Abstract

The share of renewable electricity generation of gross electricity consumption in Germany increased from 6.8% to about 20% during the years of 2000 and 2011. This share will increase even more in the future. The greater part of the renewable electricity generation is characterized by significant fluctuations, which can only be planned to a limited extent. Hence, the electricity system in Germany faces the challenge to integrate an increasing amount of fluctuating renewable electricity generation. Additionally the system stability needs to be ensured, despite a decreasing capacity in conventional power plants. One option to support the integration of large amounts of renewable electricity generation and to enhance system stability is the deployment of storage technologies.

The aim of this research was to analyze the role of storage technologies to integrate high shares of renewable electricity generation into the electricity system of Germany.

To achieve this aim, adiabatic compressed air energy storage, diabatic compressed air energy storage and mobile battery storage systems were simulated and compared with a pumped hydro storage as the reference storage system. Key characteristics of these storage systems were modeled within a fundamental stochastic unit commitment model of the German power markets (Joint-Market-Model) in order to analyze the effect of the implementation of these storage systems on the overall cost of the electricity system. Additionally, the operation of the storages in an electricity system with high shares of renewable energy was evaluated.

The results show that the integration of large shares of renewable electricity generation into the grid can only be achieved with a substantial implementation of storage systems. To integrate 50% of renewable energy, a storage power of 27 GW and storage capacity of 245 GWh is needed. For a renewable energy share of 80%, a storage power of 78 GW and a storage capacity of 6.3 TWh are necessary. A 100% renewable energy share requires a storage power of 139 GW and a storage capacity of 83 TWh. This also requires a significant capital expenditure.

One option to reduce the overall system costs without compromising the system stability is to allow „curtailment“ of wind and solar power. Curtailment is hereby only used, if it leads to lower operating costs of the system. For 50% share of renewable energy the storage power can be reduced from 27 GW to almost 11 GW at constant storage capacity. The required storage capacity is reduced from 6.3 TWh to 5.4 TWh and the storage power from 78 GW to 66 GW for a share of 80% of renewable energy. For a share of 100% of renewable energy, the requirement of storage capacity is reduced from 83 TWh to 57 TWh and of storage power from 139 GW to 106 GW. In all assessments, where curtailment is allowed, the system costs are reduced. With this procedure only a minor share of renewable electricity generation (<1%) is hereby not integrated into the grid.

Furthermore, in this research the effects of different charging strategies of electric vehicles are analyzed. An uncontrolled charging, where the electric vehicles are charged at the instant they are connected to the grid is compared with a controlled charging (Vehicle-to-grid, V2G), where the time of charging can be delayed due to economic reasons until the starting time of the next trip. However, the controlled charging strategy of electric vehicles was found to have very little positive effect on the system costs.

In a year with low wind and solar supply (reduced wind and solar supply by 15%), the system stability is not given for a share of renewable electricity generation of 80% and 100%. To ensure the system stability for very high shares of renewable electricity generation, the power plant portfolio needs to be determined based on a load curve with yearly low wind and solar supply.

1 Einleitung

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland war in den vergangenen Jahren sehr dynamisch. Bis Ende 2011 wurde eine Leistung von gut 29 GW an Windenergieanlagen installiert (vgl. Abbildung 1.1). Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen stieg dadurch bis zum Jahr 2011 auf rund 49 TWh /Musiol et al. 2012/. Die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen zeigt ebenfalls einen starken Zubau. Bis Ende 2011 waren bereits Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von rund 25 GW installiert (vgl. Abbildung 1.1) mit einer jährlichen Stromerzeugung von gut 19 TWh /Musiol et al. 2012/.

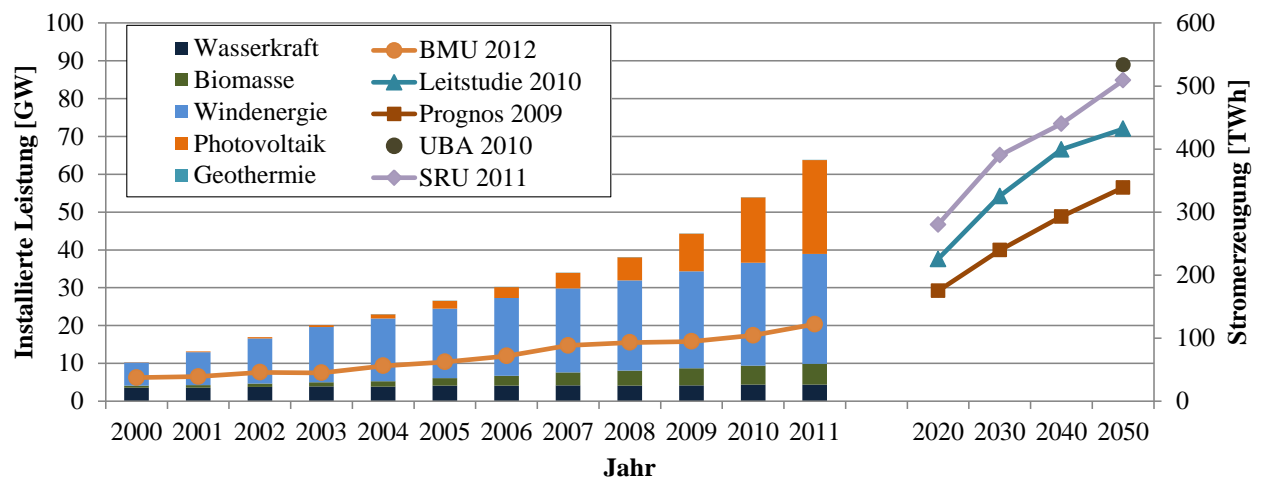


Abbildung 1.1: Installierte Leistung und jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis Ende 2011 /Musiol et al. 2012/ sowie Ausbauszenarien der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 von aktuellen Studien (Leitstudie 2010, Basisszenario 2010A /Nitsch et al. 2010/; Prognos 2009, Szenario „Innovation ohne CCS“ /Ziesing 2009/; UBA 2010, Szenario „Regionenverbund“ /Klaus et al. 2010/; SRU 2011, Szenario 1.a /SRU 2011/)

Durch die Vorgabe der Bundesregierung, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 sukzessive auf 80 % zu erhöhen /Bundesregierung 2011/, wird mit einem anhaltend starken Zubau der Windenergie - on- und offshore - gerechnet. Der Zubau der Windenergie an Land (onshore) wird zu einem großen Teil aus Repowering getragen, da geeignete Onshore-Standorte zur Errichtung weiterer Windenergieanlagen in absehbarer Zeit ausgeschöpft sein werden /BMW 2010/. Der Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung hat mit der Inbetriebnahme des Windparks „Alpha Ventus“ im April 2010 bereits begonnen. Um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen wird im Offshore-Bereich mit einer hohen Dynamik im weiteren Ausbau gerechnet.

Ein Ausbau der Photovoltaik in Deutschland wird durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) reguliert. Ziel ist es, die installierte Leistung geförderter Photovoltaik in Höhe von 52 GW in Deutschland zu erreichen. Der jährliche Zubau an Photo-

voltaikanlagen soll in einem definierten Ausbaurridor gehalten werden, der zu einer festgeschriebenen jährlichen Degression der Fördersätze von 11,4 % führt /BMU 2012b/. Der jährliche Ausbaurridor liegt bei einer installierten Leistung von 2.500 bis 3.500 MW /BMU 2012b/. Wird dieser Ausbaurridor überschritten, wie z.B. im Jahr 2011, in dem 7,5 GW an Photovoltaikleistung installiert wurde /Musiol et al. 2012/, erfolgt eine starke Degression der Fördersätze. Bei einer Unterschreitung werden die Fördersätze nur in geringem Maß reduziert.

In aktuellen Studien (vgl. Abbildung 1.1) werden Ausbaupfade des Zubaus erneuerbarer Energien beschrieben, mit denen das Ziel der Bundesregierung von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 eingehalten werden kann. Bereits im Jahr 2020 wird demnach die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen 180 TWh und 280 TWh liegen. Bis zum Jahr 2050 soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 340 TWh/a bis 530 TWh/a steigen. Der zukünftige Stromerzeugungsmix wird dabei zu einem Großteil durch die nur in begrenztem Umfang planbare Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen bereitgestellt.

1.1 Problemstellung

Die Produktion von „Wind“-Strom ist ebenso wie die photovoltaische Stromerzeugung durch erhebliche Fluktuationen in der Energiebereitstellung charakterisiert. Exemplarisch ist in Abbildung 1.2 die Elektrizitätserzeugung einer auf das Jahr 2020 hochskalierten Solar- und Windenergienutzung (mit einer jährlichen Stromerzeugung von ca. 200 TWh) und Nachfragelast in Deutschland der derzeitigen Stromnachfrage (2012) gegenüber gestellt.

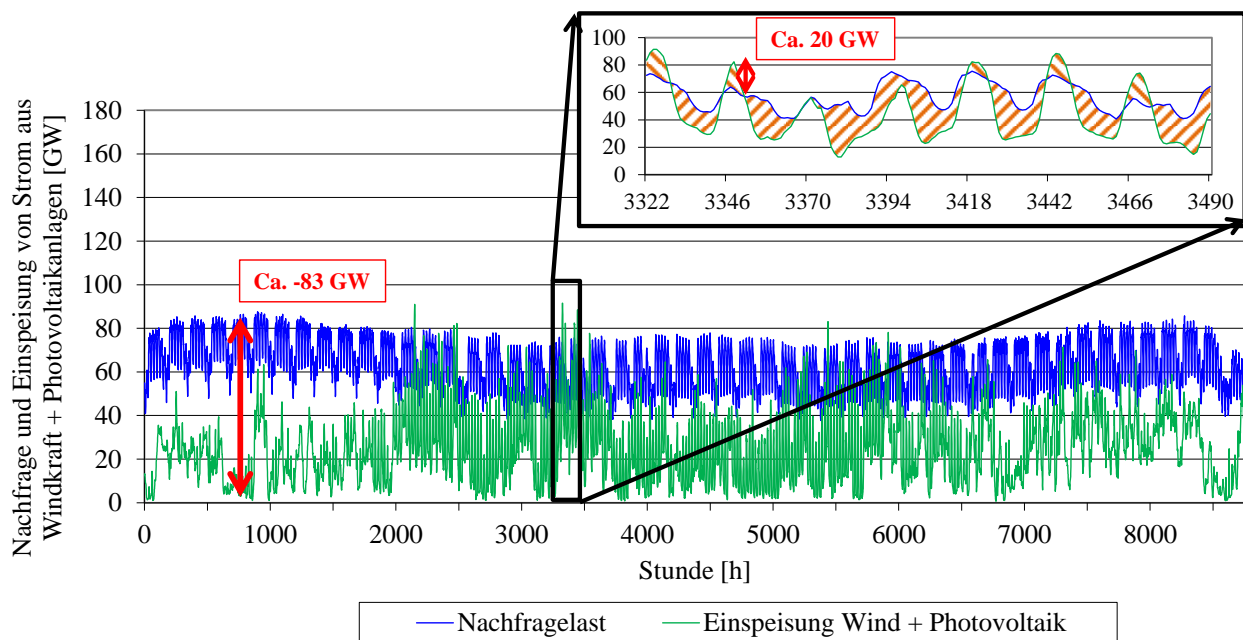


Abbildung 1.2: Exemplarische Elektrizitätserzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen (Stromerzeugung von ca. 200 TWh) und Nachfragelast in Deutschland

Es wird deutlich, dass es Zeitpunkte gibt, an denen praktisch keine Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen und gleichzeitig eine hohe Nachfrage auftritt. Hierdurch entsteht ein Stromerzeugungsbedarf von bis zu 83 GW, der durch den Einsatz anderer Kraftwerke gedeckt werden muss. Wenn dagegen eine hohe Wind- und Solarstromspeisung gleichzeitig auftreten, können Leistungsspitzen entstehen, denen kein gleich großer Bedarf gegenüber steht. Es entsteht eine maximale Überschussleistung von bis zu 20 GW. Dies führt zu Problemen in manchen Netzbereichen. Für die Durchleitung des Stroms aus erneuerbaren Energien (bei einem Anteil von 40 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung) wird ein Ausbaubedarf der Transportnetze von 3.600 km mit einem Kostenvolumen von bis zu 55 Mrd. Euro veranschlagt /Dena 2010b/. Wird dieser Netzausbau realisiert, bleibt die Herausforderung bestehen, wie bei zu geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Nachfrage gedeckt und die Überschussenergie bei hoher Einspeisung der erneuerbaren Energien genutzt werden kann.

Die Höhe und der zeitliche Verlauf der Nachfrage kann durch Demand-Side-Management (DSM) beeinflusst werden. Das DSM-Potenzial in Deutschland liegt allerdings mit maximal 13 GW und einer verschiebbaren Jahresarbeit von maximal 18 TWh (ca. 3 % der Nachfrage) deutlich unter der in Abbildung 1.2 skizzierten Abweichung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von der Nachfrage /Schäfer 2012/. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass das wirtschaftliche Potenzial eines Demand-Side-Managements nochmals deutlich unter den Werten liegt.

Zur Deckung der Nachfrage können prinzipiell Backup-Kraftwerke und Speicher eingesetzt werden. Speicher bieten dabei den Vorteil, dass diese wie Backup-Kraftwerke bei zu geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfragelast eingesetzt werden. Zusätzlich können Speicher auch die auftretende Überschussleistung und -energie aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder einspeisen. Daher wird zur Aufnahme und Nutzung hoher Anteile erneuerbarer Energien der Einsatz von Speichertechnologien intensiv diskutiert.

Der Ausbau und die Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien in Deutschland wurden in verschiedenen Studien analysiert und bewertet. In /Nitsch und Wenzel 2009/ wird der Zubau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 (63 % erneuerbare Energien) detailliert betrachtet und ein weiterer Ausbau bis auf 90 % dargestellt. Der Weg zu einem zukünftigen Energiesystem bis zu einem Anteil von 100 % erneuerbarer Energien wird in /Klaus et al. 2010/, /SRU 2011/, /FVEE 2010/ und /Nitsch et al. 2010/ beschrieben. Dabei variieren die Aussagen über die benötigte Speicherkapazität zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien deutlich (zwischen 1,45 und 40 TWh; vgl. Tabelle 1.1).

In allen Studien über den Ausbau und die Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien in Deutschland werden unterschiedliche Annahmen getroffen. So wurde in /Klaus et al. 2010/ und /Nitsch et al. 2010/ eine perfekte Voraussicht (perfect foresight)

modelliert und eine Einsatzreihenfolge der Kraftwerke vorgegeben. Hierdurch wird nicht der heutige Preisbildungsmechanismus berücksichtigt. In /SRU 2011/ wird in stündlicher Auflösung gerechnet, allerdings wird mit einer perfekten Voraussicht optimiert. Der heutige Preisbildungsmechanismus inklusive Prognosehorizont wird nicht abgebildet. Im Gegensatz zu den anderen Studien wird in /Kuhn und Kühne 2011/ die wirtschaftliche Speicherkapazität berechnet. Die Aussage bzgl. der Speicherkapazität von /FVEE 2010/ wurde nicht modellbasiert begründet.

Tabelle 1.1: Speicherkapazität zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien

Verfasser	Szenario	Anteil der ern. Energien [%]	Speicherkapazität [TWh]
UBA; IWES ^(a)	Regionenverbund	100	74 ^(g)
SRU ^(b)	Szenario 1.a	100	1,45 ^(h)
FVEE ^(c)	-	100	20 ^(h)
DLR; IWES; IFNE ^(d)	-	> 50	20 - 40 ^(h)
IFE ^(e)	-	80	4,8 ^(h)

^(a)Energieziel 2050 /Klaus et al. 2010/; ^(b) Wege zu 100 % EE /SRU 2011/;

^(c)Energiekonzept 2050 /FVEE 2010/; ^(d)Leitstudie 2010 /Nitsch et al. 2010/;

^(e)Modell „IMAKUS“ /Kuhn und Kühne 2011/; ^(g)Betrachtungszeitraum: 4 Jahre;

^(h)Betrachtungszeitraum: 1 Jahr

Insgesamt zeigt sich eine große Diskrepanz zwischen den Aussagen zu der benötigten Speicherkapazität bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland. In allen Studien lag der Fokus der Untersuchung auf dem Ausbau und Einsatz der erneuerbaren Energien sowie der Backup-Kraftwerke. In dieser Arbeit sollen in Abgrenzung dazu der Einsatz und die Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in den Mittelpunkt gestellt werden.

1.2 Zielsetzung und Abgrenzung der Arbeit

In dieser Arbeit werden der Einsatz und die Bedeutung von Stromspeichertechnologien zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands untersucht und bewertet.

Hierbei werden Pumpspeicher, adiabate bzw. diabate Druckluftspeicher und mobile Batteriespeicher berücksichtigt. Anhand einer Modellierung und Simulation werden wesentliche Kenndaten von adiabaten und diabaten Druckluftspeichern sowie mobilen Batteriespeichern erarbeitet und dem Referenzsystem „Pumpspeicher“ vergleichend gegenübergestellt. Das Ziel der Speichersimulation ist eine detaillierte Analyse des Speicherbetriebs sowie des Speicherwirkungsgrades für einen vollständigen Speicherzyklus.

Die einzelnen Speicherkomponenten der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher (Turbine, Kompressor, etc.) werden separat modelliert und zu verschiedenen Speicherkonfigurationen (z.B. 2-stufige Kompression) zusammengesetzt, wodurch ein Lösungsvorschlag für einen adiabaten Druckluftspeicher sowie einen diabaten Druckluftspeicher entwickelt wird. Anhand einer Parametervariation werden anschließend wesentliche Einflussgrößen auf den Speicherbetrieb und den Wirkungsgrad der Druckluftspeicher ermittelt.

Für die Simulation der mobilen Batteriespeicher wird der eigentliche Speicher, die Batterie, modelliert. Dabei wird die Netzverfügbarkeit von Elektrofahrzeugen in Deutschland berücksichtigt. Neben der Betriebssimulation von mobilen Batteriespeichern besteht das Ziel der Simulation darin, die wesentlichen Einflussgrößen (z.B. Höhe des Be- und Entladestroms, Temperaturmanagement, etc.) auf das Batterieverhalten und den Wirkungsgrad zu ermitteln. In einem zweiten Schritt werden die Stromspeicher hinsichtlich ihrer Investitionskosten sowie ihres Potenzials in Deutschland miteinander verglichen.

Vor dem Hintergrund einer zukünftigen Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und der sich daraus ergebenden Herausforderung der Integration fluktuierender Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird in einem dritten Schritt eine Analyse des Bedarfs und Betriebs von Stromspeichern in Deutschland durchgeführt. Ziel ist es, mit Hilfe eines „Optimierungsmodells der Einsatzplanung“ den Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf in Deutschland zur Integration der Anteile erneuerbarer Energien von 50 %, 80 % und 100 % an der Elektrizitätsnachfrage zu quantifizieren und die Speicherbewirtschaftung zu bewerten. Anhand verschiedener Szenarien wird der Einfluss

- einer vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (kein „Curtailement“ möglich),
- einem Verzicht auf eine vollständige Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien („Curtailement“ möglich),
- einer unterschiedlichen Beladestrategie der mobilen Batteriespeicher und
- eines Jahres mit schwachem Wind- und Solarenergiedargebot

auf den Speicherbedarf, die Systembetriebskosten und Systemkosten sowie den Speicherbetrieb ermittelt.

Eine detaillierte Speichersimulation mit dem Ziel, die Einflussgrößen auf den Betrieb und Wirkungsgrad der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher zu ermitteln, ist bisher noch nicht erfolgt. Batterien wurden bereits häufig modelliert. Allerdings wurde der Einsatz von mobilen Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen zur Nutzung im Elektrizitätssystem und der Vergleich zu Druckluftspeichern bisher noch nicht detailliert analysiert (vgl. dazu Literaturüberblick in Kapitel 2.1).

Zudem fokussieren bisherige Optimierungsansätze des Energiesystems Deutschlands mit

sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien Investitionsentscheidungen in Kraftwerke. Der Betrieb der Speicher wird in der Regel nicht berücksichtigt.

1.3 Aufbau der Arbeit

Entsprechend der beschriebenen Zielsetzung ergibt sich der folgende Aufbau der Arbeit (vgl. Abbildung 1.3). In Kapitel 2 wird ein Überblick über den Stand der Technik von großtechnischen Elektroenergiespeichern gegeben.

Darauf folgend wird in Kapitel 3 eine Analyse und Bewertung dieser Speichertechnologien durchgeführt. Die technische Analyse wird anhand einer Simulation der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher sowie der mobilen Batteriespeicher in Kapitel 3.1 dargestellt. Die ökonomischen Kennwerte werden in Kapitel 3.2 und die Potenziale der Speichertechnologien in Deutschland in Kapitel 3.3 erläutert.

In Kapitel 4 werden die wesentlichen Charakteristika der Speichertechnologien aus Kapitel 3 in einem Optimierungsmodell der Einsatzplanung übernommen und der Speicherbedarf und -betrieb analysiert. Die Modellierung der Pumpspeicherwerke, der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher sowie der mobilen Batteriespeicher in dem Optimierungsmodell der Einsatzplanung wird in Kapitel 4.1, die Parametrisierung für die Modellanwendung in Kapitel 4.2 beschrieben. Die Ergebnisse sowie deren Diskussion werden in Kapitel 4.3 für Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 50 %, 80 % und 100 % erläutert.

Die wesentlichen Ergebnisse der Speichersimulation sowie der Optimierung des Elektrizitätssystems für hohe Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden in Kapitel 5 zusammenfassend diskutiert und erläutert.

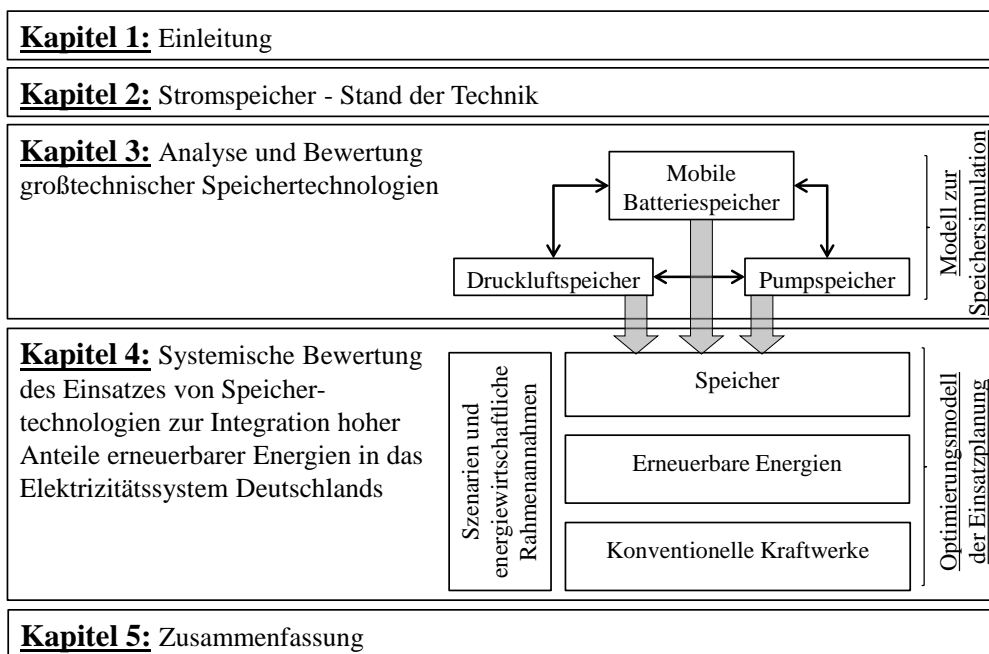


Abbildung 1.3: Aufbau der Arbeit

2 Stand der Technik bei Stromspeichern

Elektrische Speichertechnologien lassen sich in direkte und indirekte Elektroenergiespeicher einteilen (vgl. Abbildung 2.1). Direkte Elektroenergiespeicher speichern Energie in Magnetfeldern (z.B. stromdurchflossenen Spulen) oder in elektrischen Feldern (z.B. Kondensatoren). Indirekte Elektroenergiespeicher wandeln die elektrische Energie in chemische oder mechanische Energie um. Beispiele für letztere sind Pumpspeicher und Druckluftspeicher. Zu den Systemen, bei denen die zu speichernde elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt wird, gehören Batteriespeichersysteme und Akkumulatoren mit externem Speicher (z.B. Gasspeicher und Brennstoffzellensysteme).

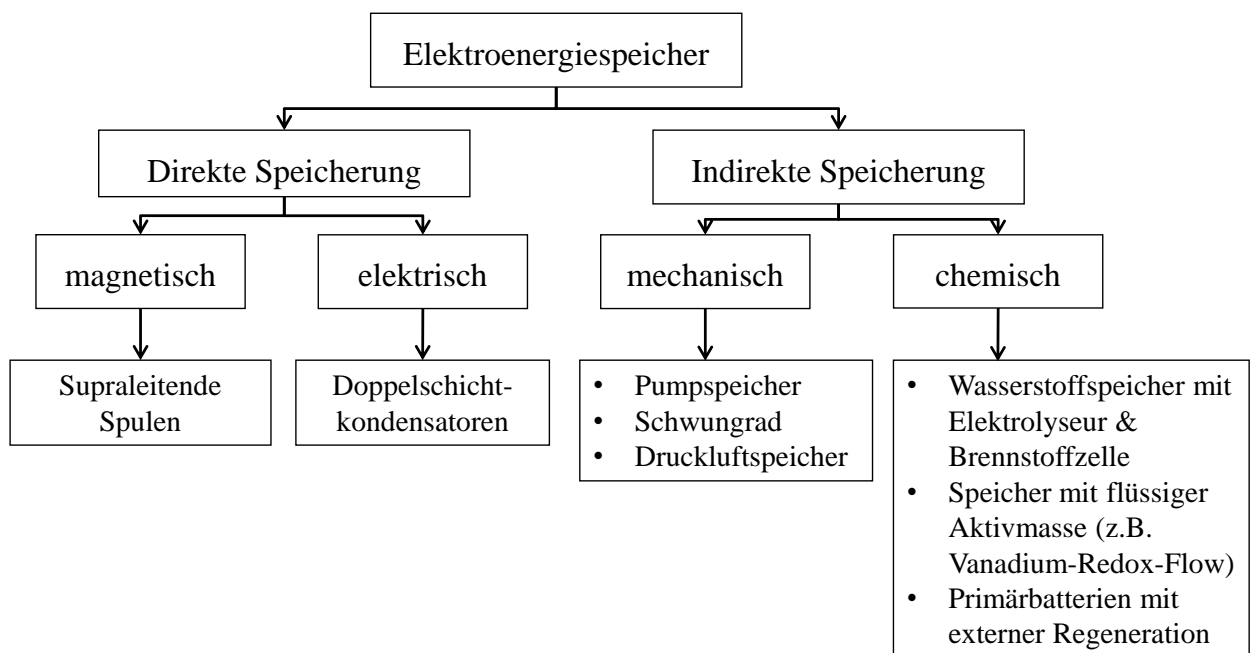


Abbildung 2.1: Klassifizierung von Elektroenergiespeichern /Kruck 2008/

In Bezug auf die Identifikation geeigneter Speichersysteme zur Integration hoher Anteile erneuerbaren Stroms sind die Speicherkapazität und Speicherleistung, die in einem Kraftwerk installiert werden können, von ausschlaggebender Bedeutung. Hierbei werden in dieser Arbeit die direkten Speichersysteme aufgrund der geringen möglichen Speicherkapazität nicht berücksichtigt. In Abbildung 2.2 ist die Bandbreite einer möglichen Kapazität und Leistung der Speicher (indirekte Speicherung) dargestellt. Hieraus kann geschlossen werden, dass für die Zwischenspeicherung großer Energiemengen vor allem Pump- und Druckluftspeicher in Frage kommen sowie begrenzt Batterie- bzw. Brennstoffzellensysteme. Wasserstoff- und Power-to-Gas-Speicher können ebenfalls zur Speicherung großer Energiemengen herangezogen werden, allerdings werden diese aufgrund geringer Wirkungsgrade und hoher spezifischer Investitionskosten (vgl. /Hartmann et al. 2012/) in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Brennstoffzellensysteme können ebenfalls eine hohe

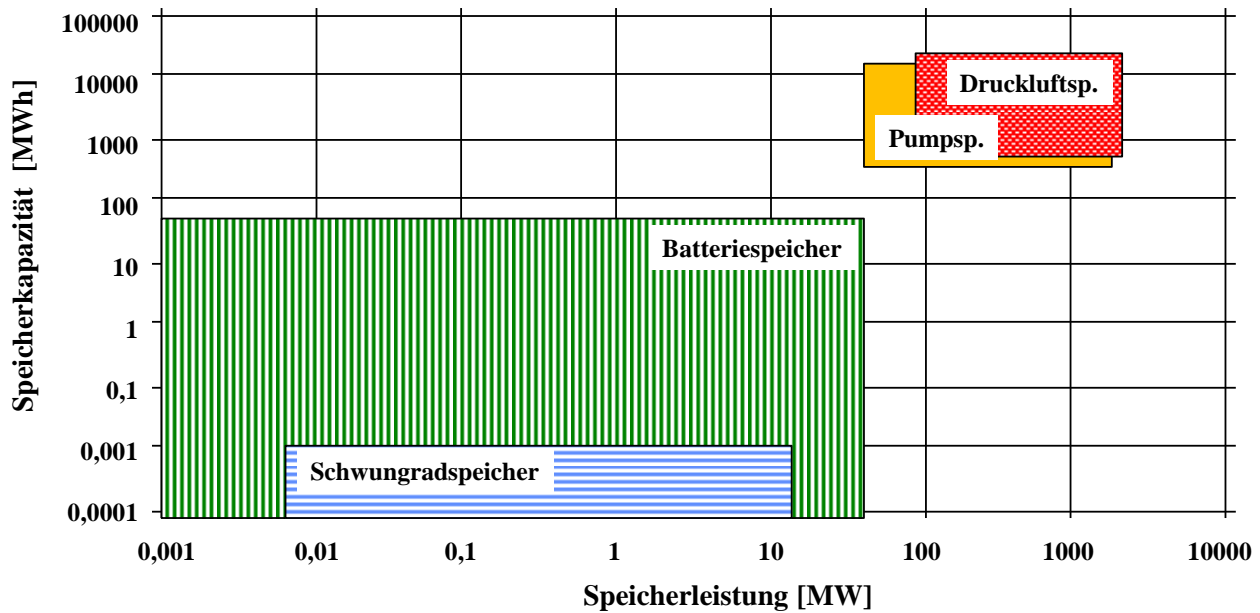


Abbildung 2.2: Speicherkapazität und -leistung unterschiedlicher Stromspeicher im Vergleich /Hartmann et al. 2009/

Speicherkapazität aufweisen, allerdings ist der groß dimensionierte Einsatz dieser Systeme derzeit noch nicht abzusehen. Speichertechnologien, die in naher Zukunft zur Speicherung großer Energiemengen zum Einsatz kommen können, sind Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batteriespeicher. Sie werden hier besonders behandelt. Der Stand der Technik dieser Speichertechnologien wird daher im Folgenden kurz dargestellt. Es wird zunächst ein Literaturüberblick der Forschung im Bereich Speichertechnologien gegeben. Darauf folgend wird der Stand der Technik von Pumpspeichern und Druckluftspeichern erläutert. Die Batteriespeicher werden in dieser Arbeit durch mobile Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen repräsentiert, die durch einen Zusammenschluss zu einem Cluster vieler Einzelbatterien von Fahrzeugen eine große Speicherleistung und Speicherkapazität erreichen können.

2.1 Stand der Forschung bei der Speichermodellierung

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über den Stand der Forschung im Bereich der Speichermodellierung und -simulation gegeben. Darauf folgend werden Veröffentlichungen, die die Kombination aus erneuerbaren Energien mit Speichertechnologien behandeln, dargestellt. Im Anschluss daran werden aktuelle Studien, in denen der Ausbau und die Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands analysiert werden, zusammengefasst.

Speichermodellierung und -simulation

Einen generellen Überblick über Technologien zur Speicherung von Strom wird in /Ibrahim et al. 2008/, /Joseph und Shahidehpour 2006/, /Lund und Paatero 2006/, /Oertel 2008/,

/Sauer 2006/ gegeben. Ein Überblick über Wasserkraftwerke wird in /Giesecke und Mosonyi 2005/ dokumentiert.

Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES) wurden in verschiedenen Veröffentlichungen untersucht. In /Bullough et al. 2004/, /Bullough 2004/, /Calaminus 2009/, /Crotogino und Kleinfeld 2005/, /Crotogino 2006/, /Jakiel 2005/, /Succar und Williams 2008/ und /Vadasz 1999/ werden grundlegende Einführungen in die diabate und adiabate Druckluftspeichertechnik gegeben.

Eine thermodynamische Analyse eines adiabaten Druckluftspeichers wurde in /Grazzini und Milazzo 2008/ vorgestellt. Hierbei wurde das Zusammenschalten von Kompressoren (in Serie und Parallel) simuliert und der Speicherwirkungsgrad von 72 % für einen Speicherzyklus ermittelt. Es wurde allerdings keine Analyse des Temperaturniveaus im Wärmespeicher durchgeführt und eine detaillierte Analyse des Speichereinsatzes sowie des Wirkungsgrades für einen Speicherzyklus fehlt. Eine detaillierte Modellierung eines adiabaten Druckluftspeichers entstand parallel zu dieser Arbeit (vgl. dazu /Hartmann et al. 2011/) und wurde in /Wolf 2011/ veröffentlicht. Hierbei wurde neben einer grundlegenden Modellierung der Kompression und Entspannung vor allem auf eine Modellierung und Simulation des Wärmespeichers fokussiert. Dieser wurde als Schichtwärmespeicher modelliert, wodurch die Kompressionswärme im adiabaten Druckluftspeicherprozess besser genutzt werden kann. Hieraus resultierte ein Wirkungsgrad für einen Speicherzyklus zwischen 62 und 68 % /Wolf 2011/.

Die Modellierung und Simulation eines mobilen Batteriespeichers wurde bisher ohne die Berücksichtigung des Fahrverhaltens der Fahrzeuge (und dadurch ohne Berücksichtigung der Netzverfügbarkeit des mobilen Batteriespeichers) durchgeführt. Untersuchungen zum Fahrverhalten wurden in /Andre et al. 2006/ durchgeführt, um die Emissionen von Fahrzeugen anhand des Vergleichs von europäischen Fahrzyklen (z.B. Common Artemis Driving Cycle, CADC) zu gemessenem realen Fahrverhalten zu analysieren. Die experimentelle Messung und Analyse der Emissionen von Hybridfahrzeugen mit realen Fahrzyklen wurde in /Fontaras et al. 2008/ durchgeführt. In /Gonder et al. 2007/ wurde anhand von GPS-Daten die Verkehrsbewegung von Fahrzeugen analysiert, um den realen Energiebedarf von Plug-In-Hybridfahrzeugen zu bestimmen. Für Deutschland wurde in der Studie „Mobilität in Deutschland“/DIW 2003/ die Mobilität von Fahrzeughaltern (Fahrdistanzen, Wegzweck, etc.) anhand einer umfangreichen Umfrage untersucht.

Generell wurde die Auswirkung des Fahrverhaltens auf die Batteriegröße eines Hybridfahrzeugs ausgehend von einer realen Fahrzyklenanalyse in /Liaw und Dubarry 2007/ und /Duvall 2005/ ermittelt. Die optimale Batteriegröße eines Fahrzeugs für unterschiedliche Fahrzeugtypen (z.B. Full-Hybrid, Plug-In-Hybrid) wurde in /Albertus et al. 2008/ ermittelt sowie die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen von Batteriegewicht und Ladecharakteristiken von Plug-In-Hybridfahrzeugen in /Shiau et al. 2009/ analysiert.

Bei der Batteriemodellierung und -simulation wird zwischen elektrochemischen Modellen, empirischen Modellen und Ersatzschaltbild-Modellen unterschieden. Diese können miteinander kombiniert werden.

Im Folgenden werden exemplarisch einige Modellierungsbeispiele genannt. Anhand von elektrochemischen Modellen wird der Wärmeübergang und das Temperaturniveau in einer Li-Polymer-Zelle in /Song und Evans 2000/, der Ladezustand in /Santhanagopalan und White 2008/ sowie sehr detailliert die chemischen Prozesse einer Li-Ionen Zelle in /Smith 2010/ simuliert. Mit neuronalen Netzen wird in /Chau et al. 2003/ anhand eines empirischen Modells die Batterie modelliert. Ersatzschaltbild-Modelle werden häufig verwendet. Durch die Kombination verschiedener RC-Glieder (Widerstand R und Kondensator C) wird in /Gao et al. 2002/, /Chen und Rincon-Mora 2006/, /Kroeze und Krein 2008/ und /Hu et al. 2011/ das dynamische Verhalten einer Li-Ionen-Zelle modelliert und simuliert.

Kombination aus erneuerbaren Energien mit Speichertechnologien

In /Gyuk 2004/, /Hadjipaschalis et al. 2009/, /Oertel 2008/ werden verschiedene Speichertechnologien zur Ausregelung von Windstromerzeugung beschrieben. Der Betrieb eines hybriden Wind-Wasser-Kraftwerks wird in /Anagnostopoulos und Papantonis 2007/ optimiert. In /Castronuovo und Lopes 2004/ wurde ebenfalls ein Optimierungsansatz vorgestellt, um den optimalen Betrieb eines Wind-Wasserkraftwerks zu erreichen.

In /Kruck 2008/ wird die Integration eines Systems, bestehend aus Windenergieanlagen und Stromspeicher, unter besonderer Berücksichtigung von Druckluftspeichern, analysiert. Ein generelles Wind-Druckluftspeicherkraftwerk wird in /Cavallo 2007/ vorgestellt. Ebenfalls ein Wind-Druckluftspeicherkraftwerk wird in /Jia et al. 2004/ modelliert und analysiert. Die Konkurrenz zwischen einem Druckluftspeicher und Gasturbinenkraftwerk in Kombination mit einem Windpark wurde in /Greenblatt et al. 2007/ untersucht. In /Wolf 2011/ wird ein System bestehend aus Windkraftanlagen in Kombination mit einem adiabaten Druckluftspeicher modelliert und die Gewinnmaximierung aus Sicht des Betreibers eines Windparks und adiabaten Druckluftspeichers untersucht.

Die Nutzung mobiler Batteriespeicher im Elektrizitätssystem wird in /Kempton und Letendre 1997/ und in Kombination mit einem Windpark in /Kempton und Dhanju 2006/ beschrieben. In /Lund und Kempton 2008/ wird die Möglichkeit der Integration erneuerbarer Energien durch mobile Batteriespeicher generell analysiert. Das Ergebnis zeigt wie in /Hartmann und Özdemir 2011/, dass der Einsatz von mobilen Batteriespeichern positive Auswirkungen auf die Integration erneuerbarer Energien haben kann. Hierbei wird allerdings kein Systemansatz verfolgt.

Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands

In /Leonhard et al. 2008/ werden verschiedene Energiespeicher und deren möglicher Einsatz in einem System mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien dargestellt. Hierbei wird allerdings keine Systemanalyse durchgeführt. Die Versorgung Europas durch erneuerbare Energien (an günstigen Dargebotsstandorten in Europa) wurde in /Czisch 2005/ detailliert untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass die Stromversorgung „wirtschaftlich eine gut zu bewältigende Aufgabe“/Czisch 2005/ darstellt. Allerdings wurde hier eine enorme Speicherkapazität in Höhe von 241TWh in Europa (durch die Nutzung von Wasserkraftwerken und deren Speicher) vorausgesetzt.

Der Ausbau und die Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien in Deutschland wurden in verschiedenen Studien (vgl. Kapitel 1.1) analysiert und bewertet. Hierbei sind vor allem die Studien /Nitsch und Wenzel 2009/, /Klaus et al. 2010/, /FVEE 2010/, /Nitsch et al. 2010/, /SRU 2011/ und /Kuhn und Kühne 2011/ zu nennen. In weiteren Studien zum Ausbau erneuerbarer Energien werden in der Regel Speichertechnologien andiskutiert, aber nicht detailliert in einem Modell berücksichtigt, wodurch auch keine Aussagen bezüglich der benötigten Speicherkapazität gegeben werden (vgl. dazu „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ /Schlesinger et al. 2010/, „Energiezukunft 2050“ /Beer et al. 2009/ und „Klimaschutz Plan B 2050: Energiekonzept für Deutschland“ /Barzantny et al. 2009/).

2.2 Pumpspeicher

Pumpspeicher (Pumpspeicherwerke - PSW) speichern elektrische Energie in potentieller Energie. Hierfür wird Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken gepumpt. Um die gespeicherte Energie wieder ins Stromnetz zurück zu speisen, wird das Wasser aus dem Oberbecken durch eine Turbine in ein Unterbecken geleitet. Die Turbine treibt hierbei einen Generator an. Die Funktionsweise sowie ein Überblick über die wesentlichen Komponenten eines Pumpspeicherwerks werden im Folgenden erläutert. Wie in Abbildung 2.3 zu sehen ist, besteht ein Pumpspeicherwerk aus den wesentlichen Komponenten:

- Oberbecken zur Speicherung des Wassers auf erhöhtem geodätischen Niveau
- ggf. Einlaufbauwerk mit Fallschützen als Wassereinlass in die Rohrleitungen und Verschluss für Revisionen
- ggf. Oberwasserstollen zum Wassertransport auf annähernd gleichbleibendem Höhenniveau
- ggf. Wasserschloss zur Verminderung von Druckstößen und Verbesserung der Regelfähigkeit
- Druckstollen zum Wassertransport bei Überwindung der Höhendifferenz

- Maschinenhaus mit Turbinen und Pumpen, Generatoren bzw. Elektromotoren; ggf. in Kavernenbauweise
- ggf. Auslaufbauwerk mit Wasserschloss, als Verbindung zum Unterbecken
- Unterbecken zur Wasserspeicherung

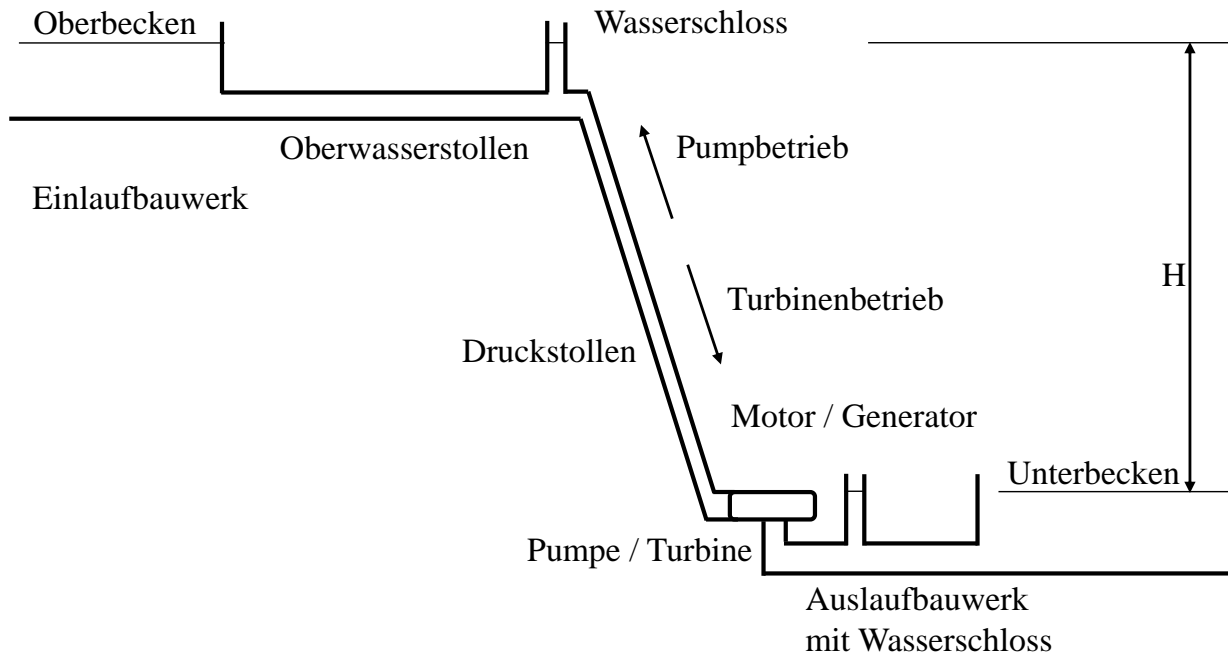


Abbildung 2.3: Prinzipskizze eines Pumpspeicherwerks /Hartmann et al. 2012/ (vgl. auch /Giesecke und Mosonyi 2005/)

Die Einspeicher- und Ausspeicherleistung wird über die Leistung der Turbine respektive der Pumpe festgelegt. Die Turbinen können in drei Bauarten unterschieden werden, die Pelton-turbine, Kaplan-turbine und Francis-turbine. Die Pelton-turbine ist eine Gleichdruck-turbine mit tangentialer Wasserzuführung. Die Kaplan-turbine ist eine vollbeaufschlagte Überdruck-turbine mit radialer Wasserzu- und abführung. Bei Fallhöhen bis 500 m kommen überwiegend Francis-turbinen zum Einsatz, die eine vollbeaufschlagte Überdruck-turbine darstellen. Der Unterschied zur Kaplan-turbine besteht darin, dass die Zuströmung der Francis-turbine radial erfolgt, die Abströmung allerdings axial durch einen Diffusor, wodurch die verbleibende kinetische Energie des Wassers besser genutzt werden kann. Heute werden meist Pump-turbinen in Pumpspeicherwerken verbaut (z.B. Pumpspeicherwerk Goldisthal), die den Pump- und Turbinenbetrieb übernehmen können und mit einem Generator verbunden sind.

Die Größe des oberen Speichersees und daraus resultierend die gespeicherte potentielle Energie des Wassers entspricht der Speicherkapazität Q^{PS} des Pumpspeicherwerks. Diese ist abhängig von der Dichte des Wassers ρ , der Erdbeschleunigung g , der Wasserspiegeldifferenz zwischen dem Oberwasser und Unterwasser H sowie dem nutzbaren Volumen V (Gleichung 2.1).

$$Q^{PS} = \rho \cdot g \cdot H \cdot V \quad (2.1)$$

Bei Pumpspeicherwerken wird oft auch das Arbeitsvermögen angegeben. Dieses wird durch das Produkt der Kapazität mit dem Wirkungsgrad der Turbine berechnet. Die gespeicherte Energie eines Pumpspeicherwerks ist ausschließlich von der Fallhöhe sowie dem nutzbaren Beckenvolumen (maximales Wasservolumen V , das in einem Zyklus genutzt werden kann) abhängig. Das nutzbare Beckenvolumen wird in der Regel durch das kleinere Volumen der Speicherseen abzüglich einer Restwassermenge in den Speicherseen bestimmt. Der Zusammenhang zwischen dem Energieinhalt pro Kubikmeter Wasser und der Fallhöhe (Wasserspiegeldifferenz zwischen dem Oberbecken und Unterbecken) ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Mit steigender Fallhöhe steigt auch der Energieinhalt eines Ku-

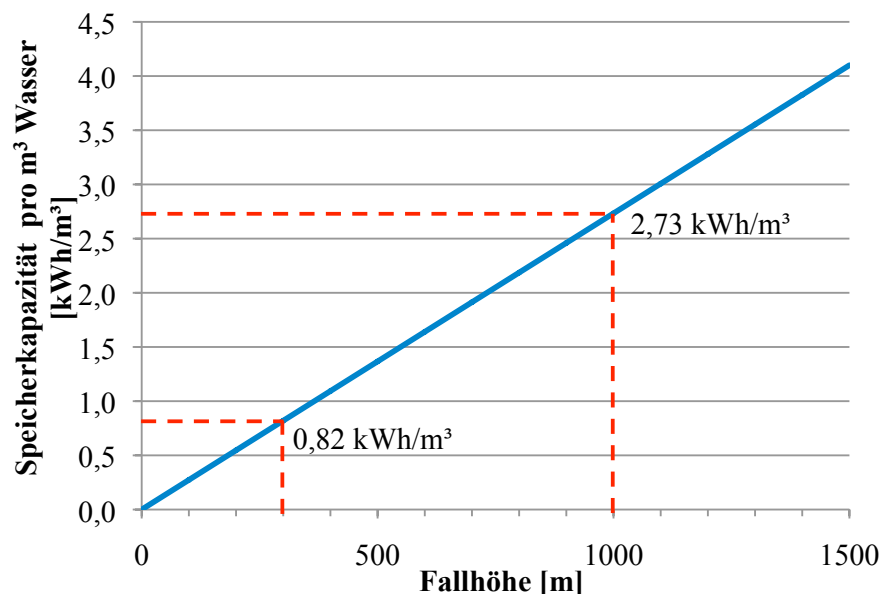


Abbildung 2.4: Speicherkapazität eines Pumpspeicherwerks pro Kubikmeter Wasser in Abhängigkeit der Fallhöhe /Hartmann et al. 2012/

bikmeter Wassers des Pumpspeicherwerks. In Deutschland beträgt die durchschnittliche Fallhöhe der Pumpspeicherwerke ca. 300 m, woraus sich ein durchschnittlicher spezifischer Energieinhalt deutscher Pumpspeicherwerke von ca. 0,82 kWh/m³ ergibt.

Insgesamt sind derzeit ca. 6,4 GW Turbinenleistung und ca. 41 GWh Kapazität (ca. 38 GWh Arbeitsvermögen) an Pumpspeicherwerken in Deutschland installiert /Hartmann et al. 2012/. Zusätzlich bestehen Bezugsrechte deutscher Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ausländischen Pumpspeicherwerken (beispielsweise die Kraftwerksgruppe Obere-III in Österreich oder das Pumpspeicherwerk Vianden in Luxemburg).

Pumpspeicherwerke sind in Deutschland seit über einem Jahrhundert im Einsatz. Die Lebensdauer liegt zwischen 80 /Gatzen 2008/ und 100 Jahren /Schernthanner und Lackner 2010/. Moderne Pumpspeicherwerke erreichen Wirkungsgrade für einen Speicherzyklus von ca. 80 % /Giesecke und Mosonyi 2005/ und /Kruck 2008/, wobei die Wirkungsgradver-

luste nahezu vollständig beim Einspeicher- bzw. Ausspeicherprozess und nicht bei der Speicherung des Wassers auftreten. Neben den hohen Wirkungsgraden weisen Pumpspeicherwerke geringe Schaltzeiten auf. Vom Stillstand in den Turbinenbetrieb und vom Stillstand in den Pumpbetrieb, als auch im Wechselbetrieb (Pumpe - Turbine oder Turbine - Pumpe) sind Schaltzeiten unter 60 Sekunden möglich, die häufige Betriebsartenwechsel ermöglichen. Diese liegen zwischen 5 /Rost 2000/ und zwölf Betriebsartenwechsel pro Tag (Pumpspeicherwerk Wehr /Hartmann et al. 2012/).

2.3 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES) speichern elektrische Energie in mechanischer Energie durch Verdichtung der Umgebungsluft in Kompressoren. Die verdichtete Luft wird in unterirdischen Kavernen gespeichert. Zur Rückgewinnung der elektrischen Energie wird die verdichtete Luft in Turbinen entspannt, die einen nachgeschalteten Generator antreiben. Es wird zwischen einem diabaten Druckluftspeicher und einem adiabaten Druckluftspeicher unterschieden. Der Unterschied besteht darin, dass im adiabaten Druckluftspeicherprozess die auftretende Kompressionswärme gespeichert und im Turbinenprozess genutzt werden kann. Im folgenden Abschnitt werden zunächst die Kraftwerkskomponenten des diabaten Druckluftspeichers und des adiabaten Druckluftspeichers beschrieben. Im dritten Abschnitt wird die Speicherung der Druckluft in einer Kaverne näher erläutert.

Diabater Druckluftspeicher

Der prinzipielle Aufbau eines diabaten Druckluftspeichers ist in Abbildung 2.5 dargestellt. Durch den Motor werden die Kompressoren angetrieben und die Umgebungsluft verdichtet. Hierbei wird die Druckluft bereits im Verdichter zwischengekühlt und für die Speicherung in der Kaverne auf ein Temperaturniveau von ca. 50°C gesenkt. Um Arbeit verrichten zu können, wird die Druckluft nach der Speicherung wieder auf eine Temperatur von über 550°C gebracht /Hoffeins et al. 1980/. Hierzu wird die Druckluft mit Erdgas vermischt und das Gemisch in der Brennkammer verbrannt. Anschließend wird das Arbeitsmedium in der Turbine entspannt und ein Generator angetrieben.

Weltweit sind derzeit zwei diabate Druckluftspeicher im Einsatz. In Deutschland wurde 1978 das Druckluftspeicher Huntorf in Betrieb genommen. Die installierte Leistung in Huntorf beträgt 290 MW, wobei diese für 2 Stunden abgerufen werden kann. Die Druckluft wird in zwei Salzkavernen in 700 m Tiefe (140.000 bzw. 170.000 m³ Volumen) bei Drücken zwischen 43 und 70 bar gespeichert. Der Gesamtwirkungsgrad (inkl. Berücksichtigung des Energieinhalts des zur Erhitzung der Druckluft verwendeten Erdgases) der Anlage in Huntorf beträgt ca. 42 % /Crotogino 2003/, /Kruck 2008/. Die Kompressionswärme kann für die spätere Erwärmung der Druckluft nicht mehr genutzt werden. Sie stellt eine

Verlustenergie dar und senkt den Wirkungsgrad des Speichers.

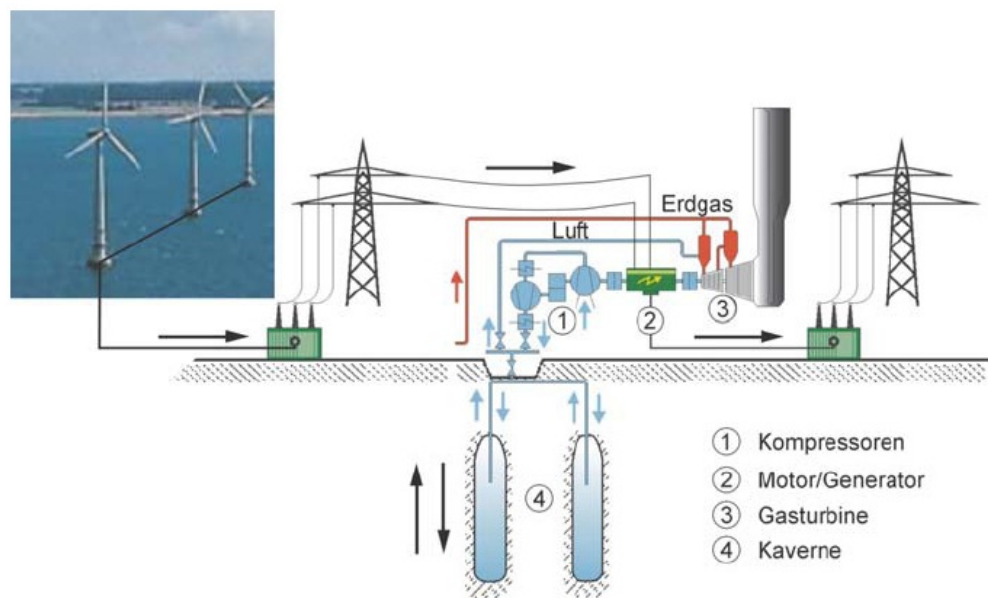


Abbildung 2.5: Funktionsprinzip eines diabaten Druckluftspeichers /Crotogino 2003/

Seit 1991 ist der diabate Druckluftspeicher McIntosh in den USA in Betrieb. Der Speicher besitzt eine Nennleistung von 110 MW, bei einer Entladezeit von 26 Stunden. Durch die Verwendung eines Rekuperators, in dem die aus der Kaverne kommende Druckluft vorgewärmt wird, kann der Kraftstoffeinsatz in der Brennkammer um ca. 25 % verringert werden /Eckroad 2003/. Der Wirkungsgrad beträgt ca. 54 % /Kruck 2008/. In Tabelle 2.1 sind wesentliche Kenndaten der Druckluftspeicher Huntorf und McIntosh zusammengefasst.

Tabelle 2.1: Kenndaten der diabaten Druckluftspeicher Huntorf und McIntosh

		Huntorf (D)	McIntosh (USA)
Inbetriebnahme		1978	1991
Turbinenleistung	[MW]	290	110
Speicherkapazität	[MWh]	580	2.800
Entladedauer	[h]	2	26
Speichervolumen	[m ³]	140.000 - 170.000	538.000
Kavernendruck	[bar]	43 - 70	45 - 76
Speicherwirkungsgrad	[%]	42	54
Anfahrzeit	[Min]	8 - 15	20 - 35

/Köpke 2006/; /Hoffeins et al. 1980/; /EPRI 1993/; /EPRI-DOE 2003/

Huntorf ist seit gut 30 Jahren im Einsatz. Da es der erste Speicher seiner Art ist, kann bezüglich der Lebensdauer keine Angabe gemacht werden. Angesichts der Ähnlichkeit eines Druckluftspeichers mit einem konventionellen Gasturbinenkraftwerk ist die Lebensdauer in Bezug auf die verwendeten Kraftwerkskomponenten mit ca. 50 Jahren anzusetzen /Spahic et al. 2007/. Hierbei wird berücksichtigt, dass Druckluftspeicher voraussichtlich in

geringerem Umfang eingesetzt werden als Gasturbinenkraftwerke und sich dadurch die Lebensdauer erhöht.

Eine Weiterentwicklung der diabaten Druckluftspeichertechnologie stellt der adiabate Druckluftspeicher dar. Dieser wird im Folgenden beschrieben.

Adiabater Druckluftspeicher

Der Aufbau eines adiabaten Druckluftspeichers ist ähnlich dem des diabaten Druckluftspeichers. Eine wesentliche Weiterentwicklung sind die Kraftwerkskomponenten Wärmeübertrager und Wärmespeicher. Hierbei wird die Wärme der verdichteten Luft über den Wärmeübertrager abgeführt und im Wärmespeicher gespeichert. Bei der Entladung des Speichers wird die Druckluft mittels des Wärmeübertragers erhitzt und direkt in der Turbine entspannt. Der Verbrennungsprozess des diabaten Druckluftspeichers wird dadurch überflüssig, wodurch auch keine Verwendung von Brenngas im adiabaten Druckluftspeicherprozess folgt. Die Prinzipskizze eines adiabaten Druckluftspeichers ist in Abbildung 2.6 dargestellt.

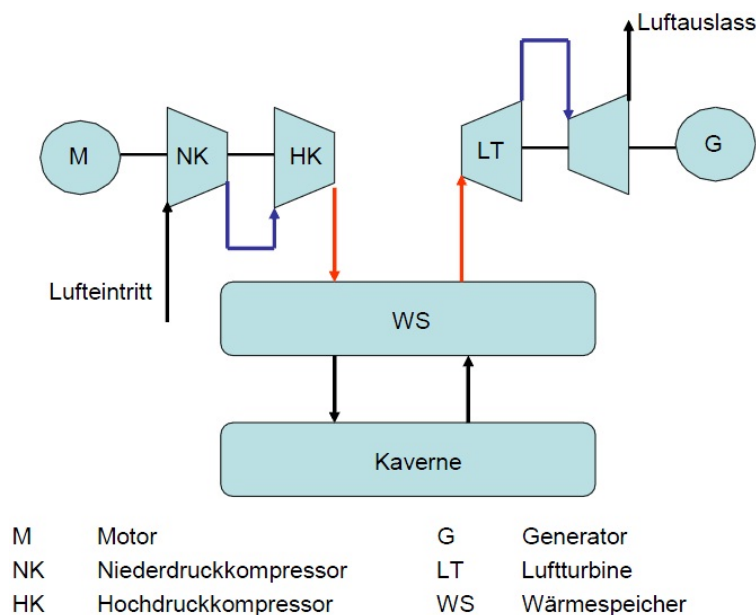


Abbildung 2.6: Funktionsprinzip eines adiabaten Druckluftspeichers /Bullough et al. 2004/

Im Vergleich zu einem diabaten Druckluftspeicher wird für den Einsatz eines adiabaten Druckluftspeichers eine Neuentwicklung der Turbine sowie der Einsatz eines Wärmespeichers nötig. Die Turbine eines adiabaten Druckluftspeichers ist eine Luftturbine. Nach /Nowi 2005/ sind eine hohe Leistungsdichte, hohe Eintrittstemperaturen und ein großer Betriebsbereich Voraussetzung für den Einsatz von Luftturbinen. Um kurze Anfahrzeiten realisieren zu können muss hier ein Vorwärmkonzept eingesetzt werden /Jakiel 2005/. Die Anfahrzeiten belaufen sich dadurch auf ca. 15 Minuten /Siemes 2008/. Luftturbinen sollten bei variablem Druck arbeiten und idealerweise bis Atmosphärenniveau entspannen, um eine maximale Nutzarbeit zu erzielen.

Der Wärmespeicher hat verschiedene Aufgaben. Zum einen muss die aus den Verdichtern kommende Druckluft möglichst isobar von einem hohen Temperaturniveau (ca. 600°C) auf ein niedriges Temperaturniveau (ca. 50°C) abgekühlt werden. Zum anderen sollte die Wärme mit möglichst geringen Verlusten über längere Zeiträume gespeichert werden können /Zunft 2005/. Für die Entladung muss eine hohe Wärmeleistung erreicht werden, um die vorbei strömende Druckluft effektiv zu erwärmen. Für den Wärmeübergang kann zwischen direkter und indirekter Wärmespeicherung unterschieden werden. Bei der direkten Speichermethode erfolgt ein unmittelbarer Kontakt zwischen Luftstrom und Speichermedium. Dadurch entstehen geringere Wärmeverluste als bei einem indirekten Speicher, der mit Unterstützung eines Wärmeträgermediums arbeitet. Verbunden mit der direkten Wärmespeicherung ist der Materialabtrag aus dem Wärmespeicher, der sich zum einen negativ auf die Speicherkapazität des Wärmespeichers und zum anderen negativ auf die Lebensdauer der nachgeschalteten Turbinen auswirken kann /Nowi 2005/. Als Speichermedien kommen sowohl flüssige (z.B. Öle oder Flüssigsalze) als auch feste Stoffe (z.B. Naturstein, Beton) in Betracht /Moessner 2008/. Flüssigkeitsspeicher müssen zwar im indirekten Verfahren beladen werden, können aber in kostengünstigen Behältern untergebracht werden. Dadurch sind keine druckfesten Hüllen wie bei Feststoffspeichern erforderlich /Meyer 2007/. Eine weitere Möglichkeit stellen Latentwärmespeicher dar. Hierfür wird Phasenwechselmaterial (Phase Change Material - PCM) verwendet, das die Wärme speichert, indem es seinen Aggregatzustand ändert. Durch deren geringe Wärmeleitfähigkeit werden allerdings große spezifische Oberflächen notwendig /Oertel 2008/. Der Wirkungsgrad eines zukünftigen adiabaten Druckluftspeichers wurde in verschiedenen Veröffentlichungen genannt. Hierbei variiert der Wirkungsgrad bei einer Speichertemperatur von ca. 600°C von ca. 68 % (/Lund et al. 2009/) über 70 % (/Bullough et al. 2004/, /Crotogino und Hamelmann 2007/, /Succar und Williams 2008/, /Zunft et al. 2005/ und /Calaminus 2007/) und 72 % (/Grazzini und Milazzo 2008/) bis zu 75 % (/Lee et al. 2007/).

Kaverne

Zur Speicherung der im Verdichter erzeugten Druckluft werden Kavernen verwendet. Diese können grundsätzlich in den für die Erdgasspeicherung verwendeten Untergrundstrukturen errichtet werden. Geeignete Gesteinsschichten sind Salzgestein, poröses Gestein oder Aquiferstrukturen sowie Felsgestein /Crotogino 2003/ und /Kruck 2008/. Ebenfalls können ausgeförderte Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie stillgelegte Bergwerke verwendet werden /Oertel 2008/. Im Folgenden werden die aussichtsreichsten Untergrundstrukturen für die Errichtung von Kavernen vorgestellt.

Für die **Speicherung der Druckluft in ehemaligen Bergwerken und Erdgas- und Erdöllagerstätten** müssen diese zunächst auf Dichtigkeit überprüft werden. Ehemalige Bergwerke verfügen meist über ausreichende Volumina. Die Abdichtung ist bei Kohle- und

Erzbergwerken allerdings nur mit großem Aufwand sicherzustellen, im Gegensatz zu ehemaligen Salzbergwerken, deren Dichtheit meist gegeben ist /Griesbach und Heinze 1996/. Dagegen liegen ausgeförderte Erdgas- und Erdöllagerstätten bereits in porösen Gesteinsschichten /Oertel 2008/, deren Dichtheit in der Regel gegeben ist. Durch die Verwendung der Bohrlöcher ausgefördeter Lagerstätten können ehemalige Rohstofflagerstätten mit geringem Aufwand erschlossen werden. Allerdings können aufgrund der porösen Gesteinsstruktur ehemaliger Lagerstätten hohe innere Reibungsverluste bei der Ein- und Ausspeicherung von Druckluft auftreten /Crotogino 2010/.

Poröse Gesteinsschichten und Aquiferstrukturen sind wasserführende Gesteinsschichten, in die Luft eingepresst und somit das Wasser verdrängt werden kann. Voraussetzung für die Verwendung in einem Druckluftspeicher ist eine Porosität von 18 % bis 25 % /Sedlacek 1999/ und eine Permeabilität von 0,2 bis 0,3 D (Darcy; Einheit für Permeabilität) in /Griesbach und Heinze 1996/. Wichtig ist, dass die porösen Gesteinsschichten in dichte Gesteinsschichten wie Ton, Mergel oder Salzgestein eingebettet sind. Der zulässige Innendruck des Gesteins wird durch die umschließende Gebirgsformation bestimmt. Vorteil dieser Gesteinsschichten ist, dass keine Kavernen erzeugt werden müssen, sondern die Gesteinsschicht nur angebohrt werden muss /Kruck 2008/. Für den Einsatz von Kavernen in porösem Gestein und Aquiferstrukturen ist allerdings ein hoher Explorationsaufwand nötig, um die Dichtheit nachzuweisen. Außerdem ist der Volumendurchsatz bei der Ein- und Ausspeicherung von Druckluft durch auftretende Reibungsverluste gering.

Zur Errichtung von **Kavernen in Salzgestein** muss das Steinsalz verschiedene Voraussetzungen erfüllen. Vor allem muss eine ausreichende Dicke der Salzgesteinsschicht vorhanden sein. Außerdem sollten nichtlösliche Bestandteile wie Ton, Anhydrit, Karbonat oder Kalisalze nur in geringem Umfang auftreten /Griesbach und Heinze 1996/. Kavernen in Salzgestein werden durch Solung hergestellt. Hierbei wird Süßwasser durch ein Bohrloch in eine Salzschieht eingepresst, wodurch sich das Salz löst. Die Sole, die bei diesem Vorgang entsteht, muss durch ein zweites Bohrloch wieder abgeführt werden. Grundsätzlich werden zwei Verfahren für den Solprozess unterschieden, das indirekte und direkte Verfahren. Für die Erschließung der Kavernen im Salzgestein muss ausreichend Wasser vorhanden sein (ca. 7 bis 10 m³ Süßwasser für 1 m³ Kavernenhohlraum). Hierfür kann Süßwasser (aus Flüssen, Seen, Grundwasser aus Brunnen, Klärwasser aus Großkläranlagen und Schichtwasser mit geringer Mineralisation aus dem Untergrund) oder Meerwasser verwendet werden /Griesbach und Heinze 1996/. Für den Bau von Kavernen muss die Möglichkeit der Entsorgung der Sole beachtet werden /Alstom 2007/. Nach /Griesbach und Heinze 1996/ gibt es dafür die folgenden Möglichkeiten:

- Nutzung in der chemischen Industrie, z.B. Chlorelektrolyse, Siedesalzproduktion
- Ableitung in Oberflächengewässer (in der Regel nur in Meeresnähe möglich, bei Ableitung in Flüssen wird eine mengenmäßige Begrenzung vorgenommen)

- Einleitung in permeable, poröse Gesteinsschichten im Untergrund, die keinen Kontakt zu grundwasserführenden Schichten haben (Verträglichkeit mit Schichtwasser und Gestein sowie ein dichtes Deckgebirge muss gegeben sein)
- Flutung von stillgelegten Bergwerken

Für Druckluftspeicherkavernen sind ähnliche Voraussetzungen zu erfüllen wie bei heute bereits im Einsatz befindlichen Erdgasspeicherkavernen. Im Folgenden werden die Besonderheiten, die zusätzlich bei der Druckluftspeicherung beachtet werden müssen, dargestellt. Erdgaskavernen werden mit wenigen Zyklen im Jahr betrieben. Im Gegensatz dazu müssen Druckluftspeicherkavernen eine häufige Veränderung des Innendrucks verkraften. Zusätzlich können durch das Einspeichern von feuchter Luft die Zuleitungsrohre korrodieren. Druckluftspeicherkavernen können in Teufen von 500 bis 2000 m realisiert werden /Bérest und Brouard 2003/. Je tiefer dabei eine Kaverne liegt, desto höher ist der zulässige Kavernendruck. Große Teufen bieten ebenfalls den Vorteil, dass die Kavernen eine hohe Stabilität aufweisen. Im Gegensatz dazu darf die Spannungsdifferenz zwischen Kaverne und Randgebirge nicht zu groß sein. Durch die Notwendigkeit des zeitweisen atmosphärischen Betriebs und daraus resultierender Instabilität der Kaverne in großen Tiefen, werden Kavernen in Teufen zwischen 600 bis 1.800 m (Kavernenmitte) /Alstom 2007/, /Crotogino 2003/ installiert. Zum Vergleich liegen die Kavernen des Druckluftspeichers in Huntorf in einer Tiefe von ca. 700 m und verfügen über ein Druckspiel zwischen 50 und 70 bar /Crotogino 2003/. In diesen Tiefen sollte die eingespeicherte Druckluft eine Temperatur von maximal 50°C haben, da sonst die Stabilität der Kaverne nicht mehr sichergestellt werden kann.

Die Volumenobergrenze einer Kaverne liegt aufgrund der steigenden Instabilität der Kaverne bei größeren Volumina bei ca. 500.000 m³ /Alstom 2007/. Durch eine nahezu zylindrische Form der Kavernen wird eine solche Kaverne einen Durchmesser von ca. 100 m aufweisen. Zusätzlich ist bei mehreren Kavernen ein minimaler Abstand von 300 m zwischen den Kavernenachsen vorzusehen /Alstom 2007/.

Ein Vorteil von Druckluftkavernen in Salzgestein ist, dass im Unterschied zur Speicherung in porösen Schichten ein hoher Volumendurchsatz möglich ist. Außerdem kann das Salzgestein, ohne eine Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit, bei hohem Druck Schäden im Salzgestein selbstständig ausheilen /DeVries 2003/. Schäden, die im Betrieb durch niedrige Drücke oder im kurzzeitigen atmosphärischen Betrieb entstehen, können daher später durch den hohen Druck im Betrieb wieder ausgebessert werden.

2.4 Mobile Batteriespeicher

Die Nutzung der Batterie eines Fahrzeugs als Speicher, Vehicle-to-Grid (V2G), wird in den letzten Jahren vermehrt diskutiert. Ein genereller Überblick und eine Einführung in das Thema V2G wird in Veröffentlichungen von Willett Kempton (/Kempton und Letendere

1997/, /Kempton und Tomic 2005b/, /Kempton und Tomic 2005a/) sowie in /Letendre und Kempton 2002/, /Schluchter 2007/, /Guille und Gross 2008/ und /Sovacool und Hirsh 2009/ gegeben. Für den Antrieb der elektrischen Einheit im Fahrzeug werden Batteriespeicher benötigt, die im Falle eines Anschlusses des Fahrzeugs an das Stromnetz auch als Batteriespeicher im Elektrizitätssystem verwendet werden können. Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die Fahrzeugtechnologie gegeben, bevor der Stand der Technik der Antriebseinheit und Batterietechnologie aufgezeigt wird.

Hybridfahrzeuge, die über zwei verschiedenartige Energiewandler (z.B. Verbrennungsmotor und Elektromotor) und Energiespeichersysteme (z.B. Kraftstofftank und Batterie) verfügen, sowie reine Elektrofahrzeuge können grundsätzlich als mobile Batteriespeicher verwendet werden.

In der Regel werden Hybridfahrzeuge nach zwei Kriterien, nach der Antriebsart und nach der Leistung des Elektromotors, klassifiziert. Nach der Antriebsart werden die parallelen, seriellen sowie die Mischhybride unterschieden /Wallentowitz und Reif 2006/ (vgl. Abbildung 2.7).

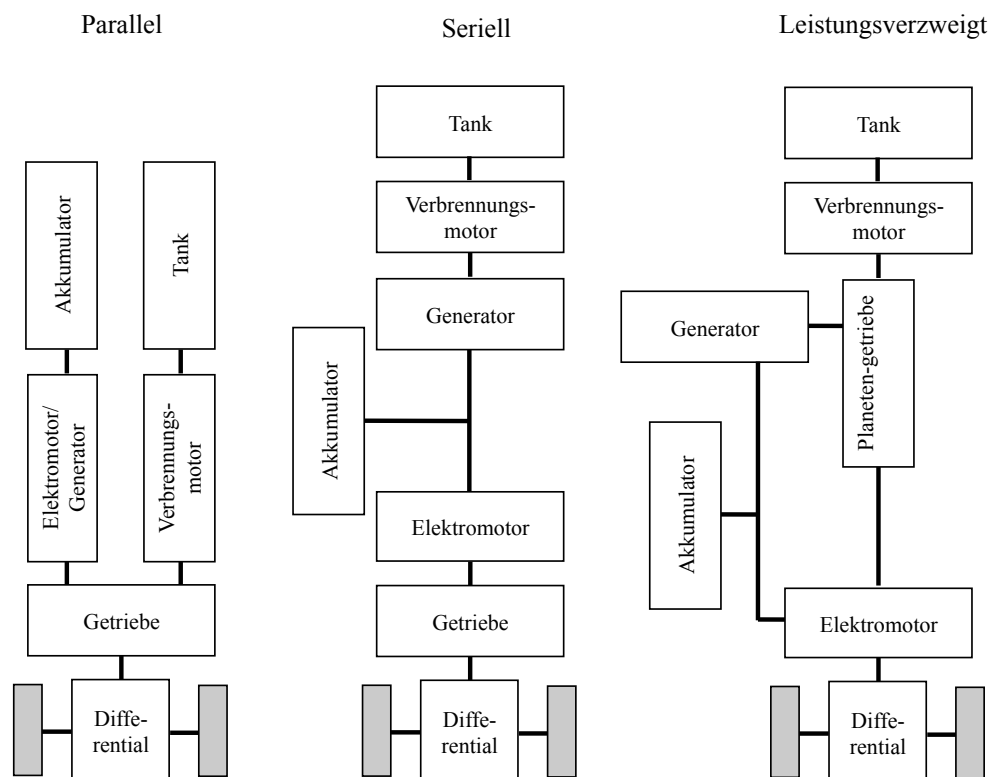


Abbildung 2.7: Parallel, seriell und leistungsverzweigter Hybridantrieb /Bady und Biermann 2000/

In parallelen Hybridfahrzeugen sind die Antriebseinheit des Elektromotors sowie des Verbrennungsmotors parallel mit der Antriebsachse verbunden, so dass jede Einheit einzeln und auch in Kombination mit der anderen Einheit das Fahrzeug antreiben kann. Eine Momenten- oder eine Drehzahladdition kann durch den gleichzeitigen Betrieb der

beiden Antriebsstränge erreicht werden /Hildebrandt 2009/. Durch den zeitweise parallelen Betrieb der beiden Antriebseinheiten können diese kleiner konstruiert werden, wodurch der Kraftstoffverbrauch sinkt /Naunin 2007/. Hierbei wird typischerweise der elektrische Antriebsstrang für den Stadtverkehr ausgelegt und der Verbrennungsmotor für den Überlandverkehr. Das Beladen des Akkumulators erfolgt dabei entweder beim Bremsen über eine Rekuperation der Bremsenergie mittels des Generators oder durch den Verbrennungsmotor. Die Mehrzahl heutiger Hybridantriebssysteme basiert auf diesem Antriebskonzept /Stiegeler 2008/.

Im Gegensatz dazu sind beim seriellen Hybrid die Antriebseinheiten in Reihe geschaltet (vgl. Abbildung 2.7). Die Kraftübertragung auf die Räder erfolgt ausschließlich durch den Elektromotor. Der Vorteil ist, dass der Akkumulator mit geringeren Verlusten als beim parallelen Hybrid aufgeladen werden kann. Nachteilig ist, dass eine zweifache Energieumwandlung, mechanisch-elektrisch und umgekehrt erfolgt, wodurch der Gesamtwirkungsgrad bei Antrieb durch den Verbrennungsmotor auf ca. 25 % sinkt /Stiegeler 2008/.

Angewandt wird das Konzept des seriellen Hybridantriebs daher in erster Linie bei Plug-In-Hybridfahrzeugen, die größtenteils im rein elektrischen Antriebsmodus arbeiten. Die Reichweite des rein elektrischen Fahrens liegt zwischen 20 - 50 km und die verfügbare Leistung des Elektromotors ist im Vergleich zu anderen Hybridvarianten (z.B. Micro-Hybrid oder Mild-Hybrid) höher (zwischen 45 - 110 kW). Zudem können die Akkumulatoren von Plug-In-Hybridfahrzeugen über eine Verbindung mit dem Stromnetz beladen werden.

In reinen Elektrofahrzeugen besteht die Antriebseinheit aus einem Elektromotor als Antriebsmaschine in Kombination mit einem elektrochemischen Energiespeicher. Der Vorteil von Elektrofahrzeugen liegt darin, dass keine lokalen Schadstoffemissionen im Betrieb entstehen. Außerdem sind vor allem bei niedrigen Geschwindigkeiten die Geräuschemissionen geringer. Während der Beschleunigung sind elektrische Antriebe um bis zu 9 dB und im Leerlauf um ca. 20 dB leiser als vergleichbare Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor /Koch et al. 2005/ und /Fiebig 2011/.

In der Vergangenheit wurden vor allem Gleichstrommotoren für den Antrieb von Elektrofahrzeugen und Plug-In-Hybriden verwendet. Gleichstrommotoren spielen derzeit aufgrund des hohen Wartungsaufwands der Kohlebürsten und den geringeren Wirkungsgraden und Leistungsdichten eine untergeordnete Rolle. In den heute verfügbaren oder in naher Zukunft gebauten Elektrofahrzeugen werden überwiegend Drehstrom-Synchron- bzw. Drehstrom-Asynchronmotoren eingesetzt /Braess und Seiffert 2007/. Der Vorteil der Drehstrom-Asynchronmotoren ist deren einfacher Aufbau und der daraus resultierende geringe Herstellungs- und Wartungsaufwand. Synchronmotoren müssen zwar elektrisch erregt werden, weisen allerdings einen hohen Wirkungsgrad (> 90 %), eine hohe massenspezifische Leistungsdichte (1 kW/kg) und Drehmomentdichte (5 Nm/kg) auf /Blesl et al.

2009/. Zum Beispiel werden im Smart electric drive (Motorleistung: 30 kW /Daimler 2008/) und im Mitsubishi i-MiEV (Motorleistung: 47 kW /Mitsubishi 2009/) Synchronmotoren mit Permanentmagneten verwendet. Dagegen wird im Think City ein Asynchronmotor mit einer Leistung von 34 kW eingesetzt /Think-City 2011/.

Akkumulator

Bisher werden verschiedene Batterietechnologien in Fahrzeugen verbaut. Einen Überblick über die am häufigsten eingesetzten Technologien gibt Tabelle 2.2.

Tabelle 2.2: Kenndaten von Akkumulatorsystemen im Vergleich

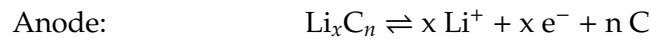
Akkumulator- system	Energiedichte [Wh/kg]	Leistungsdichte [W/kg]	Zykluslebensdauer [Zyklen]
Blei	20 - 40	100 - 300	500 - 2.000
NiCd	45 - 60	180 - 500	1.000 - 2.000
NiMH	60 - 70	150 - 1.500	600 - 2.500
NaNiCl	80 - 125	150 - 170	1.000 - 1.700
Li-Ionen	100 - 160	400 - 660	600 - 5.000

/Arndt et al. 2003;/ /Braess und Seiffert 2007;/ /Hauck 2003;/ /Heinemann 2007;/
/Sauer 2006;/ /Vezzini 2009;/ /Schuster 2009;/ /Oertel 2008;/ /von Borck et al. 2008;/
/Mock und Schmid 2008;/ /Kloess 2009;/ /Naunin 2007/

Herkömmlich werden als Starterbatterie in Fahrzeugen Blei- und Nickel-Cadmium Akkumulatoren (NiCd) eingesetzt. Diese zeichnen sich vor allem durch hohe Zyklusfestigkeit aus, haben allerdings eine geringe Energiedichte. Natrium-Nickelchlorid Akkumulatoren (NaNiCl) sind Hochtemperaturakkumulatoren (ZEBRA - „Zero Emission Battery Research Activities“ Akkumulatoren) deren Betriebstemperatur bei ca. 300°C liegt. Nickel-Metallhydrid Akkumulatoren (NiMH) wurden in der Vergangenheit in verschiedenen Hybridfahrzeugen verbaut, stellen allerdings aufgrund ihrer geringen spezifischen Energiedichten keine Option für reine Elektrofahrzeuge dar /Sauer 2009/. Lithium-Ionen Akkumulatoren weisen dagegen eine hohe Energie- und Leistungsdichte sowie Zykluslebensdauer auf.

Lithium-Ionen (Li-Ionen) Akkumulator

Li-Ionen Akkumulatoren speichern Energie durch die Einlagerung von Li-Atomen in einem Wirtsgitter (Interkalation). Beim Ladevorgang eines Li-Ionen Akkulators werden Lithium-Ionen von der positiven Elektrode ausgelagert und wandern durch den Separator zur negativen Elektrode. Dort werden sie in das Gitternetz des Kohlenstoffs eingelagert. Beim Entladevorgang verläuft dieser Vorgang umgekehrt. Der Elektrolyt ist dabei das Transportmittel, hat aber keinen Einfluss auf die Reaktion der Li-Ionen. Die chemische Gesamtreaktion sowie die Reaktion an der Kathode und Anode einer Li-Ionen-Zelle laufen nach folgenden Gleichungen ab:



Die Wirtsgitter können dabei aus unterschiedlichen Materialien hergestellt werden. Die negative Elektrode sollte aus Materialien bestehen, die ein ähnliches Potential wie Lithium besitzen, z.B. Graphit. Dagegen sollte das Material der positiven Elektrode ein höheres Potential als Lithium aufweisen (Potentialdifferenz zu Lithium im Bereich von 3 - 5 V) /Schuster 2009/. Da Lithium ein hoch reaktives Material ist, kann es bei Erhitzung der Zelle in Kontakt mit dem Elektrolyten zu einer unkontrollierten Temperaturzunahme bis hin zur Explosion kommen. Die Sicherheit der Zelle wird durch die Verwendung von verschiedenen Materialien verändert. Häufig eingesetzte Materialien sind Metalloxide (MO_2), z.B. Lithium-Manganoxid (LiMn_2O_4), Lithium-Kobaltoxid (LiCoO_2) oder Lithium-Nickeloxid (LiNiO_2). In letzter Zeit wird vermehrt Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO_4) aufgrund hoher Zyklenfestigkeit und höherer Sicherheit eingesetzt. In Tabelle 2.3 sind die unterschiedlichen Materialkombinationen für die Kathode mit den jeweiligen Eigenschaften dargestellt.

Tabelle 2.3: Materialkombinationen für die Kathode von Li-Ionen Akkumulatoren

Kathodenmaterial	Spezifische Energiedichte [Wh/kg]	Mittlere Spannung [V]	Eigenschaften [-]
LiCoO_2	150	3,7	Geringe Sicherheit; Zyklen gering
LiNiO_2	k.A.	k.A.	Sehr geringe Sicherheit
LiMn_2O_4	110 - 120	4	Mittlere Sicherheit; Zyklen gering
$\text{LiCo}_x\text{Ni}_y\text{Mn}_z\text{O}_2$	120	k.A.	Sicher; variabel bzgl. Materialien
LiFePO_4	105	3,3	Sicher; günstig; Zyklen hoch
Titanat $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$	70 - 80	2,3	Sicher, geringere Energiedichte

/Sauer 2009/; /Vezzini 2009/; /von Borck et al. 2008/

Allgemein lässt sich festhalten, dass eine zunehmende Sicherheit und Lebensdauer zu Einbußen bei der Energiedichte des Akkumulators führt /von Borck et al. 2008/. Neben den Elektroden sind weitere wichtige Bestandteile eines Li-Ionen Akkumulators das verwendete Elektrolyt und die Separatoren. Elektrolyte bestehen aus wasserfreien, organischen Lösungsmitteln in Kombination mit Lithiumsalz. Die Eigenschaften der Elektrolyte weisen einen großen Einfluss auf das Tieftemperaturverhalten und die Lebensdauer auf /Sauer 2009/. Der Separator hat dagegen einen großen Einfluss auf die Sicherheit der Li-Ionen-Zelle /Hildebrandt 2009/. Hier geht die Entwicklung zu keramischen Separatoren, die hitzeunempfindlicher sind und die Sicherheit der Zelle erhöhen.

Neue Entwicklungen in der Li-Ionen Technologie gehen neben Lithium-Eisen-Phosphat Zellen hin zu anderen Zusammensetzungen und Komponenten, wie bei Lithium-Polymer und Lithium-Titanat Akkumulatoren.

Li-Polymer Akkumulatoren werden im Vergleich zu herkömmlichen Li-Ionen Akkumulatoren mit Elektrolyten, die aus einer trockenen, flexiblen Folie auf Polymerbasis bestehen, ausgestattet. Um die Leitfähigkeit im Elektrolyt zu erhöhen, wird häufig ein Gel auf Polymerbasis eingesetzt. Der Vorteil von Li-Polymer Akkumulatoren ist, dass diese aus ultradünnen Schichtfolien hergestellt werden können /Oertel 2008/.

Im Lithium-Titanat Akkumulator wird im Vergleich zu dem herkömmlichen Li-Ionen Akkumulator eine nanostrukturierte Lithium-Titanat-Anode anstelle der Graphit-Anode verwendet. Dies bietet den Vorteil, dass die Löcher im Titanat zu den Li-Ionen genau passen und somit eine materialschonende Ein- und Auslagerung der Ionen, ohne Volumenänderung an der Elektrode, erfolgt. Hierdurch lassen sich höhere Zyklenfestigkeiten realisieren. Somit ergibt sich insgesamt eine Zyklenlebensdauer von 12.000 Zyklen bei einem Betriebsbereich von -40 bis +55°C und einer möglichen Leistungsdichte von bis zu 1.250 W/kg /Altair 2010/.

3 Analyse und Bewertung großtechnischer Speichertechnologien

In diesem Kapitel werden die in Matlab/Simulink entwickelten Speichersimulationsmodelle der adiabaten Druckluftspeicher (Kapitel 3.1.1), diabaten Druckluftspeicher (Kapitel 3.1.2) und den mobilen Batteriespeicher (Kapitel 3.1.3) vorgestellt. Die detaillierte Analyse und Bewertung der unterschiedlichen Speichertechnologien folgt in Kapitel 3.1.4. Zuletzt werden die wesentlichen Parameter und Eigenschaften der untersuchten Speichertechnologien zusammengefasst (Kapitel 3.1.5) und dem Referenzsystem Pumpspeicher gegenübergestellt (Kapitel 3.1.6). Pumpspeicher, Druckluftspeicher und mobile Batteriespeicher im Zusammenschluss zu einem Cluster eignen sich für den großtechnischen Speichereinsatz (vgl. Kapitel 2).

Die Analyse und Bewertung der Speichertechnologien erfolgt unter anderem anhand des Wirkungsgrades für einen vollständigen Be- und Entladezyklus. Wirkungsgrade werden nach /Knoche et al. 1994/ durch die abgegebenen Energieströme $\dot{E}_{Zi,j}$ und zugeführten Energieströme $\dot{E}_{Zu,x}$ an einem bestimmten Betriebspunkt eines Systems (Gleichung 3.1) berechnet und nicht wie in dieser Arbeit auf die abgegebene Energiemenge $\Delta E_{Zi,j,12}$ und zugeführten Energiemenge $\Delta E_{Zu,x,12}$ über einen bestimmten Zeitraum Δt_{12} , was nach /Knoche et al. 1994/ der Definition eines Nutzungsgrades entspricht (Gleichung 3.2).

$$\eta = \frac{\sum_j \dot{E}_{Zi,j}}{\sum_x \dot{E}_{Zu,x}} \quad (3.1)$$

$$\zeta = \frac{\sum_j \Delta E_{Zi,j,12}}{\sum_x \Delta E_{Zu,x,12}} \quad (3.2)$$

In der Literatur hat sich allerdings der Begriff „Wirkungsgrad“ zur Bewertung von Speichertechnologien durchgesetzt (vgl. z.B. /Bodach 2006/, /Leonhard et al. 2008/, /IFEU 2009/, /Nitsch et al. 2010/, /SRU 2011/). Hierbei wird oft nicht unterschieden, ob dieser zu einem Betriebspunkt oder über einen Zeitraum bestimmt wird (vgl. z.B. /Oertel 2008/, /Nitsch et al. 2010/, /SRU 2011/). Es wird daher in dieser Arbeit der Wirkungsgrad von Speichertechnologien immer über das Verhältnis der abgegebenen Energiemengen zu den zugeführten Energiemengen während eines vollständigen Be- und Entladeprozesses bestimmt.

3.1 Technische Analyse der Speicher

In den folgenden drei Unterkapiteln wird die Modellierung der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher sowie der mobilen Batteriespeicher in einem Matlab/Simulink basierten Simulationsmodell vorgestellt. Zunächst wird das Simulationsmodell des adiabaten Druckluftspeichers dargestellt. Das Modell des diabaten Druckluftspeichers baut auf dem des adiabaten Systems auf. Hierbei wird der Wärmespeicher nicht verwendet und es wer-

den der Turbine eine Brennkammer sowie eine Rekuperation hinzugefügt.

3.1.1 Modellbeschreibung des adiabaten Druckluftspeichers

Ein adiabater Druckluftspeicher besteht aus vier wesentlichen Komponenten: dem Kompressor, der Turbine, dem Speicher (Wärmespeicher und Druckluftspeicher in einer Kaverne) und dem Motor/Generator (vgl. Abbildung 3.1). Beim Beladen des Speichers wird der Motor elektrisch angetrieben, welcher den Kompressor betreibt. Als Arbeitsmedium wird Umgebungsluft verwendet. Im Anschluss an die Kompression der Umgebungsluft wird die Kompressionswärme über einen Wärmeübertrager an den Wärmespeicher abgegeben. Die Druckluft wird in einer Kaverne gespeichert. Beim Entladeprozess wird die Druckluft mit dem Wärmespeicher erwärmt und in einer Turbine entspannt, die wiederum einen Generator antreibt (vgl. dazu /Bullough et al. 2004/).

Die modellierten Zustandsänderungen im Be- und Entladevorgang sind eine isentrope/polytrope Kompression (1-2; 3-4), eine isobare Wärmezufuhr (2-3), eine isobare Wärmeabfuhr (4-5), eine isobare Wärmezufuhr (6-7) und eine isentrope/polytrope Expansion (7-8). Nach der Kompression folgt eine isobare und isotherme Speicherung (5-6) des Arbeitsmediums in der Kaverne.

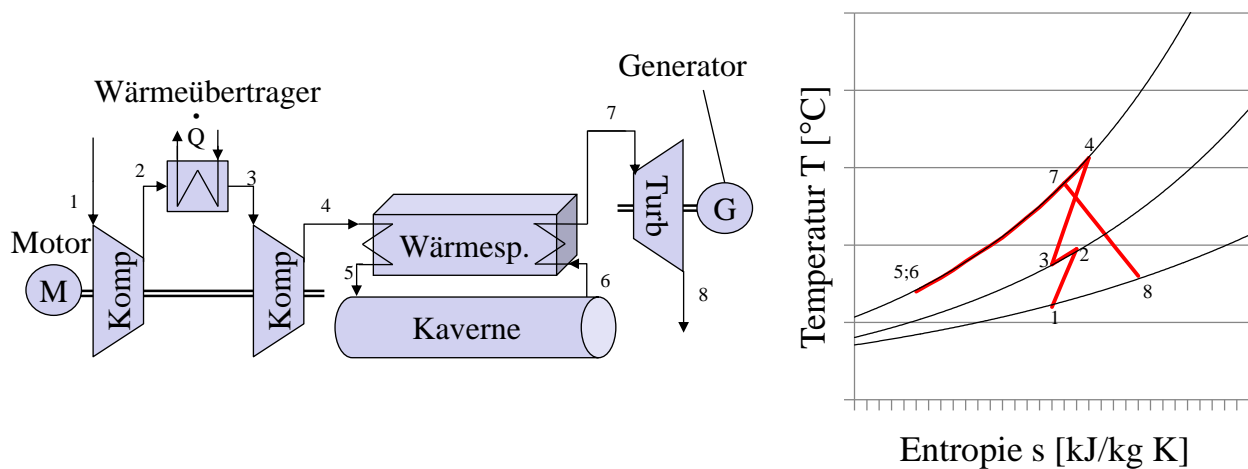


Abbildung 3.1: Grundlegende Komponenten eines adiabaten Druckluftspeichers, einschließlich der Zustandsänderungen im T-s-Diagramm (isentrope/polytrope Kompression (1-2; 3-4); isobare Wärmezufuhr (2-3); isobare Wärmeabfuhr (4-5); isobare Wärmezufuhr (6-7); isentrope/polytrope Expansion (7-8)); in der Kaverne erfolgt eine isobare und isotherme Speicherung (5-6)

Mit dem im Folgenden dargestellten Modell wurden verschiedene Konfigurationen des adiabaten Druckluftspeichers modelliert und analysiert (vgl. Abbildung 3.2). Neben der isentropen (adiabaten und reversiblen) Konfiguration wurde eine ein- bis dreistufige polytrope Kompression sowie eine ein- bis zweistufige Entspannung modelliert. Die Modelle des Wärmespeichers und der Kaverne sind für alle Konfigurationen gleich. Hierdurch resultieren die folgenden Varianten:

- **Variante I:** Einstufige Kompression; einstufige Expansion - isentroper Prozess
- **Variante II:** Einstufige Kompression; einstufige Expansion - polytroper Prozess
- **Variante IIIa:** Zweistufige Kompression; einstufige Expansion - polytroper Prozess
- **Variante IIIb:** Zweistufige Kompression; zweistufige Expansion - polytroper Prozess
- **Variante IV:** Dreistufige Kompression; zweistufige Expansion - polytroper Prozess

Nachfolgend wird die Modellierung der einzelnen Komponenten in der Reihenfolge des Einsatzes bei der Be- und späteren Entladung eines adiabaten Druckluftspeichers dargestellt.

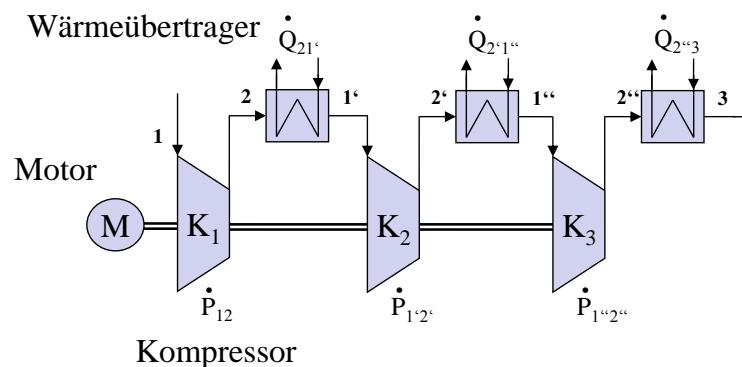


Abbildung 3.2: Modellskizze der Kompression eines 3-stufigen Kompressionsvorgangs im adiabaten Druckluftspeicher inklusive Zwischen- und Nachkühlung bzw. Heizung und der Zustandsänderung (polytrope Kompression (1-2; 1'-2' und 1''-2'')); isobare Wärmezu/abfuhr (2-1'; 2'-1'' und 2''-3))

3.1.1.1 Modell des adiabaten Druckluftspeichers

Die Modellierung der wesentlichen Komponenten eines adiabaten Druckluftspeichers, unterteilt in die Komponenten für den Beladevorgang (Kompressor und Motor), den Speichervorgang (Wärmespeicher und Kavernenspeicher) und den Entladevorgang (Turbine und Generator) ist im Folgenden dargestellt. Die mathematisch-physikalische Beschreibung der Komponenten des adiabaten Druckluftspeichers basiert auf /Baehr und Kabelac 2006/. Der adiabate Druckluftspeicher wird als dynamisches offenes System ausgelegt und es wird ein ideales Gas verwendet. Im Anschluss an die Modellbeschreibung sind die wesentlichen Parameter für die Simulation (Kapitel 3.1.1.2) zusammengefasst.

Kompressor und Motor

Im Kompressor wird das Arbeitsmedium „Umgebungsluft“ komprimiert. In der Variante I resultiert der Energiebedarf der spezifischen Kompressionsarbeit aus einem isentropen Kompressionsprozess (der Index $_s$ beschreibt im Folgenden den isentropen Prozess). Mit einer isentropen Kompression und dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik kann die Änderung der spezifischen Enthalpie $\Delta h(t)_{12s}$ gleich der spezifischen Druckänderungs-

arbeit $w(t)_{12s}$ in Abhängigkeit des spezifischen Volumens v und der Druckänderung dp bestimmt werden (Gleichung 3.3).

$$\Delta h(t)_{12s} = w(t)_{12s} = \int_1^{2s} v(t, p) dp \quad (3.3)$$

Mit Hilfe des idealen Gasgesetzes (mit der Temperatur T und der spezifischen Gaskonstante trockener Luft R_A , vgl. Gleichung 3.4) und dem Isentropengesetz (mit Isentropenexponent κ , Gleichung 3.5) wird die spezifische Arbeit als Funktion des Druckverhältnisses dargestellt (Gleichung 3.6).

$$p \cdot v = R_A \cdot T \quad (3.4)$$

$$pv^\kappa = \text{konstant} \quad (3.5)$$

$$w(t)_{12s} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} R_A T_1 \left[\left(\frac{p(t)_{2s}}{p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right] \quad (3.6)$$

Die Temperatur $T(t)_{2s}$ am Austritt der Kompression kann mit Hilfe von Gleichung 3.4 und 3.5 wie folgt beschrieben werden:

$$T(t)_{2s} = T_1 \left(\frac{p(t)_{2s}}{p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} \quad (3.7)$$

Der Austrittsdruck variiert je nach Füllstand der Kaverne und wirkt sich auf die Verdichtungsarbeit w_{12} sowie auf die Temperatur T_2 aus. Durch das Produkt der spezifischen Arbeit und dem Luftmassenstrom $\dot{m}(t)_{Luft}$ wird die Leistung des Kompressors $P(t)_{12s}$ während der Kompression bestimmt:

$$P(t)_{12s} = \dot{m}_A(t) \cdot w(t)_{12s} \quad (3.8)$$

In den Varianten II-IV wird ein polytroper Prozess eingeführt (der Index p beschreibt im Folgenden den polytropen Prozess). Im offenen System resultiert eine Enthalpieänderung aus der Änderung der Entropie bei einer konstanten Temperatur und der Änderung der Druckänderungsarbeit /Hahne 2004/.

Für die polytrope Zustandsänderung gilt im Vergleich zur isentropen Zustandsänderung der Fall $\kappa = n$. Für die allgemeine polytrope Zustandsänderung kann der Polytropenexponent n Werte zwischen 0 und $+\infty$ aufweisen. Das Polytropengesetz lautet:

$$p \cdot v^n = \text{konstant} \quad (3.9)$$

Der Polytropenexponent wird dabei mit dem Polytropengesetz und den Wirkungsgraden

der Turbomaschinen berechnet. Durch die Verknüpfung der Hauptgleichung der Thermodynamik für die Enthalpie (Gleichung 3.10) kann der polytrope Wirkungsgrad (Gleichung 3.11) bestimmt werden.

$$dh = Tds + vdp \quad (3.10)$$

$$\eta_{\text{kompr},p} = \frac{vdp}{Tds + vdp} = \frac{vdp}{dh} \quad (3.11)$$

In einem reversiblen Prozess ist die innere Entropieerzeugung stets Null. In einem reversibel adiabaten Prozess ist die Entropieerzeugung ebenfalls gleich Null. Ist die Zustandsänderung irreversibel adiabatisch, wird zwar keine Wärme mit der Umgebung ausgetauscht, aber Entropie im System erzeugt. Bei einer polytropen Zustandsänderung vom Zustand 1 nach 2p werden Verluste im Prozess mit berücksichtigt. Die Verluste werden in Form von Reibungswärme an das Gas abgegeben. Daraus resultieren höhere Temperaturen, als in einem idealen Prozess. Die Änderung der spezifischen Enthalpie für die polytrope Zustandsänderung ist in Gleichung 3.12 dargestellt.

$$\Delta h(t)_{12p} = \frac{1}{\eta_{\text{kompr},p}} \int_1^{2p} v(t,p) dp = \frac{1}{\eta_{\text{kompr},p}} \frac{n}{n-1} R_A T_1 \left[\left(\frac{p(t)_{2p}}{p_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (3.12)$$

Die isentrope Zustandsänderung bildet einen speziellen Fall einer polytropen Zustandsänderung. Für eine polytrope Zustandsänderung (Gleichung 3.12) wird im Vergleich zur isentropen Zustandsänderung lediglich der Polytropenexponent anstatt des Isentropenexponenten (Verhältnis der spezifischen Wärmekapazität bei konstantem Druck c_p und konstantem Volumen c_v) verwendet. Die Leistung des Kompressors P_{12p} für den polytropen Fall wird analog zu Gleichung 3.8 berechnet.

Der Polytropenexponent wurde mit Hilfe des Polytropengesetzes und dem Isentropenwirkungsgrad des Kompressors $\eta_{\text{Kompr},s}$ berechnet (Gleichung 3.13).

$$\eta_{\text{Kompr},s} = \frac{vdp}{dh} = \frac{\frac{\kappa}{\kappa-1} R_A T_1 \left[\left(\frac{p(t)_{2p}}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right]}{c_p (T_2 - T_1)} = \frac{\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1}{\left(\frac{T_2}{T_1} \right) - 1} \quad (3.13)$$

Die Berechnung des Polytropenwirkungsgrades des Kompressors $\eta_{\text{Kompr},p}$ kann durch das Verhältnis aus Polytropenwirkungsgrad und Isentropenwirkungsgrad des Kompressors mit Hilfe von Gleichung 3.11 und der Gleichung 3.14 erreicht werden.

$$\eta_{\text{Kompr},p} = \frac{n}{n-1} \cdot \frac{\kappa-1}{\kappa} \quad (3.14)$$

Hierdurch ergibt sich eine Abhängigkeit des Polytropenwirkungsgrades des Kompressors vom Druckverhältnis, dem Isentropenwirkungsgrad des Kompressors und dem Isentropenexponenten (Gleichung 3.15).

$$\eta_{\text{Kompr},p} = \frac{\log \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} \right]}{\log \left[1 + \frac{1}{\eta_{\text{Kompr},s}} \left(\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right) \right]} \quad (3.15)$$

Nachfolgend wird ein idealer isobarer Wärmeübertrager modelliert, über den die Temperatur des Arbeitsmediums nach der Kompression gesteuert wird, so dass die maximale Eintrittstemperatur des Wärmespeichers nicht überschritten wird. In dem adiabaten Druckluftspeichermodell wird das Temperaturniveau des Arbeitsmediums T_3 am Wärmespeichereintritt festgesetzt. In Abhängigkeit der Temperatur des Arbeitsmediums am Kompressorausstritt muss dieses entweder gekühlt oder erwärmt werden. Diese Vereinfachung wurde eingeführt, um ein generelles Modell des Wärmespeichers verwenden zu können. Aufgrund der Annahme, dass der adiabate Druckluftspeicher keinen Erdgaseinsatz benötigt, wird der Wärmestrom $\dot{Q}(t)_{23}$ mit der elektrischen Leistung $P(t)_{23}$, die dem Wärmeübertrager zugeführt werden muss, gleichgesetzt.

$$\dot{Q}(t)_{23} = P(t)_{23} = \dot{m}_A(t) \cdot c_p(T_3 - T(t)_2) \quad (3.16)$$

Bei den Konfigurationen mit multiplen Kompressoren (Variante IIIa, IIIb und IV) werden Gleichung 3.7 und 3.12 in Reihe angewendet. Der elektrische Leistungsbezug $P(t)_{\text{Laden}}$ des Motors summiert sich dann beim Beladen des adiabaten Druckluftspeicher, wie durch Gleichung 3.17 beschrieben wird.

$$P(t)_{\text{Laden}} = P_{12} + |\dot{Q}(t)_{21'}| + P_{1'2'} + |\dot{Q}(t)_{2'1''}| + P(t)_{1''2''} + |\dot{Q}(t)_{2''3}| \quad (3.17)$$

Für die polytrope Zustandsänderung werden zusätzlich Konstanten für den Wirkungsgrad des Motors η_M , der den Kompressor antreibt, mit eingerechnet. Hierdurch erhöht sich der gesamte elektrische Leistungsbezug $P(t)_{\text{Laden_gesamt}}$ auf:

$$P(t)_{\text{Laden_gesamt}} = \frac{1}{\eta_M} (P_{12} + P_{1'2'} + P(t)_{1''2''}) + |\dot{Q}(t)_{21'}| + |\dot{Q}(t)_{2'1''}| + |\dot{Q}(t)_{2''3}| \quad (3.18)$$

Für den isentropen Fall wird der Wirkungsgrad des Motors $\eta_M = 1$ gesetzt.

Wärmespeicher und Kavernenspeicher

Im Wärmespeicher wird das Arbeitsmedium auf ein niedrigeres Temperaturniveau abgekühlt und die thermische Energie gespeichert. Die thermische Energie Q_{34} wird demnach mit Gleichung 3.19 berechnet. Zwischen Ein- und Ausspeicherung wird eine konstante Temperaturdifferenz von 20 K angenommen (vgl. /Zunft 2005/).

$$Q_{34} = \int \dot{Q}(t)_{34} dt = \int \dot{m}_A(t) \cdot c_p(T_4 - T_3 - 20K) dt \quad (3.19)$$

Das abgekühlte Arbeitsmedium wird anschließend in der Kaverne gespeichert. Der Kavernenspeicher wird als adiabater, leakage freier Speicher modelliert. Anhand der idealen Gasgleichung wird der Druck p_4 in der Kaverne berechnet.

$$p_4 = \frac{\int \dot{m}_A(t) dt \cdot R_A \cdot T_4}{V_{Kaverne}} \quad (3.20)$$

Für den Entladefall wird das Arbeitsmedium wieder durch den Wärmeübertrager geleitet und dort erwärmt bevor dieses in der Turbine entspannt wird. Hierbei wird die an den Luftstrom übertragene thermische Energie mit Gleichung 3.21 berechnet.

$$Q_{23} = \int \dot{Q}(t)_{45} dt = \int \dot{m}_A(t) \cdot c_p(T_5 - T_4) dt \quad (3.21)$$

Turbine und Generator

Im Folgenden wird das Teilmodell der Turbine für den polytropen Prozess beschrieben. Diese ist eine Luftturbine und kommt ohne den Erdgaseinsatz einer herkömmlichen Gasturbine aus. Durch den reversiblen Prozess kann der Entspannungsprozess als entgegengesetzter thermodynamischer Vorgang der Kompression beschrieben werden, wodurch der Wirkungsgrad der Turbine $\eta_{Turbine}$ wie in Gleichung 3.22 definiert wird.

$$\eta_{Turbine} = \frac{1}{\eta_{Kompr}} \quad (3.22)$$

Dadurch gleicht die Leistungsabgabe der Turbine $P(t)_{56}$ der Gleichung 3.23.

$$P(t)_{56} = \dot{m}_A(t) \eta_{Turbine,p} \frac{n}{n-1} R_A T_5 \left[\left(\frac{p(t)_{6p}}{p_5} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (3.23)$$

Die Berechnung des isentropen Prozesses folgt gemäß den Gleichungen für die Kompression (vgl. Kapitel 3.1.1.1).

3.1.1.2 Parametrisierung des adiabaten Druckluftspeichermodells

Im Folgenden werden die für die Berechnung benötigten Parameter vorgestellt. Hierbei werden die Parameter der Komponenten für den Beladevorgang (Kompressor und Motor), den Speichervorgang (Wärmespeicher und Kavernenspeicher) und den Entladevorgang (Turbine und Generator) in einzelnen Abschnitten dargestellt.

Kompressor und Motor

In diesem Teilmodell wird ein adiabater Verdichtungsprozess simuliert. Die Kennwerte des Verdichtungsprozesses sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Kennwerte des adiabaten Kompressors

		Einheit	Wert
Max. Leistung	$P_{Kompr,max}$	MW	300 ^(a)
Max. Massenstrom	$\dot{m}_{Kompr,max}$	kg/s	220 ^(a)
Eintrittsdruck	p_1	bar	1,013
Eintrittstemperatur	T_1	K	293,15
Startzeit/-rampe	Δt	min	15 ^(b)
Isentroper Wirkungsgrad	$\eta_{Kompr,s}$	%	87,5 ^(c)

^(a)/Zunft 2005/^(b)/Calaminus 2009/;

^(c)/Baehr und Kabelac 2006/ und /Valdés et al. 2003/

Um Drücke über 100 bar zu erreichen kann allerdings die Temperatur des komprimierten Gases auf über 1.000 K ansteigen. Aus diesem Grund wird eine Unterteilung des Verdichtungsprozesses in mehrere Schritte mit Zwischen- und Nachkühlung eingeführt (vgl. Abbildung 3.1 und 3.2). Nach /Baehr und Kabelac 2006/, /Valdés et al. 2003/ liegen die isentropen Verdichterwirkungsgrade $\eta_{Kompr,s}$ von Industrie-Turbokompressoren im Bereich 85 - 90 %. Im Folgenden wurde deshalb ein Mittelwert von 87,5 % gewählt. Die Leistung des Kompressors resultiert aus der mittleren spezifischen Verdichtungsarbeit und dem Massenstrom /Zunft 2005/ und wird auf eine maximale Leistung des Kompressors von $P_{Kompr,max} = 300$ MW festgelegt. Zusätzlich wird der Massenstrom im Kompressor auf $\dot{m}_{max} = 220$ kg/s begrenzt. Der Eintrittsdruck p_1 ist gleich dem Umgebungsdruck p_{amb} in der unmittelbaren Umgebung des Kraftwerks. Das Arbeitsmedium ist trockene Luft und wird als ideales Gas behandelt. Der Nachkühler senkt die Temperatur des Arbeitsmediums unter Arbeitsaufwand auf einen vorgegebenen Wert von $T_3 = 620^\circ\text{C}$ (vgl. Abschnitt „Wärmespeicher und Kavernenspeicher“). Für den Ladevorgang muss der Kompressor hochgefahren werden. Dazu wird eine Startrampe benötigt, für die eine zeitliche Dauer von $\Delta t = 15$ Minuten vorgesehen wird. In Variante II wird die erste Verdichterstufe mit einem konstanten Druckverhältnis von Austrittsdruck zu Eintrittsdruck von $\pi_p = 6$ angesetzt. Mehrstufige Hochdruckkompressoren können mit Druckverhältnissen zwischen 1,1:1 und 40:1 betrieben werden, wobei höhere Wirkungsgrade der Kompressoren

bei niedrigeren Druckverhältnissen erzielt werden /Boyce 2006/ und /Emmrich 2009/. In der ersten Verdichterstufe wird ein Axialverdichter mit hohem Durchsatz gewählt. Der Enddruck des gesamten Verdichterstrangs wird mit dem zweiten Kompressor, einem Radialverdichter mit geringem Massenstrom und hohem Druckverhältnis erreicht. In Variante IV werden hier zwei Axialverdichter und ein Radialverdichter modelliert. Hierbei erreichen die ersten beiden Verdichterstufen ein Druckverhältnis von $\pi_p = 6$. Mit der dritten Stufe wird der Enddruck erzeugt.

Der Isentropenexponent (Verhältnis der spezifischen Wärmekapazität bei konstantem Druck c_p und Volumen c_v) wird mit der Gaskonstanten für Luft $R_A = 287,06 \text{ J/kg K}$ und der mittleren spezifischen Wärmekapazität $\bar{c}_p = 1.067,87 \text{ J/kg K}$ (im Temperaturbereich von Umgebungstemperatur bis 1.500°C /Baehr und Kabelac 2006/) berechnet. Der Elektromotor spielt eine untergeordnete Rolle, weil hierdurch im idealen Prozess keine Verluste bei der Energieumwandlung entstehen. Im realen Prozess werden die Wirkungsgrade berücksichtigt. Ein Wirkungsgrad des Motors von $\eta_M = 98 \%$ wurde gewählt. Dieser entspricht dem oberen Wert von Literaturangaben zwischen 90 und 98 % /Baehr und Kabelac 2006/.

Wärmespeicher und Kavernenspeicher

Der Wärmespeicher wird mit einem konstanten Wärmeverlust zwischen der Eintrittstemperatur T_3 und Austrittstemperatur T_5 (Temperaturdifferenz von 20 K) simuliert. Es wird kein Materialaustrag berücksichtigt, da mit einem idealen Gas gearbeitet wird. Nach /Zunft et al. 2006/ ist ein Feststoffspeicher mit einer druckbeaufschlagten Hülle die kostengünstigste Variante und wird daher hier angenommen. Die Kennwerte des Wärmespeichermodells sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.2: Kennwerte des Wärmespeichers des adiabaten Druckluftspeichers /Zunft 2005/

		Einheit	Wert
Eintrittstemperaturniveau	T_3	K	893,15
Austrittstemperaturniveau	T_5	K	873,15
Kapazität	$W_{th_{max}}$	MWh _{th}	2.400

Die Kaverne wird verlustfrei (keine Druckverluste) modelliert und besteht aus einer Salzkaverne. Das maximale Eintrittstemperaturniveau des Arbeitsmediums in die Kaverne wird auf 50°C festgesetzt, da höhere Temperaturen die Stabilität der Salzstruktur schädigen können. Die Kennwerte des Kavernenmodells sind in Tabelle 3.3 aufgeführt.

Tabelle 3.3: Kennwerte der Kaverne /Calaminus 2009/

		Einheit	Wert
Volumen	V	m ³	500.000
Länge	L	m	145
Durchmesser	D	m	80
Tiefster Punkt (Teufe)	H_K	m	1.045
Temperaturniveau	T_4	K	323,15
Arbeitsdruckbereich	p	bar	100 - 150

Turbine und Generator

Die Turbine wird als reversibel adiabate Luftturbine modelliert, wobei die Entspannungsarbeit w_{56} von dem Kavernendruck p_4 abhängt. Der Kehrwert des polytropen Kompressorwirkungsgrades bildet hierbei den polytropen Turbinenwirkungsgrad. Da keine Werte für Luftturbinen vorliegen wird der isentrope Wirkungsgrad der Turbine $\eta_{Turbine,s}$ mit 92,5 % angenommen, welches der Mittelwert von Industrie-Gasturbinen (zwischen 90 und 95 %) nach /Baehr und Kabelac 2006/ ist. Die maximale Leistung $P_{Turbine,max}$, die von der Turbine abgegeben wird, ist mit 300 MW festgelegt. Der Massenstrom in der Turbine ist abhängig vom Kavernendruck und der definierten Turbinenleistung und wird bei Volllast auf maximal $\dot{m}_{Turbine,max} = 500$ kg/s (vgl. dazu /Zunft et al. 2006/) begrenzt. Der Arbeitsdruckbereich liegt am Turbineneintritt zwischen $p_5 = 100 - 150$ bar und am Austritt bei $p_6 = 1,013$ bar. Die Startrampe der Turbine wird mit einer zeitlichen Dauer von $\Delta t = 15$ Minuten (vgl. dazu /Calaminus 2009/) festgesetzt. Die Kennwerte der Luftturbine sind in Tabelle 3.4 zusammengefasst.

Tabelle 3.4: Kennwerte der Turbine

		Einheit	Wert
Max. Leistung	$P_{Turbine,max}$	MW	300 ^(a)
Max. Massenstrom	$\dot{m}_{Turbine,max}$	kg/s	500 ^(b)
Austrittsdruck	p_6	bar	1,013
Eintrittstemperaturniveau	T_5	K	873,15
Startzeit/-rampe	Δt	min	15 ^(c)
Isentroper Wirkungsgrad	$\eta_{Turbine,s}$	%	92,5 ^(d)

^(a)gleiche Leistung wie Kompressor; ^(b)/Zunft et al. 2006/;

^(c)/Calaminus 2009/; ^(d)/Baehr und Kabelac 2006/

Der Generator wird wie der Elektromotor mit einem Wirkungsgrad von $\eta_M = 98$ % für polytrope Zustandsänderungen definiert. Beim isentropen Fall treten keine Verluste auf.

3.1.2 Modellbeschreibung des diabaten Druckluftspeichers

Wie bei einem adiabaten Druckluftspeicher treibt elektrische Energie einen Motor an, welcher eine Kompressoreinheit betreibt. Der Kompressor komprimiert Umgebungsluft in einer oder mehreren Verdichterstufen auf das benötigte Druckniveau (vgl. dazu Kapitel 3.1.1). Die Kompressionswärme wird bei dem diabaten Druckluftspeicher an die Umgebung abgeführt und die Druckluft in einer Kaverne gespeichert. Im Bedarfsfall wird die Druckluft in einer Gasturbine wieder expandiert. Dabei muss Erdgas zugeführt werden, um hohe Eintrittstemperaturen und dadurch resultierend hohe Wirkungsgrade in der Turbine zu erreichen sowie die Turbine auf Betriebstemperatur bzw. über der Vereisungsgrenze zu halten. Die Turbine treibt einen Generator an, der die mechanische Energie wieder in elektrische Energie umwandelt und ins Netz einspeist.

3.1.2.1 Modell des diabaten Druckluftspeichers

Das Modell des diabaten Druckluftspeichers baut auf dem des adiabaten Systems auf. Wesentlicher Unterschied ist, dass kein Wärmespeicher zum Einsatz kommt. Die Kompressionswärme wird allerdings nahezu vollständig an die Umgebung abgeführt. Dafür werden dem diabaten Druckluftspeichermodell in der Turbine eine Brennkammer sowie ein Rekuperator hinzugefügt (vgl. Abbildung 3.3). Der diabate Druckluftspeicher ist wie der adiabate Druckluftspeicher als dynamisches offenes System modelliert.

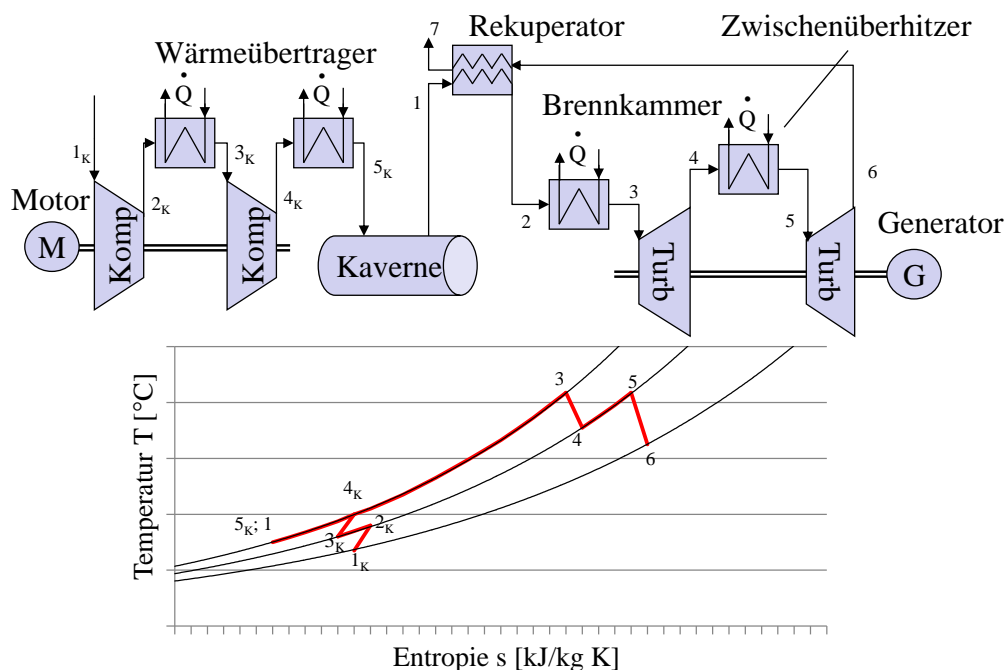


Abbildung 3.3: Prinzipskizze des diabaten Druckluftspeichers; Entspannungseinheit mit Brennkammer Zwischenüberhitzer und Rekuperator, einschließlich der Zustandsänderungen im T-s-Diagramm (isentrope/polytrophe Kompression (1_k-2_k ; 3_k-4_k); isobare Wärmezu/abfuhr (2_k-3_k ; 4_k-5_k); isobare Wärmezufuhr ($1-3$; $4-5$); polytrophe Expansion ($3-4$; $5-6$)); in der Kaverne erfolgt eine isobare und isotherme Speicherung (5_k-1))

Im Folgenden werden nur die veränderten Komponenten im Vergleich zu dem adiabaten Druckluftspeicher dargestellt. Die mathematisch-physikalische Beschreibung dieser Komponenten des diabaten Druckluftspeichers basiert auf /Baehr und Kabelac 2006/ und /Baehr und Stephan 2010/. Diese konzentrieren sich auf den Entspannungsprozess, in dem eine zweistufige Turbine inklusive Rekuperation und Erdgaseinsatz in der Brennkammer sowie im Zwischenüberhitzer modelliert wird.

Für die folgende Simulation der Brennkammer, des Zwischenüberhitzers und der Rekuperation wird ein stationärer Fließprozess vorausgesetzt. Es wird keine technische Arbeit verrichtet. Für den Verbrennungsprozess wird eine vollständige Verbrennung angenommen sowie die Partikelbildung im Prozess nicht berücksichtigt. Wie in Kapitel 3.1.1 wird ein ideales Gas angesetzt und mit trockener Luft gerechnet (Wasserbeladung $X = 0$). Für die spätere Berechnung der Energiebilanzen wird die Wärmezufuhr \dot{Q}_{zu} gleich dem Produkt des Massenstroms des Brennstoffs Erdgas \dot{m}_{Gas} und dem unteren Heizwert für Erdgas H_u gesetzt (vgl. Gleichung 3.24). Hierbei erfolgt die Wärmezufuhr über die Systemgrenze an das Arbeitsmedium.

$$\dot{Q}_{zu} = \dot{m}_{Gas} \cdot H_u \quad (3.24)$$

$$\dot{Q}_{zu} = \dot{Q}_{67} + \dot{Q}_{89} \quad (3.25)$$

Zur Berechnung des Brennstoffmassenstroms wird im Folgenden die Modellierung der Brennkammer und des Zwischenüberhitzers vorgestellt.

Brennkammer und Zwischenüberhitzer

Die Funktion der Brennkammer und des Zwischenüberhitzers ist im Prinzip gleich. Der Unterschied besteht lediglich in den unterschiedlichen Temperaturniveaus, Massenströmen und Druckniveaus des Arbeitsmediums. Im Folgenden wird die Modellierung der Brennkammer vorgestellt. Die Funktion des Zwischenüberhitzers kann mittels der unterschiedlichen Parametrisierung der Brennkammer und des Zwischenüberhitzers (vgl. Kapitel 3.1.2.2) beschrieben werden.

Zur Berechnung des Brennstoffeinsatzes wird zunächst das Luftverhältnis λ , welches das Verhältnis aus zugeführter Luftmenge m_L zur stöchiometrisch erforderlichen Mindestluftmenge m_L^{min} darstellt, definiert (vgl. Gleichung 3.26).

$$\lambda = \frac{m_L}{m_L^{min}} \quad (3.26)$$

Das Luftverhältnis kann weiter mit der Gleichung 3.27 bestimmt werden. Diese beschreibt für eine nahezu adiabatische Feuerung und der Bilanzgleichung des 1. Hauptsatzes eine für das Luftverhältnis λ lineare Beziehung. Das Luftverhältnis ist abhängig vom unteren Heizwert, der spezifischen Mindestluftmenge l_{min} , der spezifischen Masse des stöchiome-

trischen Verbrennungsgases μ_V^+ und den Enthalpiedifferenzen.

$$\lambda = \frac{H_u(T_{Umgebung}) + l_{min} [h_L(T_3) - h_L(T_{Umgebung})] - \mu_V^+ [h_V^+(T_3) - h_V^+(T_{Umgebung})]}{l_{min} [h_L(T_3) - h_L(T_{Kaverne})]} \quad (3.27)$$

In der Modellierung werden Dissoziationsprodukte in der Verbrennung nicht mit berücksichtigt. Hierdurch entsteht ein geringer Fehler, der in einer nur leicht überhöhten Verbrennungstemperatur resultiert. Allerdings kann dies vernachlässigt werden, da große Unterschiede bzgl. der Verbrennungstemperatur erst ab einem Temperaturniveau von über 2.000°C signifikant werden /Baehr und Kabelac 2006/. Mit dem Luftverhältnis λ , der spezifischen Mindestluftmenge l_{min} (mit Mindestluftmenge m_L^{min} , Gleichung 3.28), der spezifischen Masse des stöchiometrischen Verbrennungsgases μ_V^+ (mit der Masse des stöchiometrischen Verbrennungsgases m_V^+ , Gleichung 3.29) und der Menge des abströmenden Verbrennungsgases (Gleichung 3.30) wird die Brennstoffmasse m_B (Gleichung 3.31) berechnet.

$$l_{min} = \frac{m_L^{min}}{m_B} \quad (3.28)$$

$$\mu_V^+ = \frac{m_V^+}{m_B} \quad (3.29)$$

$$m_V = m_V^+ + (\lambda - 1) \cdot m_L^{min} \quad (3.30)$$

Der Verbrennungsgasmassenstrom \dot{m}_V ist dabei vor allem von der Turbinenarbeit und dem Druckniveau in der Kaverne abhängig. Mit sinkendem Druck in der Kaverne erhöht sich bei gleichbleibender Leistungsabgabe der Turbine der Verbrennungsgasmassenstrom. Durch \dot{m}_V wird mittels der thermischen Zustandsgleichung der aktuelle Druck in der Kaverne berechnet. Der Brennstoffmassenstrom \dot{m}_B wird dabei durch die Ableitung der Brennstoffmasse m_B über die Zeit errechnet.

$$\dot{m}_B = \frac{\dot{m}_V}{\mu_V^+ + (\lambda - 1) \cdot l_{min}} \quad (3.31)$$

Im realen Turbinenprozess erfolgt eine Kühlung der Turbinenschaufeln, um bei hohen Temperaturen (> 1.000°C) eine Beschädigung der Turbine zu vermeiden. In einer Gasturbine wird die Kühlluft aus der Kompression bei dem notwendigen Druckniveau entnommen. Dies kann bis zu 20 % des angesaugten Luftmassenstroms ausmachen /Baehr und Stephan 2010/. Für den diabaten Druckluftspeicher kann der benötigte Kühlstrom an der Brennkammer vorbeigeleitet und zur Kühlung der Turbinenschaufeln eingesetzt werden. Eine vereinfachte Modellierung der Kühlung erfolgt durch eine Verringerung des Temperaturniveaus T_2 am Turbineneintritt. Eine Leistungsbilanz in der Brennkammer kann wie in Gleichung 3.32 durch den Energiestrom der Luft, den Energiestrom des Brennstoffes und den Energiestrom des Verbrennungsgases bestimmt werden. Der

Wirkungsgrad der Brennkammer η_{BK} repräsentiert den Wärmeverlust der Brennkammer /Baehr und Stephan 2010/.

$$\dot{m}_L[h_L(T_{Kaverne}) - h_L(T_{Umgebung})] + \dot{m}_B\eta_{BK}H_u(T_{Umgebung}) = \dot{m}_V[h_V(T_3^*) - h_V(T_{Umgebung})] \quad (3.32)$$

Hierbei beschreibt die Temperatur T_3^* die Austrittstemperatur des Arbeitsmediums nach der Brennkammer inklusive des Kühlmassenstroms. Diese ist niedriger als das Temperaturniveau für die Berechnung ohne Kühlmassenstrom ($T_3^* < T_3$). Der Massenstrom des Verbrennungsgases \dot{m}_V kann weiter in den Massenstrom des stöchiometrischen Verbrennungsgases und der überschüssigen Luft (vgl. dazu Gleichung 3.26, 3.28 und 3.30) aufgeteilt werden. Zusätzlich wird in der Berechnung durch den höheren Luftmassenstrom, aufgrund eines konstanten Brennstoffmassenstroms, eine Vergrößerung des Luftverhältnisses λ^* berücksichtigt, wodurch Gleichung 3.32 zu Gleichung 3.33 umgeformt werden kann.

$$\lambda^*l_{min}[h_L(T_{Kaverne}) - h_L(T_{Umgebung})] + \eta_{BK}H_u(T_{Umgebung}) = (1 + \lambda^*l_{min})[h_V(T_3^*) - h_V(T_{Umgebung})] \quad (3.33)$$

Durch Auflösen der Gleichung kann die Temperatur T_3^* berechnet werden (Gleichung 3.34).

$$T_3^* = \frac{\lambda^*l_{min}[h_L(T_{Kaverne}) - h_L(T_{Umgebung})] + \eta_{BK}H_u + \frac{h_L(T_{Umgebung})}{c_{p3}}}{(\lambda^*l_{min} + 1)c_{p3}} \quad (3.34)$$

Das durch die Kühlung verursachte verminderte Temperaturniveau T_3^* wird wie der erhöhte Massenstrom des Verbrennungsgases \dot{m}_V^* zur Berechnung des Turbinenmodells (vgl. Kapitel 3.1.1) herangezogen. Hierbei ist der Massenstrom des Verbrennungsgases gleich dem Massenstrom der Luft $\dot{m}_A(t)$ (Gleichung 3.23) gesetzt. Die Temperatur T_3^* stellt dabei die Temperatur des Arbeitsmediums am Turbineneintritt dar.

Die für die Brennkammer vorgestellte Modellierung wird für den Zwischenüberhitzer übernommen. Hierfür ist die unterschiedliche Parametrisierung der Brennkammer und des Zwischenüberhitzers (vgl. Kapitel 3.1.2.2) zu beachten.

Rekuperation

Im Rekuperator wird der Abgasstrom zum Vorheizen des Luftstroms aus der Kaverne verwendet. Hierfür wird im Modell ein Gegenstromwärmeübertrager modelliert. Die mathematisch-physikalische Beschreibung des Gegenstromwärmeübertrager erfolgte nach /Baehr und Stephan 2010/. Der Rekuperator wird als adiabater Wärmeübertrager ausgelegt. Mittels des ersten Hauptsatzes der Thermodynamik kann die Enthalpieerhöhung des ersten Wärmestroms der Enthalpieabnahme des zweiten Wärmestroms gleichgesetzt werden. Durch eine Vernachlässigung der Druckverluste während der Wärmeübertra-

gung und der Annahme, dass keine Phasenänderung auftritt, berechnet sich der Wärmestrom \dot{Q} aus dem Massenstrom \dot{m} , der spezifischen Wärmekapazität c_p und der Temperaturänderung ($\Delta T = T' - T''$ vgl. Gleichung 3.35) des Arbeitsmediums. Die Bezeichnung (') beschreibt dabei Parameter am Fluideintrittspunkt der Ströme des Wärmeübertragers und (") am Fluidaustrittspunkt des Wärmeübertragers.

$$\dot{Q} = -\dot{m}_1 \bar{c}_{p1} (dT_1) = -\dot{m}_2 \bar{c}_{p2} (dT_2) \quad (3.35)$$

Nach /Baehr und Stephan 2010/ kann der Wärmestrom zusätzlich durch die Beziehung in Gleichung 3.36 mit dem Wärmedurchgangskoeffizient k und der Bezugsfläche A des Wärmeübertragers sowie der Differenz der Fluidtemperaturen T_1 und T_2 beschrieben werden. Es wird dabei angenommen, dass der Wärmedurchgangskoeffizient sowie die Bezugsfläche über den gesamten Wärmeübertrager konstant sind. Wird der Wärmestrom für einen Abschnitt dl des Wärmeübertragers betrachtet, kann die Beziehung in Gleichung 3.37 aufgestellt werden. Der Fluidaustrittspunkt des Mediums 1 und der Fluideintrittspunkt des Mediums 2 in den Wärmeübertrager ist durch den Parameter L gekennzeichnet.

$$d\dot{Q} = k(T_1 - T_2)dA \quad (3.36)$$

$$d\dot{Q} = kA(T_1 - T_2)\frac{dl}{L} \quad (3.37)$$

Mit dem Wärmestrom $d\dot{Q}$ aus Gleichung 3.35 und Gleichung 3.37 können die Änderungen der Fluidtemperaturen (dT_1 und dT_2) wie in Gleichung 3.38 und 3.39 mit dem Wärmedurchgangskoeffizienten k und der Bezugsfläche des Wärmeübertragers A dargestellt werden.

$$dT_1 = -(T_1 - T_2)\frac{kA}{\dot{m}_1 \bar{c}_{p1}} \frac{dl}{L} \quad (3.38)$$

$$dT_2 = -(T_1 - T_2)\frac{kA}{\dot{m}_2 \bar{c}_{p2}} \frac{dl}{L} \quad (3.39)$$

Weiter ergibt die Änderung der Differenz der Fluidtemperaturen $d(T_1 - T_2)$ Gleichung 3.40.

$$\frac{d(T_1 - T_2)}{T_1 - T_2} = \left(\frac{kA}{\dot{m}_2 \bar{c}_{p2}} - \frac{kA}{\dot{m}_1 \bar{c}_{p1}} \right) \frac{dl}{L} \quad (3.40)$$

Durch Integration und Auflösung von Gleichung 3.40 kann die Austrittstemperatur T_2'' der zugeführten Druckluft nach dem Gegenstromwärmeübertrager wie in Gleichung 3.41 beschrieben werden.

$$T_2'' = T_2' - (T_1' - T_2') \frac{1 - \frac{\dot{m}_1 \bar{c}_{p1}}{\dot{m}_2 \bar{c}_{p2}}}{1 - \frac{\dot{m}_1 \bar{c}_{p1}}{\dot{m}_2 \bar{c}_{p2}} \cdot e^{\left(\frac{1}{\dot{m}_2 \bar{c}_{p2}} - \frac{1}{\dot{m}_1 \bar{c}_{p1}} \right) \cdot k_A}} \quad (3.41)$$

Die Austrittstemperatur T_1' des Abluftstroms kann analog berechnet werden.

3.1.2.2 Parametrisierung des diabaten Druckluftspeichermodells

Wie bereits im vorherigen Unterkapitel erwähnt, werden für die Simulation des diabaten Druckluftspeichers die gleichen Parameter im Beladeprozess wie für den adiabaten Druckluftspeicher verwendet (vgl. dazu Kapitel 3.1.1.2). Der Speicherprozess wird dagegen ohne den Wärmespeicher modelliert. Dies bedeutet, dass die Kompressionswärme vollständig an die Umgebung abgegeben wird. Dagegen bleiben die Annahmen bzgl. des Kavernenspeichers (vgl. Tabelle 3.3) gleich. In dem diabaten Druckluftspeichermodell wird ein 2-stufiger Turbinenprozess verwendet. Hierdurch kann eine Zwischenüberhitzung modelliert werden. Die erste Turbine entspannt bis zu einem Druck von 10 bar, die zweite Turbine nach der Zwischenüberhitzung weiter bis auf Umgebungsdruck. Im Folgenden werden die wesentlichen Parameter der Brennkammer, des Zwischenüberhitzers und des Rekuperators dargestellt.

Brennkammer und Zwischenüberhitzer

Die Kenngrößen der Brennkammer können durch Anpassung der Zustandsänderung gemäß Abbildung 3.3 ebenfalls für den Zwischenüberhitzer verwendet werden. Der Druckverlust Δp in beiden Komponenten wird mit 2 % angesetzt. Zusätzlich wird ein Wirkungsgrad der Brennkammer η_B gleich dem des Zwischenüberhitzers von 98 % gewählt. Die Eintrittstemperaturen des Arbeitsmediums ohne eine Verringerung durch den Kühlstrom werden für T_3 auf 1.500°C und für T_5 auf 1.000°C gesetzt. Die Kühlung der Turbine resultiert in einem erhöhten Luftmassenstrom \dot{m}_L . Diese Vergrößerung wird mit 10 % für jede Turbine angenommen. Der untere Heizwert H_u wird nach /FNR 2010/ und /Brandt 1999/ mit 50 MJ/kg für Erdgas definiert.

Die spezifische Mindestluftmenge l_{min} , die spezifische Masse des stöchiometrischen Verbrennungsgases μ_V^+ sowie die mittlere spezifische Wärmekapazität \bar{c}_p für den jeweiligen Temperaturbereich wurden nach /Baehr und Kabelac 2006/ bestimmt.

Tabelle 3.5: Kennwerte der Brennkammer und des Zwischenüberhitzers des diabaten Druckluftspeichers

Kategorie	Grösse	Einheit
Δp	2 ^(a)	%
η_{BK}, η_Z	98 ^(b)	%
T_3	1.500 ^(c)	°C
T_5	1.000 ^(c)	°C
H_u	50 ^(d)	MJ/kg
l_{min}	14,65 ^(e)	-
μ_V^+	15,65 ^(e)	-
$\bar{c}_{p_Umgebung}$	1,0042 ^(e)	kJ/kg K
$\bar{c}_{p_Kaverne}$	1,0048 ^(e)	kJ/kg K
\bar{c}_{p_3}	1,1315 ^(e)	kJ/kg K
\bar{c}_{p_5}	1,0910 ^(e)	kJ/kg K

^(a)/Lechner und Seume 2010/ und /Baehr und Stephan 2010;/ ^(b)/Bräunling 2009/;

^(c)Nach /Drenckhahn et al. 2009/ und /Lechner und Seume 2010/;

^(d)/FNR 2010/ und /Brandt 1999;/ ^(e)/Baehr und Kabelac 2006/

Rekuperation

Die Rekuperation der Abwärme im Turbinenprozess wird maßgeblich durch die Kenngrößen Wärmedurchgangskoeffizient k und der Bezugsfläche des Wärmeübertragers A bestimmt. Für den vereinfachten Wärmeübergang gemäß Gleichung 3.41 wird ein Rohrbündelwärmeübertrager angenommen. Um den Einfluss der Bezugsfläche gering zu halten wird eine sehr große Fläche für den Wärmeübertrager gewählt. Hierdurch wird eine nahezu ideale Wärmeübertragung erreicht. Zusätzlich wird der Wärmedurchgangskoeffizient durch den Mittelwert der k -Werte eines Rohrbündelwärmeübertragers bei atmosphärischem Druck und 150 bar angesetzt (nach /Spindler 2011/).

Tabelle 3.6: Kennwerte des Rekuperators des diabaten Druckluftspeichers

Kategorie	Grösse	Einheit
k	100 ^(a)	W/m ² K
A	100.000 ^(b)	m ²

^(a)/Spindler 2011;/ ^(b)eigene Annahme

3.1.3 Modellbeschreibung des mobilen Batteriespeichers

Im Folgenden wird die Modellierung der mobilen Batteriespeicher dargestellt. Die Modellbeschreibung wird in zwei Teile untergliedert. Im ersten Teil (vgl. Kapitel 3.1.3.1) wird die Verfügbarkeit der Fahrzeuge als Stromspeicher im Elektrizitätssystem modelliert. Hintergrund ist, dass die mobilen Batteriespeicher auch für deren Hauptzweck, das Fahren,

verwendet werden, wodurch sich die dem Stromnetz verfügbare Speicherkapazität und Speicherleistung über die Zeit verändern. Das eigentliche Modell des Akkumulators wird darauf folgend in Kapitel 3.1.3.2 beschrieben. Im Anschluss daran werden die wesentlichen für die Berechnung benötigten Parameter zusammengefasst (vgl. Kapitel 3.1.3.3).

3.1.3.1 Modellierung der Netz-Verfügbarkeit der mobilen Batteriespeicher

Die Anzahl der Personenkraftwagen (PKW), die in Deutschland gleichzeitig unterwegs sind, wird anhand der Daten von „Mobilität in Deutschland“ /Follmer et al. 2002/ analysiert. Die generelle Vorgehensweise der Simulation in Matlab/Simulink ist in Abbildung 3.4 aufgeführt.

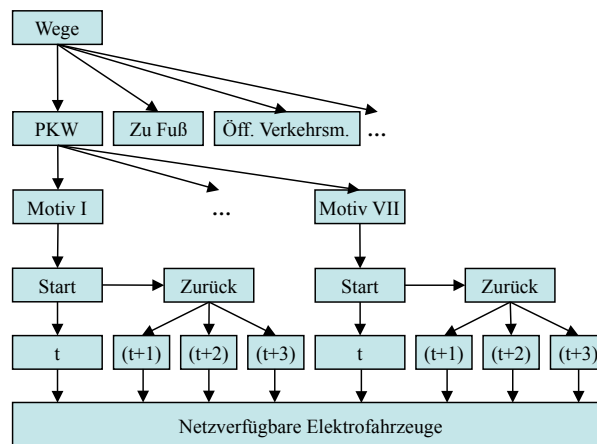


Abbildung 3.4: Skizze der Berechnung einer prozentualen Netzverfügbarkeit von Elektrofahrzeugen in Deutschland /Hartmann und Özdemir 2011/

Die Berechnungen basieren auf der Anzahl von Wegen, die in Deutschland an einem Tag zurückgelegt werden. Ein Weg ist durch eine Strecke zwischen dem Startort und dem Zielort, die mit einem bestimmten Verkehrsmittel absolviert wird, definiert. Die zurückgelegten Wege werden nach dem Weg mit einem Verkehrsmittel (PKW-Fahrer, Fahrradfahrer, Fußgänger und ÖPNV-Mitfahrer) unterteilt. Die mobilen Batteriespeicher werden ausschließlich durch die Akkumulatoren der PKWs in Deutschland repräsentiert. Für die weiteren Berechnungen werden nur die Wege als PKW-Fahrer verwendet. Für die Simulation werden die Wege in die folgenden sieben Gruppen, gegliedert nach dem Motiv für die Fahrt, unterteilt.

1. **Motiv I** Freizeit (z.B. Freunde treffen)
2. **Motiv II** Einkauf (jeder Weg zur Durchführung von täglichen Einkäufen)
3. **Motiv III** Private Erledigung (z.B. Wege zum Arzt oder Amtswege)
4. **Motiv IV** Begleitung (jeder Weg, um Personen zu bringen oder zu holen)
5. **Motiv V** Dienstlich/geschäftlich (z.B. Dienstreisen)
6. **Motiv VI** Ausbildung (jeder Weg zum und vom Ausbildungsort)
7. **Motiv VII** Beruf (jeder Weg zum und vom Arbeitsort)

Die Distanzen, die für einen Weg durchschnittlich zurückgelegt werden, unterscheiden sich für Wege mit verschiedenen Motiven. Anhand der durchschnittlichen Geschwindigkeit und der gefahrenen Distanzen kann die benötigte Zeit für eine zurückgelegte Fahrstrecke ermittelt werden. Daraus lassen sich drei Gruppen ableiten:

- **Gruppe 1**, in der die Fahrzeit unter 30 min liegt,
- **Gruppe 2**, in der die Fahrzeit zwischen 30 min und 1 h 30 min liegt,
- **Gruppe 3**, in der die Fahrzeit über 1 h 30 min liegt.

Mit der Kombination aus der mittleren Geschwindigkeit, den Wegdistanzen, und den Startzeiten für die Wege wird eine Simulation durchgeführt, die in mehreren Iterationsschritten die Anzahl der PKWs, die unterwegs sind und demnach nicht am Netz angeschlossen werden können, für jede Stunde einer Woche bestimmt. Im Folgenden wird das Modell für die Simulation beschrieben.

Die Simulation wird anhand der Berechnung der startenden und zurückkommenden PKWs durchgeführt. Die Grundannahme ist, dass ein Fahrzeug an das Netz angeschlossen werden kann solange es zwischen zwei Wegen steht. Hierfür wird der Kalkulationszeitpunkt auf den Mittelpunkt zwischen zwei Stunden gesetzt. Das bedeutet, dass wenn z.B. eine Fahrt in der Morgenstunde zwischen 1 und 2 Uhr startet, der Startzeitpunkt auf 1:30 Uhr festgelegt wird. Daraus folgt die zweite Annahme, dass PKWs, die nach weniger als 30 Minuten am Wegende ankommen, in der darauf folgenden Stunde wieder zu den gesamten stehenden Fahrzeugen gezählt werden. Mit den folgenden Gleichungen werden die stündlichen Berechnungen der Simulation durchgeführt. Die PKWs $Y(t)$, die unterwegs sind, werden durch die Differenz der gesamten Anzahl der PKWs Z_{max} und der ans Stromnetz angeschlossenen PKWs $Z(t)$ berechnet.

$$Y(t) = (Z_{max} - Z(t)) \quad (3.42)$$

Die PKWs, die an das Netz angeschlossen sind, werden durch die an das Stromnetz angeschlossenen PKWs der vorangegangenen Stunde $Z(t - 1)$ und der Differenz der zurückkommenden $W(t)$ und startenden PKWs $M(t)$ ermittelt.

$$Z(t) = Z(t - 1) + W(t) - M(t) \quad (3.43)$$

Die Anzahl der PKWs, die von einem Weg zurückkommen, werden wie folgt berechnet.

$$W(t) = W_1(t - 1) + W_2(t - 2) + W_3(t - 3) \quad (3.44)$$

Da das Datenmaterial von PKWs, die später als 3 Stunden nach dem Zeitpunkt des Fahrtbeginns zurückkommen, fehlerhaft bzw. nicht vorhanden ist, werden die zurückkommenden PKWs in drei Gruppen, entsprechend dem Rückkehrzeitpunkt, eingeteilt. Die

Werte für die verschiedenen Rückkehrzeitpunkte werden durch die Multiplikation der startenden PKWs mit dem Prozentsatz der zurückkommenden Fahrzeuge $f_b(t)$ ermittelt.

$$W_b(t) = M(t) \cdot f_b(t) \quad (3.45)$$

Der Index b kann dabei ganzzahlige Werte zwischen 1 und 3 annehmen. Der prozentuale Anteil der PKWs, die unterwegs sind $u(t)$ wird wie folgt berechnet:

$$u(t) = \frac{Y(t)}{Z_{max}} \quad (3.46)$$

Die Summe der zurückgelegten Distanzen der Fahrzeuge $G(t)$ wird nach Gleichung 3.47 berechnet.

$$G(t) = \sum_{b=1}^3 W_b(t) \cdot G_b(t) \quad (3.47)$$

Basierend auf stündlichen Werten wird mit den beschriebenen Gleichungen der prozentuale Anteil der PKWs in Deutschland, die an das Stromnetz angeschlossen sind, und deren zurückgelegte Distanz, unterteilt in die verschiedenen Motive für eine Fahrt, berechnet.

3.1.3.2 Modellierung des mobilen Batteriespeichers

In diesem Abschnitt wird das Modell eines mobilen Batteriespeichers (Li-Ionen Akkumulators) beschrieben. Das Modell des Li-Ionen Akkumulators besteht aus drei Teilmodellen (vgl. Abbildung 3.5). Das elektrische Teilmodell bildet den Kern und berechnet mit der eingehenden Stromstärke I die Spannung U und Ladezustand (state-of-charge - SOC) in der Batterie.

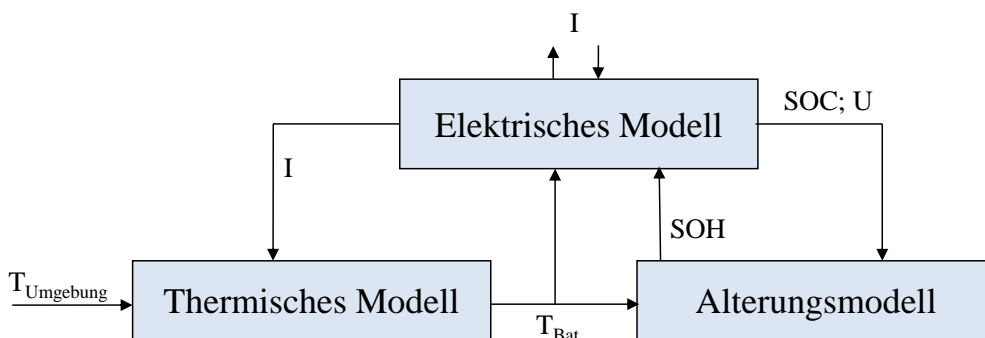


Abbildung 3.5: Skizze des Batteriemodells mit den Teilmodellen elektrisches Teilmodell, thermisches Teilmodell und Alterungsteilmodell sowie den wesentlichen Verbindungen zwischen den Teilmodellen

Um thermische Einflüsse durch die Umgebungstemperatur $T_{Umgebung}$ und durch die im Inneren der Batterie entstehende thermische Energie zu berücksichtigen, wird ein thermisches Teilmodell (in dem der Temperaturverlauf in der Batterie T_{Bat} bestimmt wird)

eingeführt.

Die Spannung, der Ladezustand und die Temperatur in der Batterie beeinflussen die Alterung der gesamten Zelle (vgl. /Gao et al. 2002/). Die Alterung der Zelle wird im dritten Teilmodell berechnet und durch den Gesundheitszustand der Zelle (state-of-health - SOH) an das elektrische Teilmodell weitergegeben, in dem die Auswirkungen des Gesundheitszustands auf die Kapazität und den Speicherfüllstand berechnet werden. Die Modellierung der einzelnen Teilmodelle wird in den folgenden Abschnitten dargestellt.

Elektrisches Teilmodell

Das elektrische Teilmodell wird anhand eines Ersatzschaltbilds modelliert. Hierbei wird das dynamische Verhalten maßgeblich durch die zwei RC-Glieder, bestehend aus einem Widerstand R und einem Kondensator C (vgl. /Conrads et al. 2009/), bestimmt (vgl. Abbildung 3.6). Die zwei RC-Glieder wurden gewählt, da hierdurch das dynamische Verhalten der Zelle abgebildet werden kann, ohne eine hohe Komplexität zu erzeugen. Nach /Zhang und Chow 2010/ und /Herb 2010/ ergeben zwei RC-Glieder einen guten Kompromiss aus Genauigkeit und Rechenzeit. Zur Berechnung des Ladezustands SOC werden die Para-

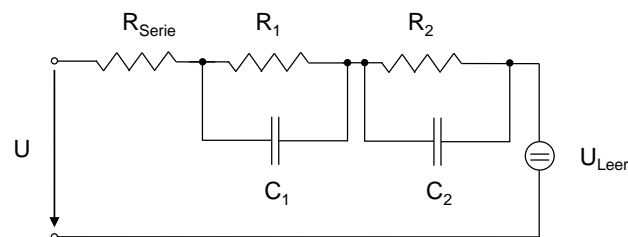


Abbildung 3.6: Ersatzschaltbild des elektrischen Teilmodells mit zwei RC-Gliedern.

meter α_s , β und ΔE eingeführt (vgl. /Gao et al. 2002/). Die Parameter α_s und β werden benötigt um ein verändertes Verhalten der Batterie bei einer Änderung der Entladestromstärke oder der Batterietemperatur zu simulieren. Daher ist $\alpha_s[I(t)]$ von der Stromstärke $I(t)$ bei der Entladung und $\beta[T_{Bat}(t)]$ von der Temperatur $[T_{Bat}(t)]$ in der Zelle abhängig (vgl. dazu Kapitel 3.1.3.3). Dagegen wird durch $\Delta E[T_{Bat}(t)]$ die Auswirkung eines veränderten Temperaturniveaus $[T_{Bat}(t)]$ in der Batterie auf die Änderung der Klemmspannung abgebildet (vgl. dazu Kapitel 3.1.3.3). Dieser Parameter ist somit ebenfalls abhängig von der Temperatur in der Batterie. Mit Hilfe der beschriebenen Parameter und der Kapazität Q_{Bat} der Zelle kann der Entladezustand, state-of-discharge - SOD, ($SOC = 1 - SOD$) nach Gleichung 3.48 bestimmt werden.

$$SOC(t) = \frac{1}{Q_{Bat}} \cdot \int_0^t \alpha_s[I(t)] \cdot \beta[T_{Bat}(t)] \cdot I(t) dt \quad (3.48)$$

Die Leerlaufspannung U_{Leer} wird durch $\Delta E(T_{Bat}(t))$ in Abhängigkeit von der Temperatur und von dem Entladezustand SOD ermittelt.

$$U_{Leer}(t) = SOD(t) + \Delta E(T_{Bat}(t)) \quad (3.49)$$

Das Verhalten in der Zelle ist nur bei niedrigen Strömen mit dem in Gleichung 3.48 und 3.49 definierten Beziehungen gültig. Um das dynamische Verhalten der Zelle modellieren zu können, werden die in Abbildung 3.6 dargestellten RC-Glieder verwendet, um die Spannung U_j , die zum Zeitpunkt t in den RC-Gliedern auftritt, zu berechnen (vgl. Gleichung 3.50).

$$\frac{dU_j}{dt} = \frac{1}{R_j C_j} \cdot U_j(t) + \frac{1}{C_j} \cdot I \quad \forall j = 1, 2 \quad (3.50)$$

Die Klemmspannung U_{Klemm} kann durch die Differenz der Leerlaufspannung U_{Leer} , der Widerstände R_{Serie} und der Spannung U_j gemäß Gleichung 3.51 dargestellt werden.

$$U_{Klemm}(t) = U_{Leer}(t) - R_{Serie} \cdot I(t) - \sum_{j=1}^2 U_j(t) \quad (3.51)$$

Für jeden Zeitschritt wird die Stromstärke berechnet und an das thermische Teilmodell weitergegeben.

Thermisches Teilmodell

In dem thermischen Teilmodell wird die in der Batteriezelle entstehende Wärme berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt dabei über die Wärmeentstehung an den Widerständen und durch konvektiven Wärmeaustausch mit der Umgebung. Über eine Wärmebilanz kann die Wärmeentwicklung in der Zelle mit der Masse der Zelle m_{Bat} und der spezifischen Wärmekapazität c_{p_Bat} , dem Wärmeübergangskoeffizienten α und der Oberfläche der Zelle A berechnet werden (vgl. Gleichung 3.52). In der Bilanz wird zudem der Wärmestrom $\dot{E}_{K/H}$ berücksichtigt. Durch den Wärmestrom wird gewährleistet, dass keine zu hohen Temperaturen oder zu niedrige Temperaturen in der Zelle auftreten, wodurch die Alterung beschleunigt wird und die inneren Widerstände steigen können.

$$m_{Bat} \cdot c_{p_Bat} \cdot \frac{dT(t)}{dt} = I(t)^2 \cdot R_1 + \frac{1}{R_2} [U_{Leer}(t) - U_{Klemm}(t) - I(t)R_1]^2 - \alpha \cdot A [T_{Bat}(t) - T_{Umgebung}(t)] - \dot{E}_{K/H}(t) \quad (3.52)$$

Durch die Gleichung 3.53 wird die Höhe der Wärmez- und -abfuhr mit Hilfe der Masse der Zelle und der spezifischen Wärmekapazität berechnet. Wärme wird dem System nur dann zu- bzw. abgeführt, wenn das Temperaturniveau der Zelle außerhalb des optimalen Betriebsbereichs liegt.

$$\dot{E}_{K/H} = \begin{cases} m_{Bat} \cdot c_{p_Bat} \cdot \frac{d(T_{Bat}(t) - T_{max})}{dt} & \text{wenn } T_{Bat}(t) > T_{max} \\ m_{Bat} \cdot c_{p_Bat} \cdot \frac{d(T_{Bat}(t) - T_{min})}{dt} & \text{wenn } T_{Bat}(t) < T_{min} \\ 0 & \text{wenn } T_{max} > T_{Bat}(t) > T_{min} \end{cases} \quad (3.53)$$

Weitere Einflüsse auf die Batterietemperatur, wie Entropieveränderung oder Änderung der Wärmekapazitäten, werden aufgrund ihrer geringen Wirkung auf die Zelltemperatur nicht berücksichtigt /Gao et al. 2002/. Die in diesem Teilmodell berechnete Temperatur T_{Bat} , der Ladezustand SOC und die Klemmspannung werden an das Alterungsmodell weitergegeben.

Teilmodell der Batteriealterung

Im Alterungsmodell verringert sich durch die Verwendung des Batteriespeichers die verfügbare Kapazität Q_{Bat} . Hierbei werden die Kalenderalterung F_{Kal} und die Zyklentalterung F_{Zykl} berücksichtigt. Die Alterung wird anhand von Gleichung 3.54 zu einem Kapazitätskorrekturfaktor F_{KKF} verrechnet, der die verfügbare Kapazität Q_{Bat} durch Multiplikation mit der Anfangskapazität Q_{Start} durch die Verwendung der Batterie verringert (vgl. Gleichung 3.55).

$$F_{KKF} = 1 - (F_{Kal} + F_{Zykl}) \quad (3.54)$$

$$Q_{Bat} = Q_{Start} \cdot F_{KKF} \quad (3.55)$$

Die Zyklentalterung kann nach /Wang et al. 2011/ zu jedem Zeitpunkt in Abhängigkeit der Temperatur T_{Bat} in der Zelle, der spezifischen Gaskonstante trockener Luft R_A , der Entladerate (C_{Rate}) und dem Durchflussstrom A_h beschrieben werden. Der Durchflussstrom wird dabei durch die Anzahl der Zyklen, der Entladetiefe und der Anfangskapazität berechnet. Hierdurch ergibt sich der prozentuale Kapazitätsverlust der Zyklentalterung F_{Zykl} (Gleichung 3.56). Der Faktor B ist hierbei abhängig von der Entladerate C_{Rate} . Eine Entladerate von 1C bedeutet dabei eine vollständige Entladung in 1 Stunde und 2C eine Entladung der Batterie in einer halben Stunde.

$$F_{Zykl} = B \cdot e^{\left[\frac{-31700 + 370,3 \cdot C_{Rate}}{R_A \cdot T_{Bat}} \right]} \cdot A_h^{0,55} \quad (3.56)$$

Die Kalenderalterung liefert für LiFePO₄-Akkumulatoren einen nahezu linearen Zusammenhang zwischen Laufzeit der Zelle und der Kapazitätsabnahme /Herb 2010/.

3.1.3.3 Parametrisierung des Modells der mobilen Batteriespeicher und deren Netz-Verfügbarkeit

Im Folgenden werden die unterstellten Annahmen für die Berechnung der Netzverfügbarkeit der mobilen Batteriespeicher und des Modells der mobilen Batteriespeicher beschrieben.

Netzverfügbarkeit des mobilen Batteriespeichers

Die wesentlichen Annahmen über den Startzeitpunkt und Zeitpunkt der zurückkommenden Fahrzeuge konnte für jede Stunde eines Jahres anhand der Daten der Studie „Mobilität in Deutschland“ /Follmer et al. 2002/ ermittelt werden. Die gesamte Anzahl der PKWs in Deutschland Z_{max} wurde mit ca. 42 Millionen für das Jahr 2009 angenommen /ADAC 2010/. Mit den Fahrzeugen legt ein Bürger in Deutschland an Wochentagen durchschnittlich 3,6 Wege pro Tag zurück /Follmer et al. 2002/. Ein wesentlicher Parameter für die Berechnung der zurückgelegten Wegstrecke ist die Durchschnittsgeschwindigkeit. Die verwendete Durchschnittsgeschwindigkeit, die im Rahmen der Befragung zu der Studie „Mobilität in Deutschland“ inklusive der Halte, z.B. an Ampeln oder im Stau ermittelt wurde, liegt bei 32,8 km/h /Follmer et al. 2002/. Im Vergleich zu anderen Studien liegt die Durchschnittsgeschwindigkeit niedriger (z.B. 36 km/h berechnet in /Andre 2008/ aus einer Werteverteilung von 20 bis 52 km/h). Die Geschwindigkeitsmessung erfolgt in dieser Studie stationär am Straßenrand und berücksichtigt keine Halte. Im Rahmen der Studie „Mobilität in Deutschland“ wurde die Durchschnittsgeschwindigkeit durch Befragung der Personen nach der Distanz für einen Weg und der dafür benötigten Zeit ermittelt. Diese Methode liefert eine gute Grundlage um einen Durchschnittswert zu bilden.

Mobiler Batteriespeicher

Es gibt eine Vielzahl von Materialkombinationen für einen mobilen Batteriespeicher (vgl. dazu Kapitel 2.4). Derzeit werden vermehrt Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO_4) Zellen wegen deren hoher Zyklenfestigkeit und elektrochemischer Stabilität eingesetzt /Garche 2012/. Zusätzlich ist das Lithium in LiFePO_4 Zellen weniger reaktiv, wodurch die Gefahr einer unkontrollierten Temperaturzunahme, bis hin zur Explosion, verringert wird. Die im Folgenden dargestellte Parametrisierung des mobilen Batteriespeichers ist für einen Lithium-Eisen-Phosphat Akkumulator gültig. Die Parametrisierung des mobilen Batteriespeichers wird in die in Kapitel 3.1.3.2 dargestellten drei Teilmodelle untergliedert.

Elektrisches Teilmodell

Zur Berechnung der Zustände im elektrischen Teilmodell sind die folgenden Parameter zu definieren. Der innere Widerstand ist vom Ladezustand SOC abhängig /Kroeze und Krein 2008/. Daneben wirkt im geringen Umfang der angelegte Strom sowie die Zelltemperatur

auf die Höhe des inneren Widerstands /Bhide und Shim 2009/. Die Auswirkung des angelegten Stroms kann aufgrund dessen marginalen Einflusses vernachlässigt werden /Chen und Rincon-Mora 2006/. Da das Temperaturniveau der Zelle durch Wärmezufuhr und -abfuhr innerhalb bestimmter Grenzen gehalten wird (vgl. Gleichung 3.53), kann der Einfluss der Temperatur ebenfalls vernachlässigt werden. Allerdings steigen die inneren Widerstände vor allem bei niedrigen Ladezuständen an. Nach /Chen und Rincon-Mora 2006/ kann der Zusammenhang für LiFePO₄ Zellen wie in Gleichung 3.57 bis 3.61 beschrieben werden.

$$R_{\text{Serie}} = 0,1562 \cdot e^{-24,37 \cdot \text{SOC}} + 0,07446 \quad (3.57)$$

$$R_1 = 0,3208 \cdot e^{-29,14 \cdot \text{SOC}} + 0,04669 \quad (3.58)$$

$$C_1 = -752,9 \cdot e^{-13,51 \cdot \text{SOC}} + 703,6 \quad (3.59)$$

$$R_2 = 6,603 \cdot e^{-155,2 \cdot \text{SOC}} + 0,04985 \quad (3.60)$$

$$C_2 = -6056 \cdot e^{-27,12 \cdot \text{SOC}} + 4475 \quad (3.61)$$

Die Abhängigkeit der Leerlaufspannung vom Ladezustand wird bei LiFePO₄-Zellen anhand von Messreihen nach /Chen und Rincon-Mora 2006/ berechnet. Zusätzlich werden die Beziehungen α_s , β und ΔE /Gao et al. 2002/ für eine Lithium-Eisen-Phosphat Zelle nach /A123 2010/ aktualisiert (vgl. Abbildung 6.2 bis 6.4 im Anhang). Die Selbstentladung von LiFePO₄ Zellen beträgt 5 % der Kapazität pro Monat /Chen und Rincon-Mora 2006/ und /Sauer 2008/. Die Referenzspannung der Zelle muss dabei zwischen den Grenzwerten 2,5 V und 4,2 V und die Stromstärke zwischen -3,2 A und 3,2 A liegen. Hierdurch wird gewährleistet, dass die Zelle im Bereich der Referenzspannung heutiger Lithium-Eisen-Phosphat Zellen arbeitet.

Thermisches Teilmodell

Der Wärmeübergangskoeffizient wird nach /Herb 2010/ mit $\alpha = 2,56 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ angesetzt. Die Masse einer LiFePO₄ Zelle wird nach /A123 2010/ mit $m_{\text{Bat}} = 0,07 \text{ kg}$ und die Oberfläche der Zelle mit $A = 0,0053 \text{ m}^2$ angenommen. Die spezifische Wärmekapazität wurde für eine LiFePO₄ Zelle mit $c_{p_Bat} = 672 \text{ J/kg K}$ herangezogen (vgl. /Herb 2010/). Die Kühl- und Heizenergie des Batteriesystems (vgl. Gleichung 3.53) beschränkt den Betriebsbereich auf eine maximale Batterietemperatur $T_{\text{max}} = 40 \text{ °C}$ und eine minimale Batterietemperatur $T_{\text{min}} = 20 \text{ °C}$. Durch die Wärmezufuhr und -abfuhr kann daher gewährleistet werden, dass die Batterie immer im optimalen Betriebsbereich zwischen 20 und 40°C /Mi et al. 2007/ und /Linden 2002/ betrieben wird.

Alterungsteilmodell

Die Kalenderalterung sowie die Zyklenalterung reduzieren über die Zeit die Kapazität der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle. Um aktuelle Werte der Kalenderalterung A_{Kal} für LiFePO_4 Zellen in die Berechnung mit einzuschließen, wird die Beziehung zwischen der prozentualen Kalenderalterung (prozentuale Abnahme der Kapazität) und den Betriebsstunden in Abhängigkeit der Betriebstemperatur der Zelle aufgestellt (vgl. dazu /Erdinc et al. 2009/). Im Falle von Lithium-Eisen-Phosphat Zellen ergibt sich hierbei ein nahezu linearer Zusammenhang, so dass die Alterung bei 25°C ca. 2 % der Kapazität für 2.000 Betriebsstunden und bei 40°C ca. 5 % der Kapazität für 2.000 Betriebsstunden beträgt (vgl. dazu auch /Peterson et al. 2010b/. Durch lineare Interpolation wird der vollständige Temperaturbereich im Betriebsbereich der LiFePO_4 Zelle abgedeckt. Zur Berechnung der Zyklenalterung A_{Zykl} wird die von /Wang et al. 2011/ ermittelte Relation für Lithium-Eisen-Phosphat Zellen zwischen der Entladerate C_{Rate} und dem Faktor B verwendet (vgl. Tabelle 3.7).

Tabelle 3.7: Abhängigkeit des Faktors B von der Entladerate C_{Rate}

C_{Rate}	$C/2$	$2C$	$6C$
B	31,63	21,68	12,93

Wie bei der Kalenderalterung wird für jeden Zeitpunkt die aktuelle Entladerate und dadurch auch der aktuelle Faktor B durch lineare Interpolation ermittelt.

3.1.4 Ergebnisse und Diskussion der Speichersimulation

Die Ergebnisse der Simulation mit den in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten Modellen der verschiedenen Speichertechnologien werden im Folgenden dargestellt. Es werden zunächst die Ergebnisse des adiabaten Druckluftspeichers gefolgt von den Ergebnissen des diabaten Druckluftspeichers beschrieben. Im Anschluss werden die Ergebnisse des mobilen Batteriespeichers getrennt nach den Ergebnissen der Netzverfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und den Ergebnissen der Batteriesimulation diskutiert.

3.1.4.1 Adiabater Druckluftspeicher

Der adiabate Druckluftspeicher wird für einen Lade- und Entladevorgang bei konstanter Leistung analysiert. In Abbildung 3.7 sind der Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, die Leistung des Kompressors P_{el_Kompr} und die Austrittstemperatur nach dem Kompressor T_{out} dargestellt. Zusätzlich ist noch der kumulierte Energieaufwand E_{Kuehl} aufgetragen, der für die Kühlung der komprimierten Luft benötigt wird, um diese auf das erforderliche maximale Eintrittstemperaturniveau des Wärmespeichers herunter zu kühlen.

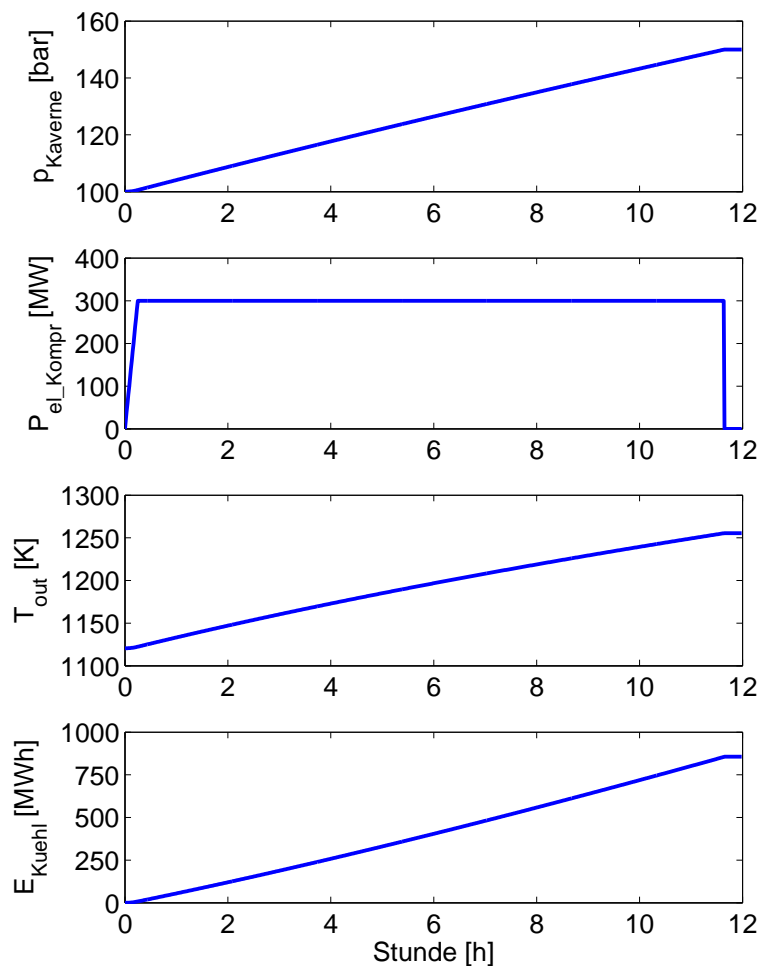


Abbildung 3.7: Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Leistung des Kompressors P_{el_Kompr} , Austrittstemperatur nach dem ersten Kompressor T_{out} und kumulierter Kühlernergieaufwand E_{Kuehl} für einen konstanten Ladevorgang des adiabaten Druckluftspeichers mit maximaler Ladeleistung über 12 Stunden (1-stufige Kompression)

Der Ladevorgang wird zwischen einem minimalen Kavernendruck von 100 bar bis zu einem Maximum von 150 bar durchgeführt. In den ersten 15 Minuten wird der Kompressor bis zu seiner maximalen Leistung von 300 MW hochgefahren. Die Beladeleistung wird für das Betreiben des Kompressors und der Kühlung verwendet. Ist der maximale Druck in der Kaverne erreicht, wird der Kompressor abgeschaltet und dadurch die weitere Massenstromzufuhr in die Kaverne unterbunden. Die Temperatur nach dem Kompressorstrang steigt während des Ladevorgangs von 1.120 K auf 1.255 K. Der Energieaufwand, um die Wärme der komprimierten Luft abzuführen, steigt leicht überproportional für hohe Drücke in der Kaverne und hohe Austrittstemperaturen des Kompressors. Der Energieaufwand für die Kühlung steigt dabei auf ca. 850 MWh an. Der gesamte Ladevorgang dauert ungefähr 12 Stunden. Dies ist allerdings stark abhängig von der Größe der Kaverne und des Wärmespeichers, sowie der Leistung des Kompressors.

Nach /DeVries 2003/ und /Bérest und Brouard 2003/ liegen Minimum und Maximum des Druckspiels einer Kaverne in bis zu 2.000 Meter bei 55 bar für das Minimum und 370 bar für das Maximum. In Abbildung 6.1 im Anhang sind die Ergebnisse eines konstanten

Ladevorgangs für die minimalen und maximalen Druckgrenzen der Kaverne dargestellt. Hierbei wird ersichtlich, dass zwar die Temperaturzunahme mit steigendem Druck in der Kaverne weniger steil ausfällt, allerdings insgesamt Temperaturen von ca. 1.615 K am Kompressorausstritt erreicht werden. Dies würde zu einer sehr hohen Materialbelastung seitens des Kompressors führen. Auch sind heutige Kompressoren nicht für derart hohe Temperaturen des Arbeitsmediums ausgelegt. Im Folgenden wird daher das Druckspiel zwischen 100 und 150 bar verwendet. Der zu Abbildung 3.7 dazugehörige Entladevorgang bei konstanter Entladeleistung ist in Abbildung 3.8 dargestellt.

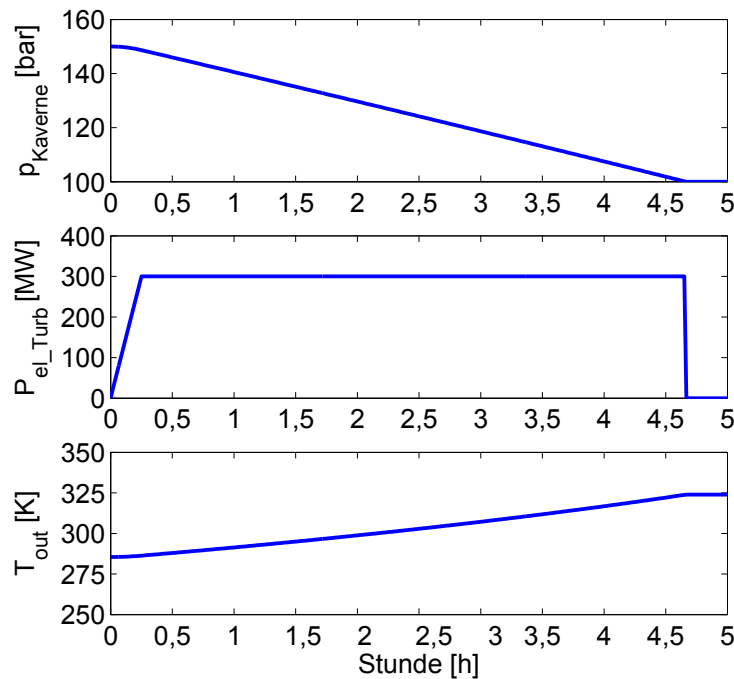


Abbildung 3.8: Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Leistung der Turbine P_{el_Turb} , Austrittstemperatur nach dem ersten Kompressor T_{out} für einen konstanten Entladevorgang bei maximaler Entladeleistung des adiabaten Druckluftspeichers über 5 Stunden (1-stufige Entspannung)

Der Entladevorgang aus Abbildung 3.8 wird mit der maximalen Turbinenleistung P_{el_Turb} von 300 MW durchgeführt. Die Entspannung erfolgt bis auf Umgebungsdruck. Über einen Entladevorgang von ca. 4,6 Stunden steigt das Temperaturniveau am Turbinenausstritt auf ca. 325 K. Der Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers wird durch die Differenz des Energieeinsatzes und der Energiemenge, die durch das Turbinieren wieder verströmt wird, bestimmt. Es wird dabei ein voller Lade- und Entladezyklus als Berechnungsgrundlage herangezogen.

Es wird deutlich, dass der Wirkungsgrad des Speichers η inklusive der Nachkühlung und -heizung mit ca. 39 % deutlich unter dem Wirkungsgrad des Speichers ohne zusätzlichen Energieverbrauch für Nachkühlung und -heizung (52 %) liegt. Auch liegt der Wirkungsgrad damit unter dem Wert des diabaten Druckluftspeichers McIntosh in USA, welches 1991 erbaut wurde und ein Wirkungsgrad von ca. 54 % (/Crotogino 2006/, /Lee et al. 2007/,

/Kruck und Eltrop 2007a/ und /Hartmann et al. 2009/) aufgrund einer Wärmerückgewinnung beim Turbinieren erreicht. Es kann also gefolgert werden, dass mit dem modellierten adiabaten Druckluftspeicher eine Speichereffizienz in der Größenordnung des diabaten Druckluftspeichers McIntosh erreicht werden kann.

Tabelle 3.8: Energieverbrauch und -erzeugung sowie der berechnete Wirkungsgrad des Druckluftspeichers (Einstufige Kompression und Entspannung) für einen konstante Lade- und Entladevorgang bei maximaler Leistung

	Kompression [MWh]	Entspannung [MWh]	η [%]
exkl. Nachkühlung/-heizung	2.602	1.361	52
inkl. Nachkühlung/-heizung	3.457	1.361	39

Allerdings ist der Nachkühlbedarf hoch und die hohen Temperaturen nach dem Kompressor von bis zu 1.255 K resultieren in einer hohen Materialbelastung des Kompressors. Um die hohen Temperaturen nach dem Kompressionsstrang zu verringern, wird im Folgenden die 2-stufige Variante des adiabaten Druckluftspeichermodells inklusive einer Zwischenkühlung und -heizung analysiert (Variante IIIa und IIIb).

Um die hohen Austrittstemperaturen am Kompressor zu reduzieren, wurden ein Nieder- und ein Hochdruckkompressor, inklusive einer zwischen- und nachgeschalteten Kühlung bzw. Heizung modelliert. Die Zwischenkühl / -heizeinheit reduziert die Temperatur nach der ersten Kompressionsstufe auf eine vorgegebene Eintrittstemperatur vor dem zweiten Kompressor $T_2 = 393$ K. Wie bei dem 1-stufigen Prozess reduziert die Nachkühlung die Austrittstemperatur des Kompressorstrangs auf die benötigte Temperatur T_3 für den Wärmespeicher. Die Entspannung wird weiterhin als 1-stufiger Turbinenprozess modelliert (Variante IIIa). Nach der Weiterentwicklung zu einem 2-stufigen Entspannungsprozess (Variante IIIb) konnte die Effizienz nur erhöht werden, falls die Eintrittstemperatur der zweiten Turbinenstufe gleich der Eintrittstemperatur der ersten Turbinenstufe gehalten wird. Hohe Eintrittstemperaturen des Arbeitsmediums in der zweiten Turbinenstufe können allerdings nur erreicht werden, wenn eine Zwischenerhitzung des Arbeitsgases zwischen den beiden Turbinenstufen erfolgt. Dies kann wiederum nur durch Zusatzenergie (wie Zufeuerung von Erdgas) erfolgen. Der Energieeinsatz durch das Zufeuern gleicht einerseits den Vorteil der höheren Temperaturen des Arbeitsmediums am Turbineneintritt der zweiten Turbinenstufe wieder aus, andererseits wird durch das Zufeuern von Erdgas der adiabate Druckluftspeicher zu einem diabaten Druckluftspeicher. Deshalb wird im Folgenden der Entspannungsprozess in einem 1-stufigen Prozess gehalten.

Für den 2-stufigen Verdichtungsprozess und 1-stufigen Entspannungsprozess ist in Abbildung 3.9 der Druck in der Kaverne über 8 Stunden aufgetragen. Zusätzlich ist noch die Austrittstemperatur des Arbeitsmediums der ersten Verdichtungsstufe T_{out1} , die Austrittstemperatur des Arbeitsmediums der zweiten Verdichtungsstufe T_{out2} sowie der Energie-

aufwand der Zwischenkühlung E_{Kuehl_1} und Nachkühlung E_{Kuehl_2} dargestellt.

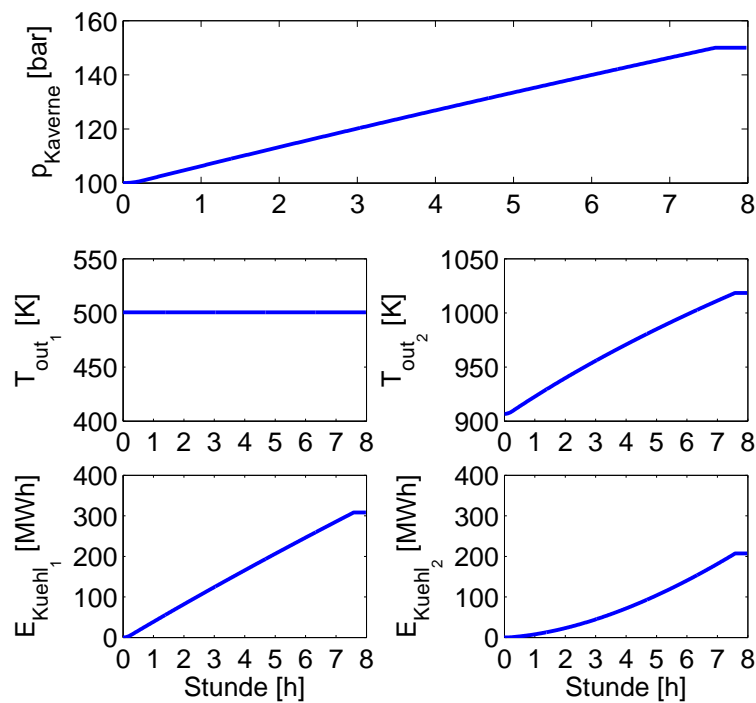


Abbildung 3.9: Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Austrittstemperatur nach dem ersten T_{out_1} und zweiten Kompressor T_{out_2} und kumulierter Kühlernergieaufwand nach dem ersten E_{Kuehl_1} und dem zweiten Kompressor E_{Kuehl_2} für einen konstanten Ladevorgang mit maximaler Ladeleistung des adiabaten Druckluftspeichers über 8 Stunden (2-stufige Kompression)

Aus Abbildung 3.9 wird deutlich, dass im Vergleich zu der 1-stufigen Konfiguration (vgl. Abbildung 3.7) durch die Zwischenkühlung die hohen Temperaturen nach dem Kompressorstrang reduziert werden können. Während des Ladevorgangs steigt der Energiebedarf für die Zwischenkühlung konstant an. Nach der zweiten Kompression steigt der Energiebedarf für die Nachkühlung überproportional. Der Grund liegt an dem höheren Kühlbedarf des komprimierten Arbeitsmediums bei höheren Temperaturen. Der Energieverbrauch und die -erzeugung und der daraus resultierende Speicherwirkungsgrad ist für einen Lade- und Entladezyklus in Tabelle 3.9 zusammengefasst.

Tabelle 3.9: Energieverbrauch und -erzeugung sowie Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers (2-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung

	Kompression		Entspannung	η
	1. Stufe	2. Stufe		
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]
exkl. Kühlung/Heizung	595	1.642	1.361	61
inkl. Kühlung/Heizung	903	1.849	1.361	49

Der Energieeinsatz für die erste Kompressionsstufe ohne die Zwischenkühlung und -heizung beträgt ca. 595 MWh (903 MWh inklusive der Zwischenkühlung und -heizung).

In der zweiten Kompressionsstufe beträgt der benötigte Energieaufwand 1.642 MWh (1.849 MWh inklusive der Nachkühlung und -heizung). Die wieder verstromte Energie nach der Turbine und dem Generator liegt bei 1.361 MWh. Für einen kompletten Lade- und Entladezyklus liegt der Wirkungsgrad inklusive der für das Kühlen und Heizen benötigten Energie bei ca. 49 %. Wenn der Kühl- und Heizbedarf in der Berechnung ausgeschlossen wird, erhöht sich der Wirkungsgrad auf ca. 61 %. Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der Wirkungsgrad zwischen der 1-stufigen Konfiguration und der 2-stufigen Konfiguration um ca. 10 % steigt.

In der 3-stufigen Konfiguration (Variante IV) wurde die zweite Kompressionsstufe geteilt und ein zweiter Zwischenkühler/Zwischenheizer zwischen der zweiten und dritten Kompressionsstufe des adiabaten Druckluftspeichers modelliert (vgl. Abbildung 3.2). Die restlichen Komponenten des adiabaten Druckluftspeichers wurden gleich denen der anderen Konfigurationen gehalten. Der Austrittsdruck der zweiten Kompressionsstufe ist mit 36 bar definiert (gleiches Druckverhältnis in der ersten und in der zweiten Kompressionsstufe). Die Werte für den Energieverbrauch und die -erzeugung sowie der Wirkungsgrad der Kompressionsstufen sind in Tabelle 3.10 getrennt nach den Werten inklusive und exklusive Kühlung und Heizung dargestellt.

Tabelle 3.10: Energieverbrauch und -erzeugung sowie Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers (3-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung

	Kompression			Entspannung	η
	1. Stufe	2. Stufe	3. Stufe		
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]
exkl. Kühlung/Heizung	595	744	816	1.361	63
inkl. Kühlung/Heizung	989	744	879	1.361	52

Der Wirkungsgrad für einen kompletten Lade- und Entladezyklus, exklusive dem Kühl- und Heizaufwand beträgt ca. 63 %. Inklusive dem Kühl- und Heizaufwand sinkt dieser auf ca. 52 %. Im Vergleich zu der 2-stufigen Variante steigt der Wirkungsgrad ohne Einrechnung des Kühl- und Heizaufwandes nur leicht. Die Verbesserung resultiert aus der Teilung der zweiten Kompressionsstufe in eine zweite und eine dritte Stufe. Dadurch muss von jeder Kompressionsstufe (Variante IV) eine kleinere Druckdifferenz überbrückt werden als von der zweiten Kompressionsstufe (Variante IIIa). Insgesamt kann dadurch ein geringerer Energieaufwand für das Kühlen und Heizen für die 3-stufige Variante im Vergleich zu der 2-stufigen Variante erreicht werden.

Zum Vergleich sind die Wirkungsgrade der verschiedenen Druckluftspeicherkonfigurationen in Tabelle 3.11 zusammengefasst. Zusätzlich zu den drei polytropen Varianten ist noch der Wirkungsgrad eines konstanten Lade- und Entladeprozesses einer isentropen Konfiguration (Variante I) dargestellt. Der isentrope Prozess unterscheidet sich vom

polytropen Prozess durch eine isentrope Kompression, eine isobare Wärmeabfuhr bzw. Wärmezufuhr, eine verlustlose Speicherung der Wärmeenergie und des Arbeitsmediums sowie einer isentropen Entspannung. Zusätzlich weisen der Motor und der Generator keine Verluste im isentropen Prozess auf.

Tabelle 3.11: Isentroper η_{isen} und polytroper η_{poly} Wirkungsgrad [in %] verschiedener adiabater Druckluftspeicherkonfigurationen für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung

	η_{isen} Variante I	η_{poly} Variante II	η_{poly} Variante IIIa	η_{poly} Variante IV
Kompression	1-stufig	1-stufig	2-stufig	3-stufig
exkl. Kühlung/Heizung	70	52	61	63
inkl. Kühlung/Heizung	57	39	49	52

Die Steigerung des polytropen Wirkungsgrades von dem 1-stufigen zum 2-stufigen Prozess beträgt ca. 10 %. Vom 2-stufigen bis zum 3-stufigen Prozess kann nur eine geringfügige Steigerung des polytropen Wirkungsgrades erreicht werden. Es wird deshalb angenommen, dass aus einer weiteren Steigerung der Systemkonfiguration hin zu einem 4-stufigen Prozess keine signifikante Verbesserung des Wirkungsgrades resultieren wird. Der isentrope Wirkungsgrad inklusive des Kühl- und Heizaufwandes liegt bei $\eta_{isen} = 57$ %. Ohne den Kühl- und Heizaufwand steigt dieser auf ca. $\eta_{isen} = 70$ %. Der Unterschied zwischen dem isentropen Prozess inklusive Kühl- und Heizaufwand und dem isentropen Prozess exklusive Kühl- und Heizaufwand ist höher als beim polytropen Prozess. Dies liegt an dem höheren Energiebedarf für die isobare Wärmeabfuhr und Wärmezufuhr im isentropen Prozess, was allerdings zum Teil durch die Wirkungsgradverluste des Motors und des Generators beim polytropen Prozess ausgeglichen wird. Für die einstufige Kompression ist die Austrittstemperatur des Arbeitsmediums des Kompressors der entscheidende Parameter der Systemkonfiguration. In /Nölke 2006/ und /Kranzmann 2005/ werden die maximalen Temperaturen, die in der Kompression auftreten dürfen, mit 1.270 K benannt. Daraus folgt, dass hohe Temperaturen des Arbeitsmediums von über 1.300 K, die bei hohem Druck in der Kaverne auftreten können, eine Weiterentwicklung der Materialien in den Kompressoren verlangen. Die Temperaturen im Kompressor können mit einem 2-stufigen oder 3-stufigen Prozess reduziert werden. Hierdurch sinken die Austrittstemperaturen des Arbeitsmediums im Kompressorstrang auf 1.020 K im Falle der 2-stufigen Auslegung und auf 960 K im Falle der 3-stufigen Auslegung. Der Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers ist dabei stark von der Eintrittstemperatur des Arbeitsmediums in die Kompressoren abhängig. Im Folgenden wird daher die Eintrittstemperatur der Kompressoren variiert, um die Auswirkung auf den Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers zu analysieren.

Variation der Eintrittstemperaturen des Verdichterstrangs

Für die verschiedenen Druckluftspeicherkonfigurationen werden die Eintrittstemperaturen der Kompressionsstufen variiert. Aufgrund des deutlich geringeren Wirkungsgrades der 1-stufigen Konfiguration (vgl. Tabelle 3.8), wird nur die Eintrittstemperatur der zweiten Kompressionsstufe von Variante IIIa und die Eintrittstemperatur der dritten Kompressionsstufe von Variante IV variiert. Der Entspannungsprozess wird als 1-stufiger Prozess beibehalten.

Im Folgenden sind vier verschiedene Berechnungen des Wirkungsgrades für einen vollständigen Be- und Entladeprozess dargestellt. Der Wirkungsgrad η_2 wird durch die benötigte Energie für den Beladeprozess E_{in_el} und der von der Turbine abgegebenen Energie E_{out_el} während eines Be- und Entladeprozess exklusive des Kühl- (E_{Kuehl}) und Heizbedarfs E_{Heiz} bestimmt (Gleichung 3.62)).

$$\eta_2 = \frac{E_{out_el}}{E_{in_el}} \quad (3.62)$$

Dieser Wirkungsgrad zeigt den Fall, dass jeglicher Kühl- und Heizaufwand ohne zusätzlichen Energieeinsatz erfolgt. Das bedeutet, dass dieser Wirkungsgrad das Optimum des polytropen Druckluftspeichers darstellt. Beispielsweise kann eine natürliche Kühlquelle (z.B. ein Fluss) vorhanden sein, durch den keine aktive Kühlung erforderlich ist. Die durch das Pumpen anfallende Pumpleistung liegt dann deutlich unter dem ermittelten Kühlbedarf. Deshalb kann angenommen werden, dass, falls eine natürliche Kühlquelle vorhanden ist, der Wirkungsgrad nahe bei η_{2_Heiz} liegen wird. In diesem Fall wird der Wirkungsgrad für einen vollständigen Be- und Entladeprozess inklusive des Heizbedarfs gerechnet, allerdings ohne den Kühlbedarf (vgl. Gleichung 3.63).

$$\eta_{2_Heiz} = \frac{E_{out_el}}{E_{in_el} + E_{Heiz}} \quad (3.63)$$

Der Wirkungsgrad η_{2_Kuehl} zeigt den Fall, dass die Zwischen- und Nachkühlung mit eingerechnet wurden, aber die Zwischen- und Nachheizung nicht (vgl. 3.64). Wieder wird der Wirkungsgrad für einen vollständigen Be- und Entladeprozess ermittelt.

$$\eta_{2_Kuehl} = \frac{E_{out_el}}{E_{in_el} + E_{Kuehl}} \quad (3.64)$$

Dadurch beschreiben die Wirkungsgrade η_{2_Heiz} und η_{2_Kuehl} die Zustände, in denen die nahezu ideale Situation von η_2 zu einer realistischeren Variante angenähert wird. Die letzte Kurve in Abbildung 3.10 zeigt den Wirkungsgrad $\eta_{2_Kuehl_Heiz}$ für einen vollständigen Be- und Entladeprozess, in dem der Kühl- und Heizbedarf mit eingerechnet sind (vgl. Gleichung 3.65).

$$\eta_{2_Kuehl_Heiz} = \frac{E_{out_el}}{E_{in_el} + E_{Kuehl} + E_{Heiz}} \quad (3.65)$$

Dieser Wirkungsgrad beschreibt den Zustand, in dem alle Verluste die im Prozess auftreten berücksichtigt werden.

Die Eintrittstemperatur der zweiten Kompressionsstufe wird von $T_1 = 293 \text{ K}$ bis $T_3 = 893 \text{ K}$ variiert. Für einen Lade- und Entladeprozess ist der Wirkungsgrad für variierende Eintrittstemperatur der zweiten Kompressor in Abbildung 3.10 dargestellt.

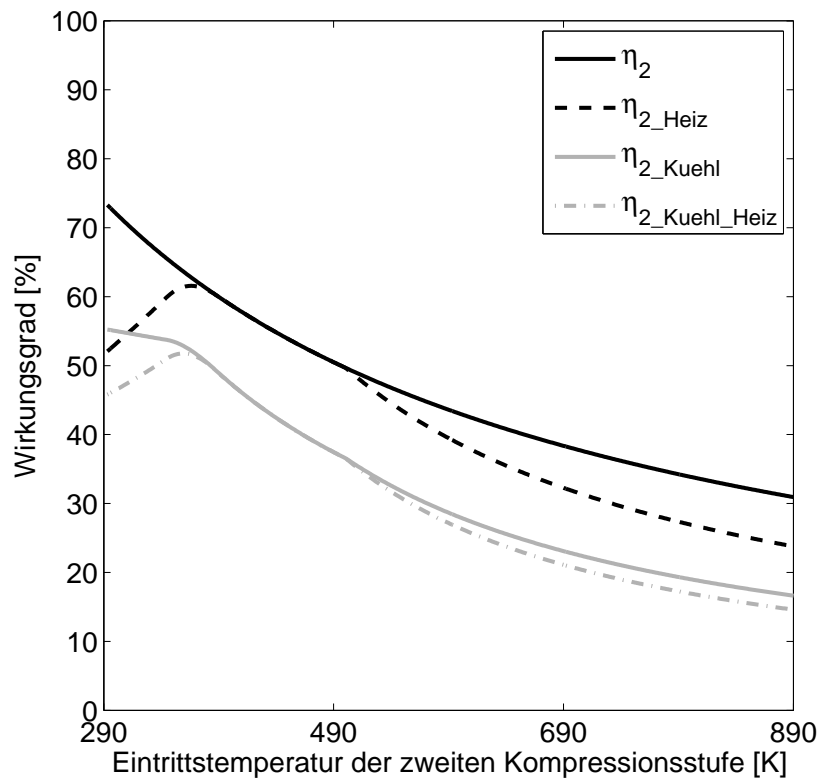


Abbildung 3.10: Einfluss variierender Eintrittstemperatur der zweiten Kompressionsstufe auf den Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers (2-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung

Der Wirkungsgrad η_2 zeigt, dass ohne die Berücksichtigung der Kühl- und Heizleistung der Gesamtwirkungsgrad für einen Lade- und Entladezyklus zwischen dem Maximum von ca. 75 % (bei einer Eintrittstemperatur von 293 K) und 31 % (bei einer Eintrittstemperatur von 893 K) variiert. Vor allem wenn die Eintrittstemperatur der zweiten Kompressionsstufe im Verhältnis zu der Umgebungstemperatur sinkt, steigt der Wirkungsgrad auf über 70 %. Die Abnahme des Wirkungsgrades η_2 für eine steigende Eintrittstemperatur der zweiten Verdichterstufe resultiert aus der höheren Verdichtungsarbeit im Kompressor. In den Wirkungsgrad η_{2_Kuehl} wird die Energie, die für die Zwischenkühlung und Nachkühlung im Kompressorstrang benötigt wird, um die Austrittstemperatur des Verdichterstrangs auf die erforderliche Eintrittstemperatur des Wärmespeichers herunter zu kühlen, mit einberechnet.

Wird die Heizenergie in die Berechnung des Wirkungsgrades (η_{2_Heiz}) mit einbezogen, so wird deutlich, dass der Wirkungsgrad im Vergleich zu η_2 bis zu einer Eintrittstemperatur

der zweiten Verdichterstufe von ca. 350 K deutlich niedriger liegt (vgl. Abbildung 3.10). Bis zu einer Eintrittstemperatur von ca. 380 K bleibt der Wirkungsgrad bei einem hohen Niveau von ca. 62 %. Zwischen ca. 370 K und 490 K gleicht η_{2_Heiz} dem Wirkungsgrad η_2 . Um die erforderliche Eintrittstemperatur des Wärmespeichers zu erhalten, steigt der Nachheizbedarf bei niedrigen Eintrittstemperaturen der zweiten Verdichterstufe. Dagegen steigt für hohe Eintrittstemperaturen der zweiten Verdichterstufe der Zwischenheizbedarf. Der Verlauf des Wirkungsgrades $\eta_{2_Kuehl_Heiz}$ zeigt eine ähnliche Charakteristik wie η_{2_Heiz} . Im Gegensatz zu η_{2_Heiz} steigt $\eta_{2_Kuehl_Heiz}$ lediglich zu einem Maximum von 52 % (bei 360 K) und sinkt bis zu einer Eintrittstemperatur der zweiten Verdichterstufe von 893 K auf ca. 15 %. Die niedrigen Werte von $\eta_{2_Kuehl_Heiz}$ für Eintrittstemperaturen der zweiten Verdichterstufe unter 350 K resultieren aus dem zusätzlichen Zwischenkühlbedarf nach der ersten Kompressionsstufe, sowie dem Heizbedarf im Anschluss an die zweite Kompressionsstufe. Die ebenso niedrigen Wirkungsgrade von $\eta_{2_Kuehl_Heiz}$ für Eintrittstemperaturen höher als 500 K folgen aus dem zusätzlichen Zwischenheizbedarf nach der ersten Kompressionsstufe und dem Kühlbedarf nach der zweiten Kompressionsstufe, der für die Absenkung der Austrittstemperatur benötigt wird. Im Folgenden wird eine Variation der Eintrittstemperatur der dritten Kompressionsstufe durchgeführt (vgl. dazu Abbildung 3.11).

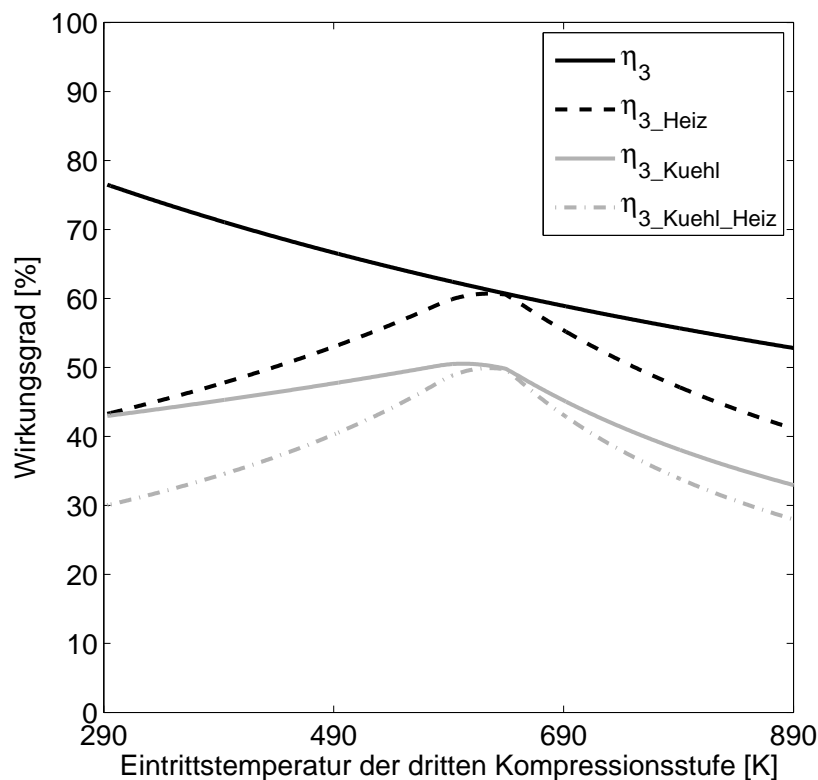


Abbildung 3.11: Einfluss variierender Eintrittstemperatur der dritten Kompressionsstufe auf den Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers (3-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung

Wie bei der vorherigen Parametervariation werden die Ergebnisse für die Wirkungsgrade η_3 (exkl. Heiz- und Kühlleistung), η_{3_Kuehl} (exkl. Heiz-; inkl. Kühlleistung), η_{3_Heiz} (inkl. Heiz-; exkl. Kühlleistung) und $\eta_{3_Kuehl_Heiz}$ (inkl. Heiz- und Kühlleistung) dargestellt. Der Wirkungsgrad von η_{2_Heiz} und $\eta_{2_Kuehl_Heiz}$ (vgl. Abbildung 3.10) ist am höchsten für eine Eintrittstemperatur der zweiten Verdichterstufe von 373 K. Diese Eintrittstemperatur wird im Folgenden für die zweite Verdichterstufe festgesetzt. Die Eintrittstemperatur der dritten Verdichterstufe wird zwischen 373 K und 893 K, welche die Eintrittstemperatur des Arbeitsmediums in den Wärmespeicher darstellt, variiert.

Der Wirkungsgrad η_3 sinkt mit steigender Eintrittstemperatur der dritten Verdichterstufe vom Anfangswert von 373 K von ca. 77 % bis auf 52 % bei einer Eintrittstemperatur von 893 K. Im Fall, in dem die Kühlenergie mit berücksichtigt wird (η_{3_Kuehl}), liegt der Wirkungsgrad bei der Eintrittstemperatur von 373 K bei ca. 42 %. Bis ca. 600 K steigt der Wirkungsgrad auf 50 % und fällt dann bis auf eine Eintrittstemperatur von 893 K auf ca. 33 %. Wird die Heizenergie berücksichtigt (η_{3_Heiz}), ähnelt der Verlauf des Wirkungsgrades für steigende Eintrittstemperaturen der dritten Verdichterstufe dem Wirkungsgrad $\eta_{3_Kuehl_Heiz}$. Der Wirkungsgrad steigt zunächst mit steigender Eintrittstemperatur und erreicht bei ca. 600 K das Maximum. Darauf folgend sinkt der Wirkungsgrad wieder. Der Wirkungsgrad η_{3_Heiz} steigt von dem Ausgangswert von ca. 43 % bis zum Maximum von ca. 61 % und sinkt dann bis auf ca. 40 %. Der Wirkungsgrad $\eta_{3_Kuehl_Heiz}$ steigt dagegen lediglich vom Anfangswert bei ca. 30 % bis zum Maximum von ca. 51 % und fällt danach auf ca. 28 %.

Es wird deutlich, dass vor allem der Zwischen- und Nachkühlbedarf den Wirkungsgrad deutlich verringert. Insgesamt liegt der Wirkungsgrad η_{3_Kuehl} für eine variierende Eintrittstemperatur der dritten Verdichterstufe mindestens 11 % unter den Werten von η_3 . Unabhängig vom Kühlbedarf beeinflusst der Zwischen- und Nachheizbedarf den Wirkungsgrad vor allem für niedrige und hohe Eintrittstemperaturen der dritten Verdichterstufe. Daraus folgt, dass ein hoher Gesamtwirkungsgrad des Speichers nur durch eine genaue Bestimmung der Eintrittstemperaturen an den Verdichterstufen bestimmt werden kann.

Der Wirkungsgrad ohne Berücksichtigung der Kühlenergie steigt von 52 % (1-stufige Variante) auf 61 % (2-stufige Variante) und für die 3-stufige Variante weiter auf 62 %. Eine 4-stufige Variante resultiert dabei in keiner weiteren Verbesserung des Wirkungsgrades, da hier der Heizbedarf überproportional ansteigt. Für den 2-stufigen Prozess sollte die Eintrittstemperatur der zweiten Verdichterstufe zwischen 400 K und 500 K liegen. Im Falle eines 3-stufigen Prozesses sollte die Eintrittstemperatur der dritten Verdichterstufe mit ca. 600 K gewählt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der elektrische Wirkungsgrad der aussichtsreichsten adiabaten Druckluftspeicherkonfiguration (2-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) zwischen 52 % und 62 % liegen wird. Der obere Wert wurde ohne den anfallenden Kühl- und Heizbedarf und der untere Wert inklusive aller Heiz- und Kühlenergie ermittelt. Insbesondere der Kühlbedarf beeinflusst den Wirkungsgrad negativ, wodurch der Wirkungsgrad von zukünftigen Druckluftspeichern stark auf das Vorkommen von natürlichen Kühlquellen (z.B. einem Fluss) in der Umgebung des Speichers abhängt. Eine realistische Abschätzung des Wirkungsgrades eines adiabaten Druckluftspeichers liegt bei 60 %. Insgesamt ist der Wirkungsgrad, trotz optimistischer Annahmen (keine Kühlenergie, niedriger Wärmeverlust im Wärmespeicher), ca. 10 % geringer als Werte, die bisher in der Literatur genannt wurden (70 % /Zunft et al. 2005/, /Calaminus 2007/ und /Succar und Williams 2008/). Der Wirkungsgrad von 70 % wird für einen vollständigen Be- und Entladeprozess nur mit dem isentropen System erreicht.

Erhöhung des Temperaturniveaus im Wärmespeicher

Adiabate Druckluftspeicher werden mit Speichertemperaturniveaus von ca. 600°C im Wärmespeicher geplant. Durch eine Anhebung des Temperaturniveaus im Wärmespeicher kann eine höhere Leistung in der Turbine erzeugt werden und der Heiz- und Kühlbedarf in der Kompression verringert werden. Allerdings sind die hier verwendeten Temperaturniveaus im Wärmespeicher (ca. 600°C) bereits ambitioniert (vgl. /Bullough et al. 2004/, /Nölke 2006/, /Zunft 2005/ und /Steinmann et al. 2010/). Trotzdem wird im Folgenden die Auswirkung einer Erhöhung des Temperaturniveaus im Wärmespeicher auf ca. 800°C untersucht. Hierfür ist in Abbildung 3.12 für die erhöhte Speichertemperatur von 800°C die Wirkungsgradentwicklung bei variierendem Eintrittstemperaturniveau der zweiten Kompressorstufe dargestellt.

Es wird deutlich, dass durch das erhöhte Temperaturniveau im Wärmespeicher der Wirkungsgrad deutlich ansteigt. Dies liegt neben der Reduktion der Kühl- und Heizenergie im Kompressionsprozess vor allem an der erhöhten Leistungsabgabe der Turbine durch das hohe Temperaturniveau des Arbeitsmediums vor der Turbine. Neben dem Druckspiel weist das Temperaturniveau des Wärmespeichers einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad des adiabaten Druckluftspeichers auf. Wird Wärme auf einem Temperaturniveau (> 800°C) gespeichert, kann der Wirkungsgrad der adiabaten Druckluftspeicher auf 70 % steigen.

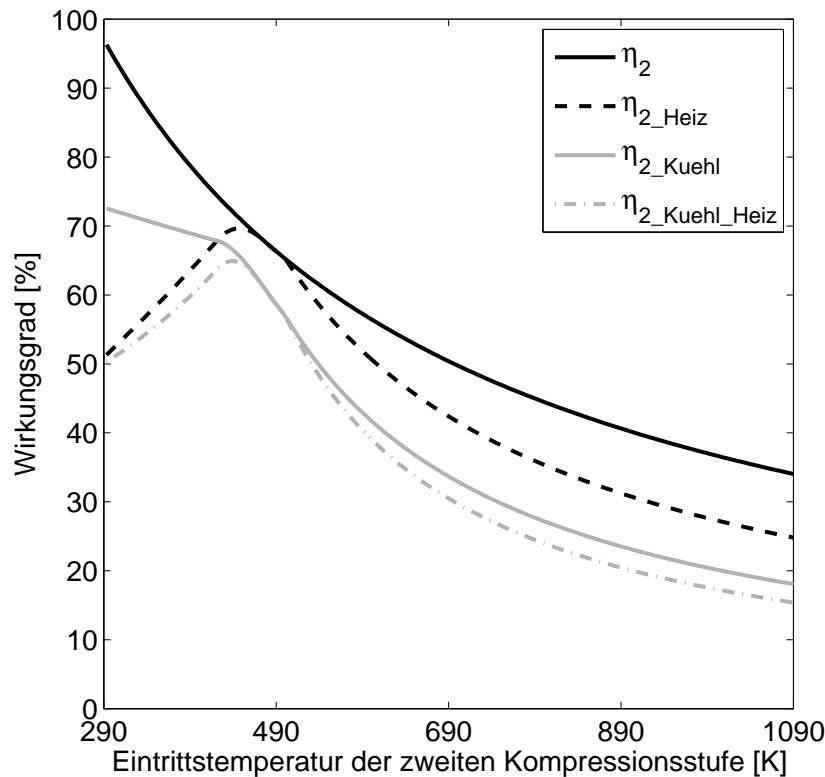


Abbildung 3.12: Einfluss variierender Eintrittstemperatur der zweiten Kompressionsstufe auf den Wirkungsgrad bei erhöhtem Temperaturniveau im Wärmespeicher von ca. 800°C des adiabaten Druckluftspeichers (2-stufige Kompression; 1-stufige Entspannung) für einen konstanten Lade- und Entladezyklus bei maximaler Leistung

3.1.4.2 Diabater Druckluftspeicher

Im Folgenden werden die Ergebnisse eines Be- und Entladevorgangs bei konstanter Be- und Entladeleistung des diabaten Druckluftspeichers analysiert. Der diabate Druckluftspeicher wurde mit einer 2-stufigen Kompression und einer 2-stufigen Entspannung modelliert (vgl. Kapitel 3.1.2). Die Be- und Entladeleistung liegt bei 300 MW. Da der Kompressionsprozess des diabaten Druckluftspeichermodells gleich dem des adiabaten Druckluftspeichermodells ist (vgl. Kapitel 3.1.4.1) wird hier auf eine Darstellung der Ergebnisse des Kompressionsprozesses verzichtet. Im Gegensatz zu der 1-stufigen Entladung in der Turbine des adiabaten Druckluftspeichers (vgl. Abbildung 3.8) verlängert sich der Entladeprozess des 2-stufigen diabaten Turbinenprozesses auf ca. 12,5 Stunden. Der Druckverlauf in der Kaverne, die Entladeleistung sowie die Eintrittstemperatur des Arbeitsmediums in den Zwischenüberhitzer des diabaten Druckluftspeichers ist in Abbildung 3.13 dargestellt.

Durch das Zufeuern von Erdgas kann die Druckluft der Turbine mit einer deutlich höheren Temperatur zugeführt werden. Dadurch erhöht sich im Vergleich zum adiabaten Druckluftspeicher die Turbinenarbeit und ebenfalls die Dauer des Entladevorgangs. Durch den Druckverlust in der Kaverne und den dadurch resultierenden geringeren Eintrittsdruck in

die Brennkammer und die Turbine, wird der Massenstrom kontinuierlich bei sinkendem Druck erhöht. Dies hat zur Folge, dass über die Zeit der Erdgaseinsatz steigt und, wie in Abbildung 3.13 zu sehen ist, die Eintrittstemperatur in den Zwischenüberhitzer zunimmt.

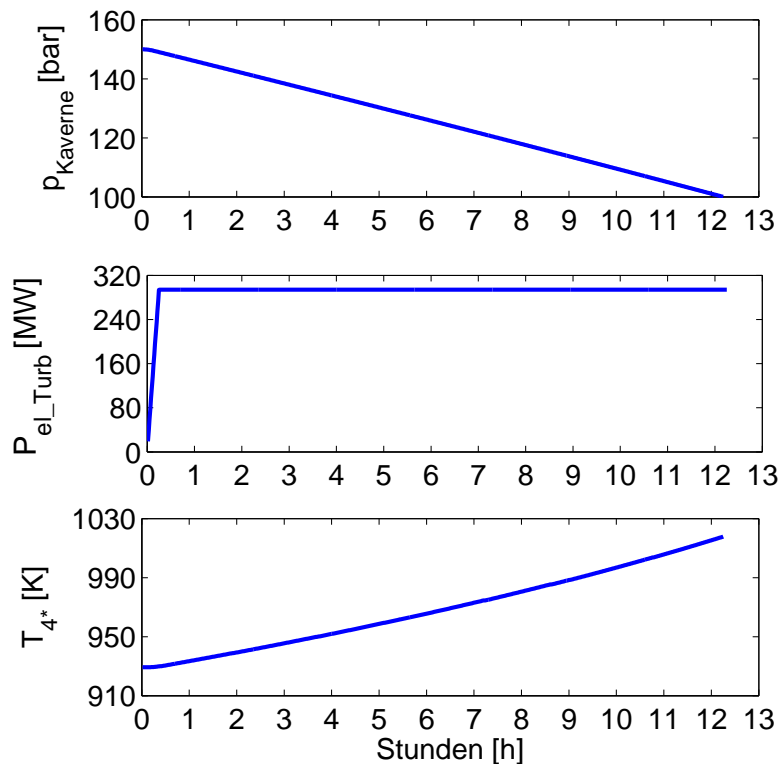


Abbildung 3.13: Druckverlauf in der Kaverne $P_{Kaverne}$, Entladeleistung der Turbine P_{el_Turb} sowie die Eintrittstemperatur des Arbeitsmediums des Zwischenüberhitzer T_{4^*} des diabaten Druckluftspeichers über 13 Stunden

Der Grund hierfür ist die Annahme, dass die Druckverhältnisse in den beiden Turbinenstufen konstant bleiben.

Im Vergleich zu dem beschriebenen System wurde zusätzlich ein Modelllauf ohne den Rekuperator durchgeführt. Hierdurch wird die Eintrittstemperatur in die Brennkammer verringert, was durch einen vergrößerten Brennstoffeinsatz in der Brennkammer kompensiert wird. Der Temperaturverlauf nach der Brennkammer und in den Turbinenstufen bleibt gleich dem Verlauf, der in Abbildung 3.13 dargestellt ist. Der Energieeinsatz in der Kompression sowie in der Turbine durch das Erdgas und die Erzeugung in der Turbine sind in Tabelle 3.12, für das System inklusive und exklusive des Rekuperators, dargestellt. Ein Energieverlust, der beispielsweise bei der Kompression auftritt, ist hier nicht aufgeführt.

Unter den in Kapitel 3.1.2 getroffenen Annahmen kann mit dem diabaten Druckluftspeicher ohne eine Rekuperation der thermischen Energie des Abgasstroms ein Wirkungsgrad von ca. 47 % erreicht werden.

Tabelle 3.12: Energieeinsatz im Kompressor und Energieerzeugung der Turbine für einen konstanten Be- und Entladeprozess des diabaten Druckluftspeichers

		Diabater Druckluftspeicher	
		inklusive Rekuperation	exklusive Rekuperation
$E_{\text{Kompressor_Ein}}$	[MWh]	2.570	2.570
$E_{\text{Turbine_Aus}}$	[MWh]	3.790	3.790
$E_{\text{Gas_Ein}}$	[MWh]	4.260	5.500
Wirkungsgrad	[%]	55	47

Durch die Rekuperation wird der Wirkungsgrad auf ca. 55 % gesteigert. Der hohe Einfluss der Rekuperation auf den Wirkungsgrad des diabaten Druckluftspeichers wird dabei deutlich. Mit sinkendem Eintrittsdruck in die Turbinenstufen steigt die Austrittstemperatur des Abgasstroms nach der zweiten Turbinenstufe. Wird diese thermische Energie nicht dem Turbineneintrittsstrom zugeführt, steigt der Einsatz des Brennstoffs deutlich (um ca. 30 %) und der Wirkungsgrad sinkt. Die Turbinenarbeitszahl der Druckluft (Verhältnis von der Turbine abgegebener Energiemenge zur im Turbinenbetrieb eingesetzter Energiemenge der Druckluft) kann für den diabaten Druckluftspeicher inklusive der Rekuperation mit $\beta^{dCAES_Turb_Luft} = 1,69$ berechnet werden¹. Dagegen wird die Turbinenarbeitszahl des Gases (Verhältnis von der Turbine abgegebener Energiemenge zur im Turbinenbetrieb eingesetzter Energiemenge des Erdgases) mit $\beta^{dCAES_Turb_Gas} = 0,89$ ermittelt¹. Dieses stimmt mit den Annahmen in /Keles et al. 2011/ überein. Der simulierte diabate Druckluftspeicher ohne die Rekuperation erreicht einen leicht höheren Wirkungsgrad als der diabate Druckluftspeicher in Huntorf (mit einem Wirkungsgrad von ca. 42 % /Crotofino 2003/). Die Differenz zwischen den Modellergebnissen und den Literaturergebnissen kann durch das niedrigere Druckniveau des Systems in Huntorf (von 70 bar /Henken-Mellies 2005/) erklärt werden. Der zweite heute in Betrieb befindliche diabate Druckluftspeicher McIntosh weist einen Wirkungsgrad von ca. 54 - 55 % auf /Crotofino 2003/, /Kruck und Eltrop 2007b/ und /Siemes 2008/. In diesem Druckluftspeicher wird eine Rekuperation verwendet und der Wirkungsgrad liegt nahe den simulierten Ergebnissen des diabaten Druckluftspeichers inklusive Rekuperation (vgl. Tabelle 3.12). Daher kann gefolgert werden, dass die generelle Herleitung und Simulation des diabaten Druckluftspeichers sehr gut mit den Ergebnissen bzgl. dem Wirkungsgrad heutiger sich in Betrieb befindender diabater Druckluftspeicher übereinstimmt.

¹Turbinenarbeitszahl der Druckluft $\beta^{dCAES_Turb_Luft}$, Turbinenarbeitszahl des Gases $\beta^{dCAES_Turb_Gas}$ und Wirkungsgrad des diabaten Druckluftspeichers η^{dCAES} können mit dem Turbinenwirkungsgrad $\eta_{Turbine}$ wie folgt gleichgesetzt werden: $\eta_{Turbine} = \left(1 - \frac{\eta^{dCAES}}{\beta^{dCAES_Turb_Gas}}\right) \cdot \beta^{dCAES_Turb_Luft}$

3.1.4.3 Mobiler Batteriespeicher

Der Darstellung der Ergebnisse des mobilen Batteriespeichers erfolgt wie die Modellbeschreibung (Kapitel 3.1.3) unterteilt in zwei Abschnitte. Zunächst werden die Ergebnisse der Berechnung der Netz-Verfügbarkeit von mobilen Batteriespeichern und anschließend die Ergebnisse der Batteriesimulation erläutert.

Netz-Verfügbarkeit der mobilen Batteriespeicher

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netz-Verfügbarkeit der mobilen Batteriespeicher, die anhand der in Kapitel 3.1.3.1 und 3.1.3.3 beschriebenen Modellierung berechnet wurde, dargestellt (vgl. dazu /Hartmann und Özdemir 2011/). Zusätzlich wird die durchschnittliche Fahrdistanz der PKWs in Deutschland ermittelt. Anhand der zurückgelegten Distanzen und der Netz-Verfügbarkeit der Fahrzeuge kann die zur Verfügung stehende Kapazität der mobilen Batteriespeicher zu jedem Zeitpunkt berechnet werden. In Abbildung 3.14 ist der prozentuale Anteil von PKWs in Deutschland, die unterwegs sind, für stündliche Werte einer exemplarischen Woche abgebildet. Zusätzlich ist in der Abbildung der Weg-Zweck, für den ein Fahrzeug eingesetzt wird, angegeben. Hierdurch lässt sich ein grober Plausibilitätscheck der Ergebnisse durchführen. Es wird deutlich, dass an jedem

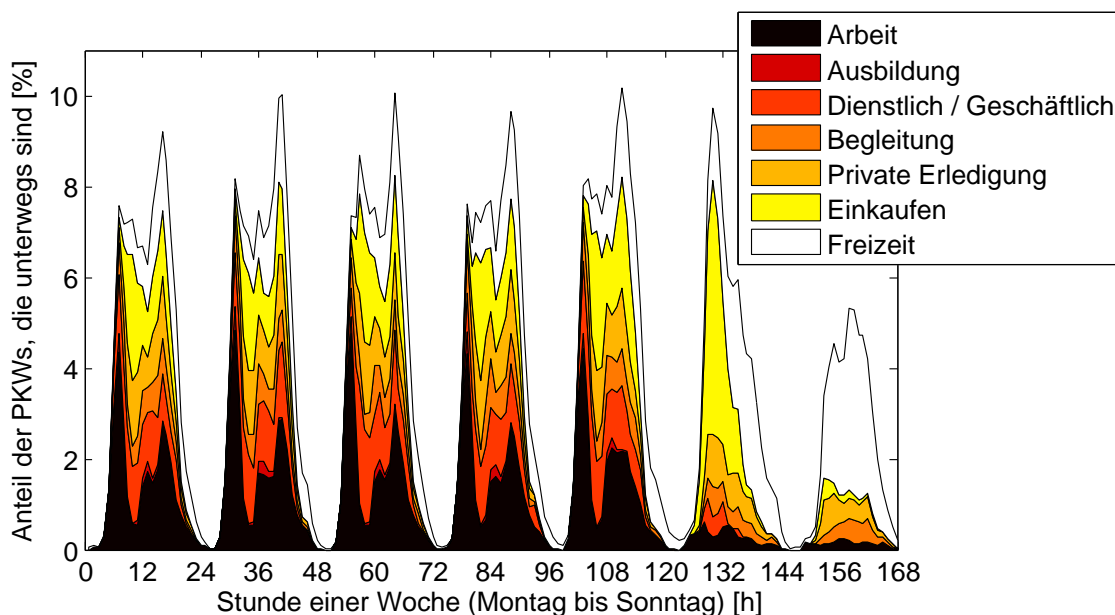


Abbildung 3.14: Anteil an PKWs in Deutschland, die unterwegs sind, für eine exemplarische Woche

Werktag in den Morgenstunden (zwischen 6 und 9 Uhr) ein starker Anstieg der Fahrzeuge, die bewegt werden, erfolgt. Bis ca. 9 Uhr morgens sind an Werktagen durchschnittlich rund 8 % der Fahrzeuge in Deutschland gleichzeitig unterwegs. Die Fahrzeuge werden dann hauptsächlich mit dem Weg-Zweck „Arbeit“ bewegt. An den Werktagen bleibt der Anteil der Fahrzeuge, die unterwegs sind, von 9 Uhr bis rund 16 Uhr vergleichsweise konstant. Allerdings verschiebt sich der Weg-Zweck in diesem Bereich von „Arbeit“ auf

vornehmlich den Weg-Zweck „Einkaufen“. Nachmittags von 16 bis 17 Uhr erfolgt erneut ein starker Anstieg des Anteils der Fahrzeuge, die gleichzeitig unterwegs sind. Dies resultiert vor allem aus dem erhöhten Verkehrsaufkommen durch die Weg-Zwecke „Arbeit“ und „Freizeit“. Bis ca. 20 Uhr verringert sich das Verkehrsaufkommen deutlich. An Samstagen erfolgt morgens zwischen 9 und 12 Uhr ein hohes Verkehrsaufkommen, das vor allem aus dem Weg-Zweck „Einkaufen“ resultiert. Im Maximum sind ca. 9,5 % aller Fahrzeugen unterwegs. Am Sonntag ist das Verkehrsaufkommen gering, so dass maximal 5 % der Fahrzeuge in Deutschland gleichzeitig unterwegs sind.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Anteil der Fahrzeuge, die gleichzeitig unterwegs sind, gering ist. Maximal 10 % der PKWs in Deutschland befinden sich gleichzeitig fahrend auf der Straße. Ebenfalls lässt sich ein deutlicher Unterschied zwischen den Werktagen und dem Wochenende feststellen. Der stündliche Verlauf des Anteils der Fahrzeuge, die unterwegs sind, weist an Werktagen einen ähnlichen Verlauf auf. Am Wochenende weicht das Verkehrsaufkommen davon deutlich ab. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Netz-Verfügbarkeit von Fahrzeugen an Werktagen eher prognostizierbar ist als am Wochenende. Einen deutlichen Einfluss auf das Verkehrsaufkommen weisen die Fahrten mit dem Weg-Zweck „Arbeit“ auf. Hierbei wird deutlich, dass insbesondere morgens ein hohes Verkehrsaufkommen entsteht, weil der Arbeitsbeginn meist zwischen 6 und 9 Uhr liegt. In diesem Bereich sind vor allem die Pendler verantwortlich für das Verkehrsaufkommen. Das hohe Verkehrsaufkommen am Nachmittag der Werktage resultiert dagegen aus der Summe von Fahrzeugen, die mit unterschiedlichen Wegzwecken unterwegs sind. Das im Vergleich zum Morgen reduzierte Verkehrsaufkommen aufgrund von Fahrten mit dem Wegzweck „Arbeit“ (in diesem Fall die Fahrt von der Arbeitsstätte zum Wohnort) werden am Nachmittag durch das erhöhte Verkehrsaufkommen mit dem Weg-Zweck „Freizeit“ sowie durch die anderen Motive für eine Fahrt ausgeglichen. Durch das erhöhte Verkehrsaufkommen mit dem Weg-Zweck „Einkaufen“ am Samstag und „Freizeit“ am Sonntag wird von einem plausiblen Ergebnis ausgegangen.

Neben dem Verkehrsaufkommen werden im Folgenden die Ergebnisse bzgl. der zurückgelegten Distanzen für 1 Mio. PKWs vorgestellt. Diese sind in Abbildung 3.15 für eine exemplarische Woche, unterteilt in die drei in Kapitel 3.1.3.1 erläuterten Gruppen:

- Gruppe 1: Fahrzeit < 30 min;
- Gruppe 2: Fahrzeit > 30 min und < 1 h und 30 min;
- Gruppe 3: Fahrzeit > 1 h und 30 min

dargestellt. Die Abbildung zeigt die zurückgelegte Fahrstrecke bis zu Zeitpunkten, an denen das Fahrzeug wieder an das Stromnetz angeschlossen werden kann.

Durch Integration der in Abbildung 3.15 dargestellten Werte, kann die durchschnittliche Fahrdistanz eines Fahrzeugs in Deutschland von rund 42 km pro Tag ermittelt werden.

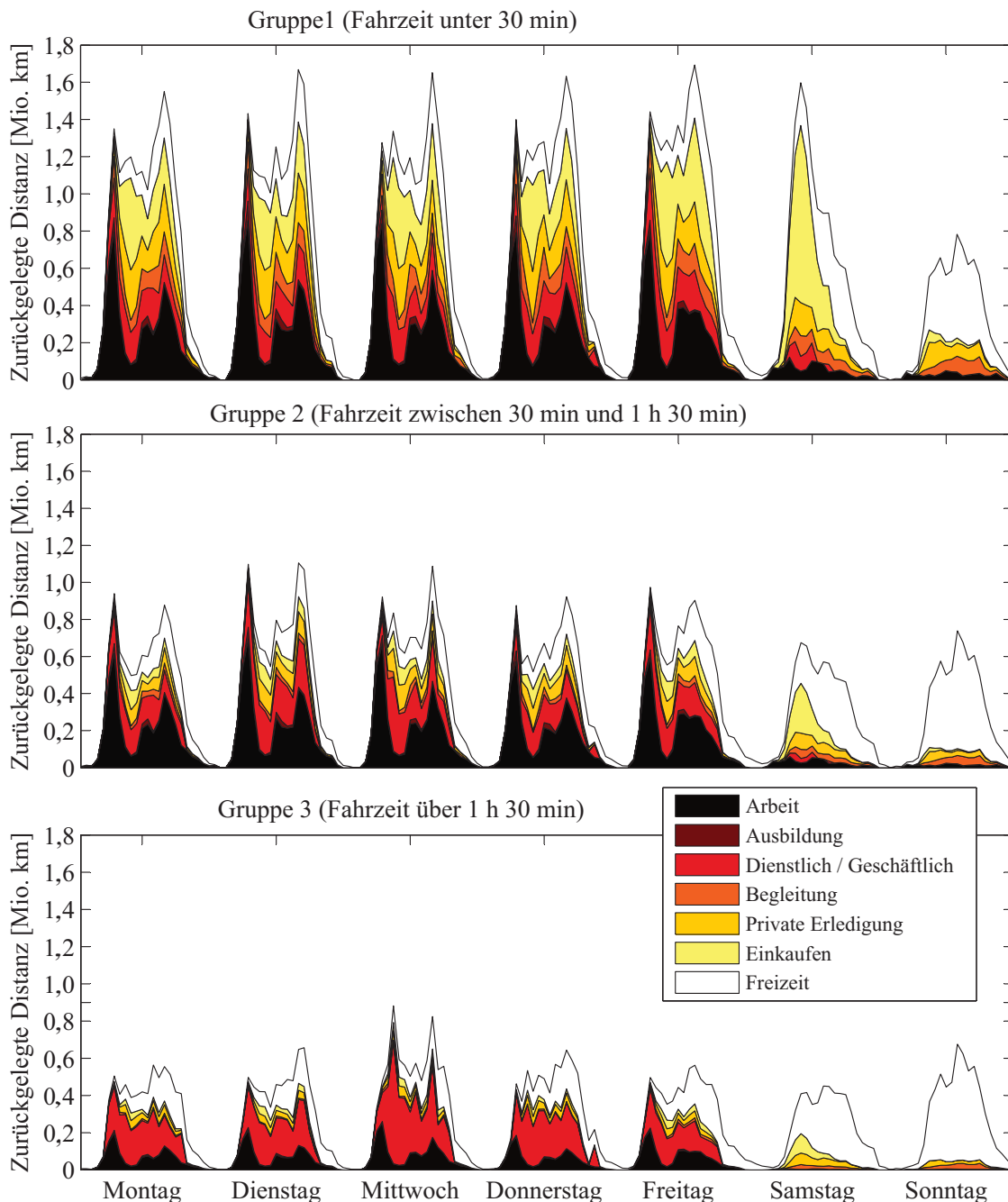


Abbildung 3.15: Zurückgelegte Fahrdistanz von 1 Mio. PKWs in Deutschland in einer exemplarischen Woche

Vor allem kurze Wegstrecken sind dabei für einen Großteil der zurückgelegten Distanzen verantwortlich. Zwar werden in der Gruppe 3 im Durchschnitt deutlich größere Fahrstrecken mit einem Fahrzeug zurückgelegt. Allerdings werden kurze Wege (Gruppe 1) häufiger durchgeführt. Die kurzen Wegstrecken werden vor allem mit dem Zweck „Arbeit“ und „Einkaufen“ zurückgelegt. Mit steigender Fahrdistanz steigt dagegen der Einfluss des Weg-Zwecks „Dienstlich / Geschäftlich“. Anhand der zurückgelegten Distanzen der Fahrzeuge sowie der Netz-Verfügbarkeit der Fahrzeuge kann zu jedem Zeitpunkt die zur Verfügung stehende Kapazität der mobilen Batteriespeicher sowie deren Füllstandsreduktion aufgrund der Fahrten berechnet werden.

Ergebnisse der Simulation des mobilen Batteriespeichers

Die Analyse der Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO_4) Zelle erfolgt wie bei den diabaten und adiabaten Druckluftspeichern (vgl. Kapitel 3.1.4.2 und 3.1.4.1) anhand eines vollständigen Be- und Entladezyklus. Die Ergebnisse der Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie werden dabei anhand einer einzelnen Zelle dargestellt. Zunächst wird der Verlauf der Spannung, Zelleistung, Stromstärke und Temperatur bei einer konstanten Be- und Entladung mit 0,7 A analysiert. Zur Erläuterung des Temperaturverhaltens bei hohen Entladeströmen werden zusätzlich die Ergebnisse einer Variante mit einem Entladestrom von 15 A dargestellt. Die Ergebnisse der Zellalterung werden darauf folgend anhand einer dynamischen Zyklierung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle mit einem Be- und Entladestrom von 10 A untersucht. Abschließend wird der Wirkungsgrad der Zelle für einen vollständigen Be- und Entladezyklus ermittelt.

Konstanter Lade- und Entladevorgang

Eine vollständige Beladung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle ist in Abbildung 3.16 dargestellt. In der Abbildung sind die Leerlaufspannung über 4 Stunden sowie die Zelleistung, der Stromverlauf und der Temperaturverlauf für den vollständigen Ladevorgang aufgezeigt.

Die Leerlaufspannung steigt mit zunehmendem Ladezustand von ihrem Ausgangswert von ca. 2,5 V auf ca. 3,5 V an. Insgesamt dauert der Ladevorgang knapp 3,5 Stunden. Bei einer Leerlaufspannung von 3,47 V ist der Ladezustand $\text{SOC} = 1$ erreicht. Die Abhängigkeit der Leerlaufspannung vom Ladezustand der Zelle zeigt den charakteristischen Verlauf einer LiFePO_4 Zelle mit einer quasi konstanten Spannung in einem Ladezustandsbereich von ca. 10 - 90 % (vgl. dazu /Chen und Rincon-Mora 2006/ und /A123 2010/). Im oberen Bereich des Ladezustands erfolgt eine größere Veränderung der Leerlaufspannung.

Die Leistungsaufnahme der Zelle folgt einem ähnlichen Verlauf der Leerlaufspannung aufgrund des konstant gehaltenen Beladestroms. Bei vollständiger Beladung der Zelle sinkt die Leistungsaufnahme der Zelle genauso wie der Stromverlauf auf ein Nullniveau. Die Temperaturerhöhung durch den Beladevorgang ist gering (von 23°C auf $23,35^\circ\text{C}$). Aufgrund des stärkeren Einflusses des internen Widerstandes auf das Temperaturniveau erfolgt bei niedriger Leerlaufspannung ein erhöhter Temperaturanstieg. Dieser zeigt mit steigender Leerlaufspannung einen degressiven Verlauf. Nach Erreichen des maximalen Füllstands ($\text{SOC} = 1$) wird die Zelle durch Wärmeaustausch mit der Umgebung abgekühlt.

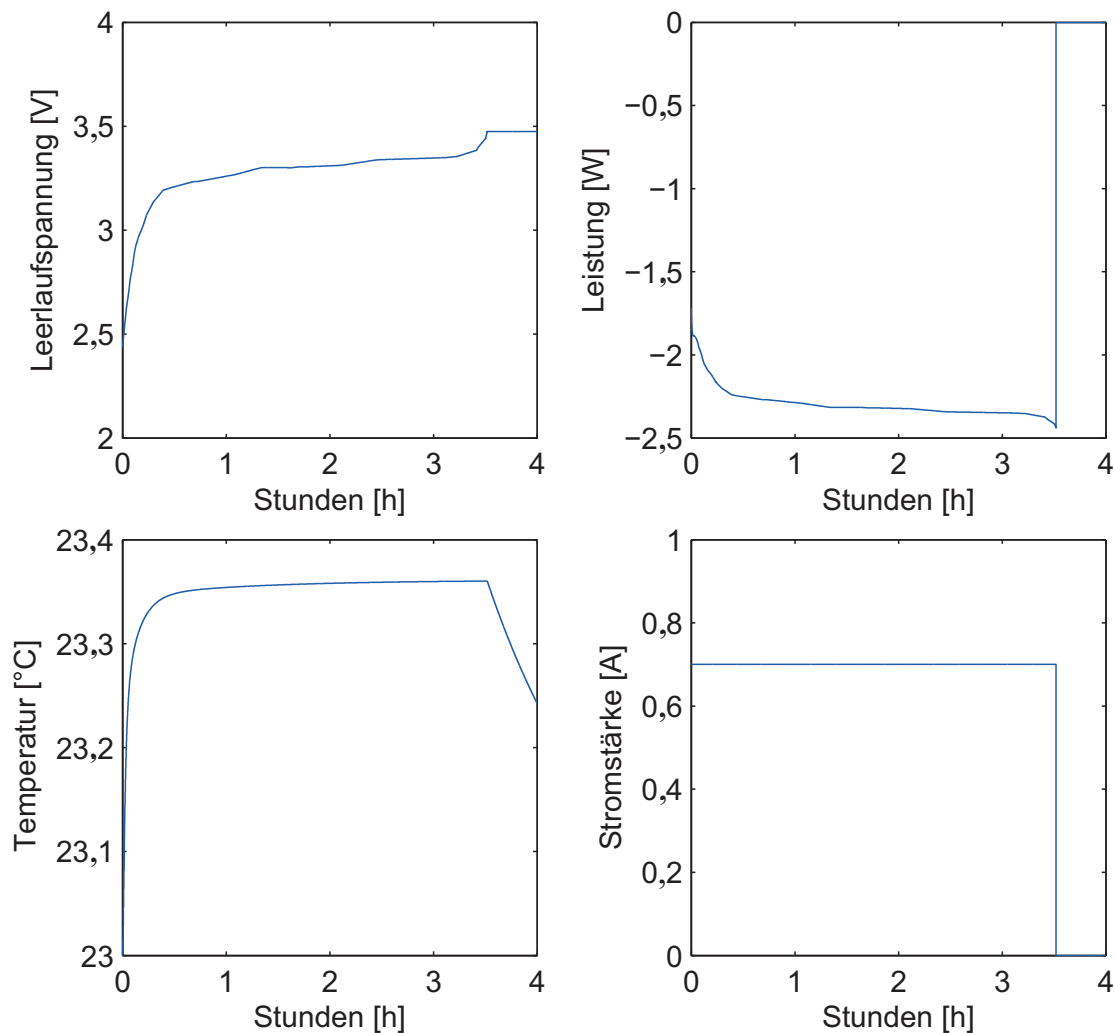


Abbildung 3.16: Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Beladung mit 0,7 A

Der Entladevorgang der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle ist in Abbildung 3.17 für die Leerlaufspannung dargestellt. Zusätzlich sind die abgegebene Zelleistung, der Verlauf der Stromstärke und der Temperaturverlauf in der Zelle aufgetragen. Der Entladevorgang dauert ca. 3 Stunden und 15 Minuten. Wie bei dem Beladevorgang folgt die abgegebene Zelleistung aufgrund der konstanten Stromstärke einem ähnlichen Verlauf der Leerlaufspannung. Der Verlauf der Leerlaufspannung kann mit den Angaben in der Literatur validiert werden (vgl. /Chen und Rincon-Mora 2006/ und /A123 2010/). Die Temperaturschwankung über den Entladevorgang fällt bei der geringen Stromstärke niedrig aus. Insgesamt steigt die Temperatur von dem Ausgangswert von 23°C auf 23,6°C an. Dabei steigt die Temperatur im oberen Spannungsbereich (nahe 3,5 V) zunächst stärker an. Während des nahezu konstanten Spannungsverlaufs (zwischen ca. 90 % und 10 % SOC) erfolgt eine geringe Zunahme der Temperatur in der Zelle. Aufgrund der Temperaturabhängigkeit vom internen Zellwiderstand steigt bei stark sinkender Spannung die Zelltemperatur überproportional an. Nach der vollständigen Entladung reduziert sich das Temperaturniveau durch konvektiven Wärmeaustausch mit der Umgebung wieder.

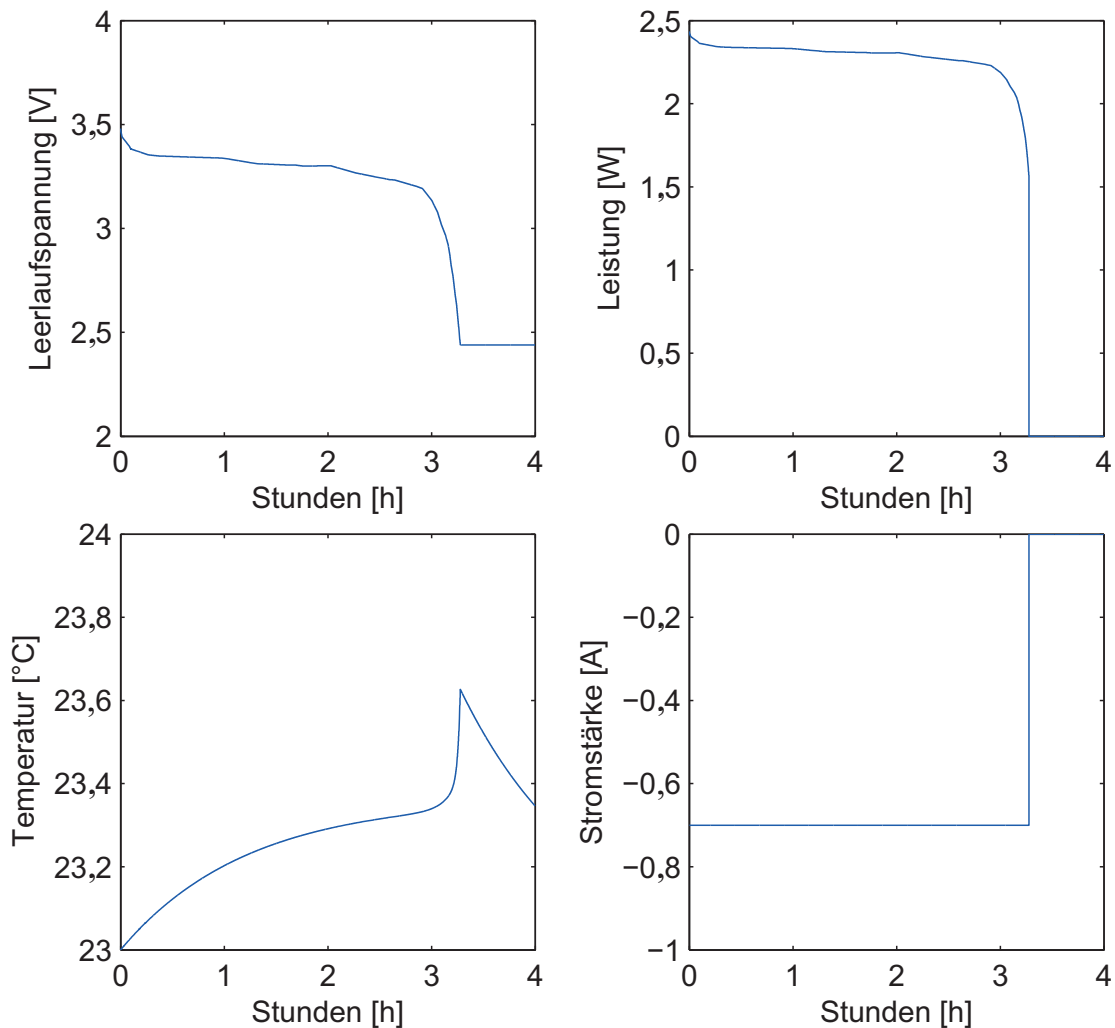


Abbildung 3.17: Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Entladung mit 0,7 A

Der Wärmeübergangskoeffizient α beeinflusst dabei stark das Temperaturverhalten in der Zelle. In einer Variationsrechnung wurde der Wärmeaustausch mit der Umgebung unterbunden ($\alpha = 0 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$). Dadurch folgt ein nahezu linearer Temperaturanstieg in der Zelle. Lediglich bei stark sinkender Leerlaufspannung wirkt sich der Einfluss des internen Widerstands durch eine überproportionale Temperaturerhöhung aus. Dagegen kann durch einen erhöhten Wärmeaustausch mit der Umgebung (Variationsrechnung mit $\alpha > 2,56 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$) die Zelltemperatur nahezu konstant gehalten werden.

Im Folgenden wird das Zellverhalten der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle beim Anlegen einer hohen Stromstärke von 15 A untersucht. In Abbildung 3.18 sind exemplarisch die Leerlaufspannung, die Zelleistung, der Verlauf der Stromstärke und der Temperaturverlauf in der Zelle für einen Entladevorgang dargestellt. Im Vergleich zu der Leerlaufspannung bei einem Entladestrom von 0,7 A (vgl. Abbildung 3.17) liegt die Leerlaufspannung bei einem Entladestrom von 15 A im oberen Ladezustand niedriger und im unteren Ladezustand leicht höher. Dies resultiert aus der Abhängigkeit der Leerlaufspannung von der Stromstärke, welche sich allerdings nur in geringem Umfang auswirkt.

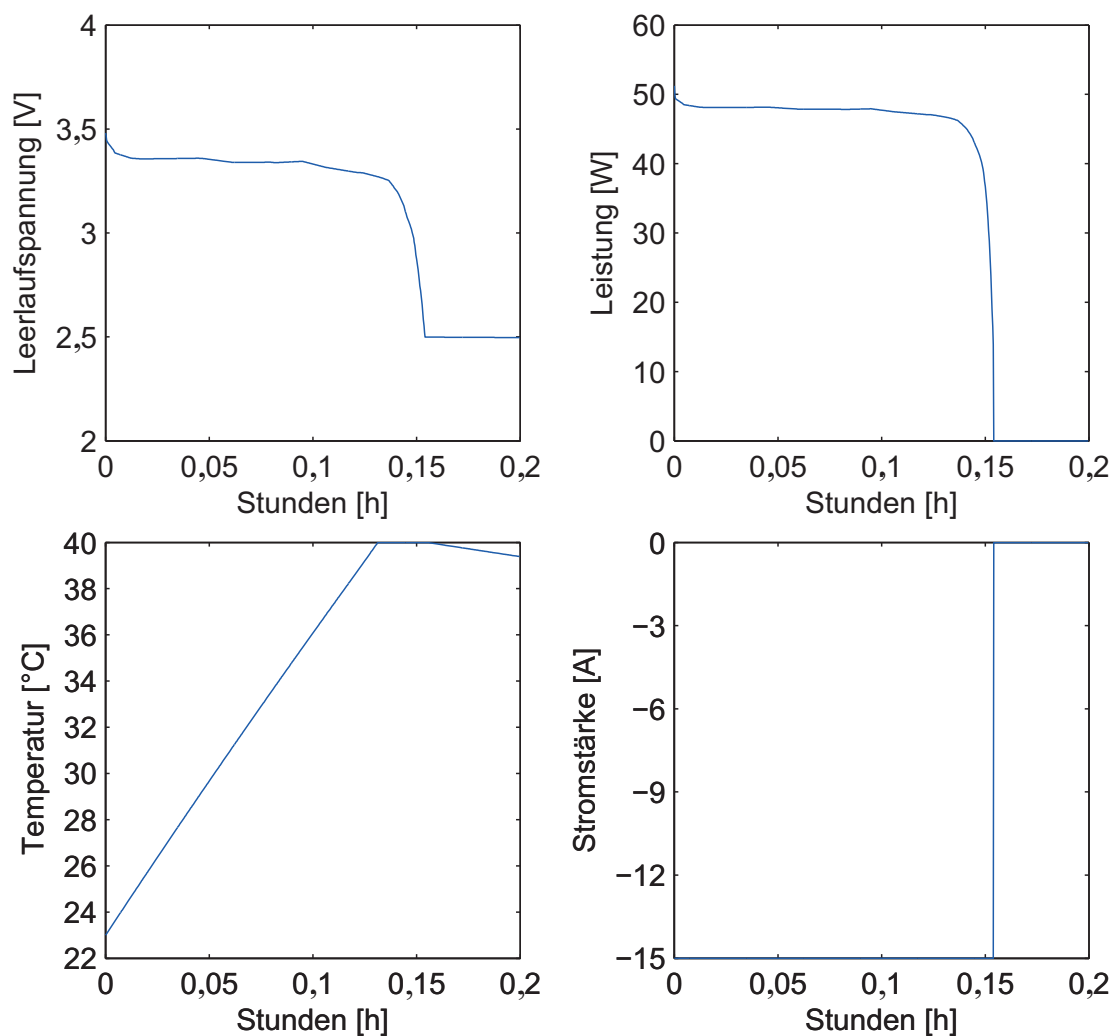


Abbildung 3.18: Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Entladung mit 15 A

Durch den hohen Entladestrom verringert sich die Entladedauer auf rund 9 Minuten (0,16 Stunden). Ebenfalls erfolgt durch den angelegten hohen Entladestrom eine deutliche Temperaturerhöhung in der Zelle. Die Temperatur steigt dabei nahezu linear über 8 Minuten an. Bei einer Zelltemperatur von 40°C setzt die aktive Zellkühlung ein und hält die Zelltemperatur bei 40°C. Nach dem Entladevorgang verringert sich die Zelltemperatur wieder durch Wärmeaustausch mit der Umgebung. Allein für den Entladevorgang werden hierbei für die Zelle ca. 1,1 Wh an Kühlenergie benötigt, was 15% der gespeicherten Energiemenge entspricht. Es wird deutlich, dass eine Entladung mit hohen Strömen im Modell darstellbar ist, dadurch allerdings ein großer Temperaturanstieg in der Zelle erfolgt. Da hohe Temperaturen die Zelle schädigen können, muss hier eine aktive Kühlung erfolgen.

Alterung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei dynamischer Be- und Entladung

Zur Analyse der Alterung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle wird die Zelle mit einem Be- und Entladestrom vom 10 A kontinuierlich zyklert (Be- und Entladen). Es wurde hier eine hoher Be- und Entladestrom gewählt, da die Alterung hauptsächlich durch den Durchflussstrom bestimmt wird und mit einem hohen Be- und Entladestrom der Zeitaufwand für die Simulation der Alterung der LiFePO_4 Zelle geringer ist. Das Ergebnis der kumulierten Kalenderalterung und Zyklentalterung in Prozent der Kapazität ist in Abbildung 3.19 für einen Zeitraum von 500 Stunden dargestellt. Für diesen Zeitraum wurden rund 1.100 vollständige Be- und Entladezyklen mit der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle berücksichtigt.

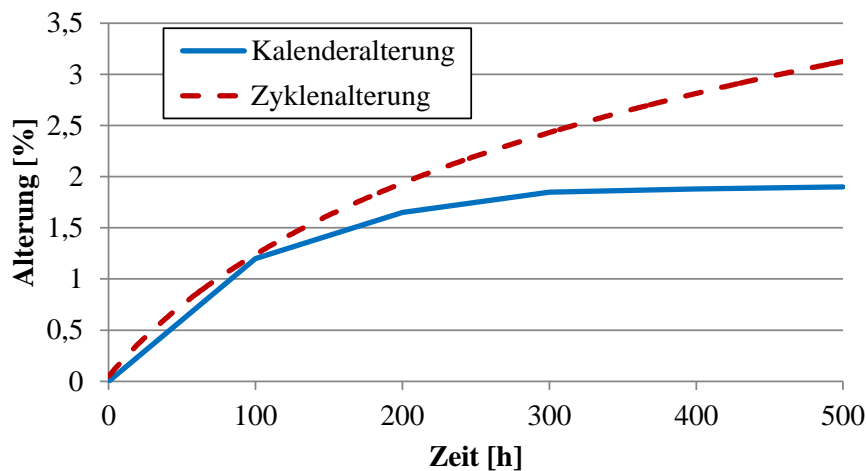


Abbildung 3.19: Kumulierte Kalenderalterung und Zyklentalterung in Prozent der Kapazität bei zyklischer Belastung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle mit einer konstanten Be- und Entladestromstärke von 10 A

Die zyklische Analyse zeigt, dass die prozentuale Kalenderalterung und Zyklentalterung im zeitlichen Verlauf der Belastung der Zelle zunehmen. Dabei steigt die Kalenderalterung bis zu einem Wert von ca. 1,9 % der Kapazität an und bleibt anschließend nahezu konstant auf diesem Niveau. Der Verlauf der Zyklentalterung ist ebenfalls degressiv, allerdings steigt die Zyklentalterung ab ca. 350 Stunden nahezu linear an. Es wird deutlich, dass im Vergleich die Zyklentalterung einen höheren Einfluss auf die gesamte Alterung der Zelle hat als die Kalenderalterung. Insgesamt sinkt die verfügbare Kapazität im betrachteten Zeitraum von 500 Stunden um ca. 5 %. Erfolgt eine längere zyklische Belastung der Zelle, erreicht die modellierte Lithium-Eisen-Phosphat Zelle nach knapp 5.000 Zyklen eine verfügbare Zellkapazität von 80 %. An diesem Punkt wird in der Praxis eine Zelle dieser Art aufgrund einer unsicheren Vorhersehbarkeit der chemischen Reaktion in der Zelle bei weiterer Alterung ausgetauscht /Leonhard et al. 2008/, /Zhang und Wang 2009/ und /Erdinc et al. 2009/.

Wirkungsgrad der Lithium-Eisen-Phosphat Batterie

Zur Berechnung des Wirkungsgrades werden die Energieströme einer vollständigen Be- und Entladung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle anhand einer Energiebilanz einander gegenüber gestellt. Die Beladeenergie $E_{Beladen}$ sowie die Entladeenergie $E_{Entladen}$ sind in Tabelle 3.13 dargestellt.

Tabelle 3.13: Energieeinsatz und -erzeugung der Batterie einen konstanten Be- und Entladeprozess (mit 0,7 A) des mobilen Batteriespeichers

		Mobiler Batteriespeicher
$E_{Beladen}$	[Wh]	8,2
$E_{Entladen}$	[Wh]	7,4
Wirkungsgrad	[%]	90

Für die simulierte Belastung einer Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO_4) Zelle mit konstantem Be- und Entladestrom (von 0,7 A) ergibt sich ein Wirkungsgrad von ca. 90 %. Dieser liegt im Bereich der gemessenen Werte, die in /Kennedy et al. 2000/, /Campanari et al. 2009/, /Shiau et al. 2009/ und /Thomas 2009/ diskutiert wurden. Wird ein hoher Be- und Entladestrom (von bspw. 15 A) an die Zelle angelegt, wird die hohe Abhängigkeit der Wärmeentwicklung in der Zelle von dem angelegten Be- und Entladestrom deutlich. Um die Zelle im optimalen Betriebsbereich (zwischen 20 und 40°C) zu halten, muss eine aktive Kühlung eingesetzt werden. Hierdurch sinkt der Wirkungsgrad um ca. 15 %. In /Peterson et al. 2010a/ wird die maximale Entladestromstärke einer Batteriezelle im Fahrbetrieb mit knapp 7 A angegeben. Bei einer Belastung des Zellmodells mit 7 A bleibt die Temperatur in der Zelle unter dem Maximalwert von 40°C (vgl. Abbildung 6.5 im Anhang) und es folgt keine Verringerung des Wirkungsgrades. Falls die Zelle dynamisch mit hohen Strömen belastet wird, muss beachtet werden, dass die passive Kühlung bereits nach zwei vollständigen Lade- und Entladezyklen (mit einem Be- und Entladestrom von 7 A) nicht ausreicht. In diesem Fall muss die aktive Kühlung eingesetzt werden, wodurch sich der Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Dauer des Ruhezustandes der Zelle zwischen den Be- und Entladezyklen verringert.

3.1.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse aus der technischen Analyse der adiabaten Druckluftspeicher, diabaten Druckluftspeicher und mobilen Batteriespeicher zusammenfassend betrachtet. Im Anschluss erfolgt ein Vergleich der Technologien auf Basis der Wirkungsgrade in Bezug zum Referenzsystem Pumpspeicherwerke.

Adiabater Druckluftspeicher

In Kapitel 3.1.4.1 wurden die Modellierung eines adiabaten Druckluftspeichers sowie der Betrieb des Speichers dargestellt und diskutiert. Es wurde gezeigt, dass der adiabate Druckluftspeicherprozess mit einer einfachen thermodynamischen Herleitung (vgl. Kapitel 3.1.1) ausreichend genau simuliert werden kann. Durch den modularen Aufbau des adiabaten Druckluftspeichermodells konnten verschiedene Konfigurationen des Speichers simuliert und analysiert werden. Eine derartige Modellierung und Simulation eines adiabaten Druckluftspeichers ist bisher nicht verfügbar. Teile der adiabaten Druckluftspeichermodellierung und -simulation wurden daher in /Hartmann et al. 2011/ veröffentlicht, womit die Auslegung von adiabaten Druckluftspeichern unterstützt werden kann.

Die Simulation des Speichersystems mit einer 1-stufigen Kompressionseinheit und einer 1-stufigen Turbineneinheit erreicht einen Wirkungsgrad zwischen 39 % und 52 % in Abhängigkeit des Kühlaufwands. Der Speicherprozess mit einer zweistufigen Kompressionseinheit erreichte einen knapp 10 % höheren Wirkungsgrad als mit der einstufigen Variante. Neben dem unterschiedlichen Aufbau des adiabaten Druckluftspeichers konnte der Einfluss des Druckspiels, mit dem der Speicher arbeitet, sowie der Einfluss des Kühl- und Heizbedarfs im Betrieb untersucht werden. Im Standardprozess wurde ein Druckspiel zwischen 100 bar und 150 bar vorausgesetzt. Bei der Simulation des Systems mit einem Druckspiel zwischen 55 und 370 bar (maximales Druckspiel in einer Kaverne in Tiefen bis zu 2.000 Meter) trat eine starke Temperaturzunahme des Arbeitsmediums im Beladeprozess auf (bis auf max. 1.615 K), wodurch ein hoher Kühlaufwand im Kompressionsstrang nötig wird. Der Einfluss des Kühl- und Heizbedarfs auf den Wirkungsgrad bei einer vollständigen Be- und Entladung wurde ebenfalls analysiert. Um den Wärmespeicher sowie die Kaverne nicht zu überlasten, fällt im Kompressionsprozess entweder ein Kühl- oder ein Heizbedarf an. Gezeigt wurde, dass vor allem der anfallende Kühlbedarf den Wirkungsgrad um ca. 10 % verringern kann. Es ist demnach beim Bau eines adiabaten Druckluftspeichers auf das Vorkommen von natürlichen Kühlquellen (z.B. einem Fluss) in der Umgebung des Speichers zu achten, wodurch ein Wirkungsgrad von ca. 60 % für einen adiabaten Druckluftspeicher erreichbar ist. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades kann vor allem durch eine Steigerung des Temperaturniveaus im Wärmespeicher erfolgen. Kann Wärme auf einem Temperaturniveau von $> 800^{\circ}\text{C}$ (im Vergleich zum Standardprozess mit Speichertemperaturen von ca. 600°C) gespeichert werden, steigt der Wirkungsgrad auf bis zu 70 %. Zur Speicherung der Wärme auf hohem Temperaturniveau können herkömmliche thermische Speicherkonzepte mit Thermoöl oder Flüssigsalz nicht mehr verwendet werden. Hierbei sollte auf Feststoffspeicher mit Speichermedien aus Naturstein, Keramik oder Hochtemperaturbeton zurückgegriffen werden. In diesen Materialien kann die Wärme mit dem Temperaturniveau über 800°C /Laing und Tamme 2008/ gespeichert werden.

Diabater Druckluftspeicher

In Kapitel 3.1.2 wurde die Modellierung eines diabaten Druckluftspeichers inklusive einer Brennkammer, eines Zwischenüberhitzers und einer Abgaswärmerückgewinnung vorgestellt. Im Vergleich zum adiabaten Druckluftspeicher wurde der Wärmespeicher in dem diabaten Druckluftspeichermodell nicht verwendet. Die 2-stufige Kompression des adiabaten Druckluftspeichermodells wurde allerdings übernommen. Für einen 2-stufigen Turbinenprozess wurde durch die Simulation des diabaten Druckluftspeichermodells der Einsatz der Wärmerückgewinnung und der Brennkammer analysiert (vgl. Kapitel 3.1.4.2). Ein diabater Druckluftspeicher ohne Rekuperator erreicht einen Wirkungsgrad von ca. 47 %. Eine deutliche Steigerung des Wirkungsgrades auf ca. 55 % kann durch die Abgaswärmerückgewinnung erreicht werden. Die Ergebnisse der Simulation des diabaten Druckluftspeichers stimmen dabei sehr gut mit den Wirkungsgradangaben in der Literatur überein (diabater Druckluftspeicher ohne Rekuperator: 42 % /Crotogino 2003/; diabater Druckluftspeicher mit Rekuperator: 54 - 55 % /Crotogino 2003/, /Kruck und Eltrop 2007b/, /Siemes 2008/). Zusätzlich konnte der Erdgaseinsatz im Turbinenbetrieb bestimmt werden. Für einen vollständigen Be- und Entladezyklus ergibt sich die Turbinenarbeitszahl der Druckluft mit $\beta^{dCAES_Turb_Luft} = 1,69$. Die Turbinenarbeitszahl des Gases ergibt sich zu $\beta^{dCAES_Turb_Gas} = 0,89$. Der Wirkungsgrad des diabaten Druckluftspeichers ist mit ca. 54 % geringer als der des adiabaten Druckluftspeichers. Allerdings zeigen die Turbinenarbeitszahlen des Gases und der Druckluft, dass bei gleicher Speichergröße durch den Erdgaseinsatz im diabaten Druckluftspeicher eine größere Menge an elektrischer Energie in das Stromnetz wieder eingespeist werden kann als beim adiabaten Druckluftspeicher.

Mobile Batteriespeicher

Bei der Modellierung von mobilen Batteriespeichern muss neben der Batteriespeichertechnik an sich auch die Netz-Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge beachtet werden. Im Kapitel 3.1.3.1 wurde die Netz-Verfügbarkeit von zukünftigen Elektrofahrzeugen anhand realer Fahrzeugbewegungsprofile modelliert und in Kapitel 3.1.4.3 analysiert. Hiermit wurden Zeitreihen startender und zurückkommender Fahrzeuge jeder Stunde eines Jahres in Deutschland ermittelt. Mit diesen wurde die Netzverfügbarkeit von Batteriespeichern in Deutschland berechnet. Diese variiert im Verlauf eines Tages zwischen ca. 90 % und knapp 100 %. Zusätzlich konnte die zurückgelegte Distanz der Fahrzeuge zu jedem Zeitpunkt ermittelt werden. Es wurde deutlich, dass in Deutschland vorwiegend kurze Strecken (< 16 km) mit dem PKW zurückgelegt werden und insgesamt die durchschnittliche Fahrdistanz am Tag bei 42 km liegt. Durch die geringe Benutzung der Fahrzeuge zeigt sich, dass mobile Batteriespeicher über weite Strecken des Tages als Stromspeicher im Elektrizitätssystem genutzt werden können.

Das in das Modell der Netz-Verfügbarkeit eingebettete Modell der Lithium-Eisen-Phosphat

Batterie gliedert sich in drei Teilmodelle. Anhand eines elektrischen Ersatzschaltbilds wurde das elektrische Teilmodell entworfen (vgl. Kapitel 3.1.3.2). Dieses wurde durch ein thermisches Modell und ein Modell der Batteriealterung erweitert. Die Auswertung erfolgte anhand der Beladung und Entladung einer Zelle (vgl. Kapitel 3.1.4.3). Bei einer geringen Stromstärke kann ein Wirkungsgrad für einen vollständigen Be- und Entladezyklus von ca. 90 % erreicht werden. Dieser stimmt mit gemessenen Werten aus der Literatur überein. Aufgrund der hohen Temperaturentwicklung in der Zelle, die mit einem erhöhten Kühlbedarf einher geht, sinkt der Wirkungsgrad deutlich bei hohen Stromstärken. Der Wirkungsgrad verringert sich um 15 % bei einer Stromstärke von ca. 15 A im Vergleich zu einer Stromstärke von 0,7 A. Zusätzlich verringert sich die verfügbare Zellkapazität aufgrund der Kalender- und Zyklenalterung bei einer zyklischen Belastung der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle nach knapp 5.000 Zyklen auf ca. 80 %. An diesem Punkt wird der Akkumulator in der Regel ausgetauscht.

3.1.6 Vergleich der Ergebnisse zum Referenzsystem Pumpspeicher

Der Wirkungsgrad für einen vollständigen Be- und Entladezyklus der diabaten Druckluftspeicher, adiabaten Druckluftspeicher und mobilen Batteriespeicher ist in Abbildung 3.20 im Vergleich zu einem Pumpspeicher dargestellt.

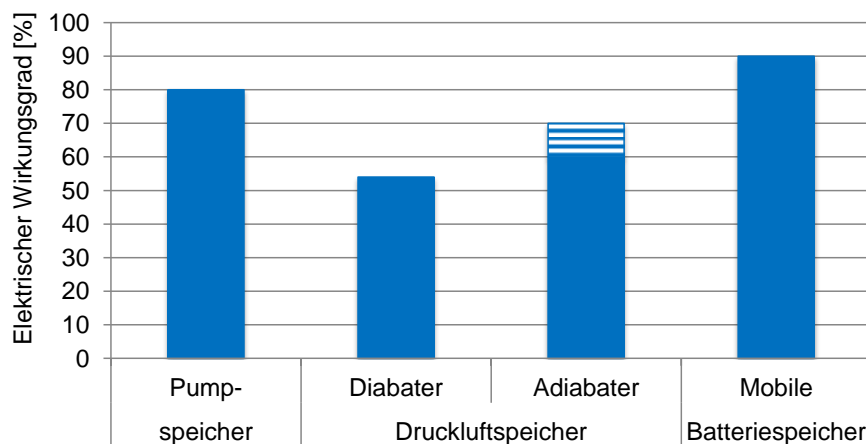


Abbildung 3.20: Wirkungsgrad eines Be- und Entladezyklusses der betrachteten Speichertechnologien im Vergleich (Bandbreite des Wirkungsgrades der adiabaten Druckluftspeicher in Abhängigkeit des Temperaturniveaus des Wärmespeichers; 60 % bei 600°C und 70 % bei 800°C)

Pumpspeicher werden in der vorliegenden Untersuchung aufgrund ihrer derzeitigen kommerziellen Nutzung als Referenzspeicher betrachtet. Der Wirkungsgrad von heutigen Pumpspeicherwerken beträgt wie in Kapitel 2.2 beschrieben ca. 80 %. Die höchsten Wirkungsgrade werden von mobilen Batteriespeichern (ca. 90 %, vgl. Kapitel 3.1.4.3) und Pumpspeicherwerken erreicht. Bei beiden Technologien wird erwartet, dass zukünftig keine signifikante Steigerung des Wirkungsgrades erfolgt. Dies liegt daran, dass Pumpspeicher seit Jahrzehnten im Einsatz sind und bereits eine ausgereifte Technologie darstellen.

Batterien werden dagegen bisher nur in einem geringen Umfang als Stromspeicher für das Elektrizitätssystem verwendet. Für andere Zwecke (z.B. portable Anwendung) sind Batterien bereits Jahrzehnte im Einsatz. Aus diesem Grund und wegen des bereits hohen Niveaus des Wirkungsgrades ist keine Steigerung des Wirkungsgrades von Li-Ion Akkumulatoren zu erwarten. Diabate Druckluftspeicher können inklusive einer Wärmehückgewinnung einen Wirkungsgrad von 55 % (vgl. Kapitel 3.1.4.2) erreichen. Der Wirkungsgrad der adiabaten Druckluftspeicher liegt dagegen mit 60 % etwas über dem der diabaten Druckluftspeicher. Durch die Speicherung von Wärme auf hohem Temperaturniveau ($> 800^{\circ}\text{C}$) kann der Wirkungsgrad der adiabaten Druckluftspeicher auf 70 % erhöht werden (vgl. Kapitel 3.1.4.1). Mobile Batteriespeicher haben gefolgt von Pumpspeichern und adiabaten Druckluftspeichern den höchsten Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad von diabaten Druckluftspeichern hat im Vergleich zu den anderen Speichern mit 55 % den niedrigsten Wirkungsgrad.

3.2 Ökonomische Analyse der Speicher

Für die betrachteten Speichertechnologien werden Angaben aus der Literatur für spezifische Investitionskosten von Speichern analysiert. In den Literaturquellen sind oft lediglich spezifische Investitionskosten für den gesamten Speicher angegeben. Diese werden auf leistungsspezifische und kapazitätsspezifische Investitionskosten aufgeteilt. Leistungsspezifische Investitionskosten (bezogen auf die installierte Ausspeicherleistung) beschreiben Investitionskosten der Komponenten eines Speichers, die zur Bereitstellung der Einspeicher- und Ausspeicherleistung installiert werden müssen. Bei diabaten Druckluftspeichern sind dies beispielsweise die Komponenten im Maschinenhaus (Kompressoren, Turbinen, Generatoren, etc.). Zu den kapazitätsspezifischen Investitionskosten werden die Komponenten, die zur Bereitstellung der Speicherkapazität installiert werden müssen, gezählt. Diese sind beim Druckluftspeicher die Kavernen inklusive Bohrung und beim Pumpspeicher die Speicherseen inklusive der Stollen.

An unterschiedlichen Standorten ergibt sich eine unterschiedliche Auslegung und bautechnische Realisierung der Druckluftspeicher (diabat und adiabat) und Pumpspeicher. Die Beschreibung eines Druckluftspeichers sowie eines Pumpspeichers anhand repräsentativer Werte der leistungs- und kapazitätsspezifischen Investitionskosten ist daher mit Unsicherheit belastet. In dieser Arbeit wird für diabate und adiabate Druckluftspeicher sowie Pumpspeicher die Bandbreite der Minimal- und Maximalwerte von Kostenkalkulationen aus aktuellen Literaturquellen angegeben. Wie auch bei aktuellen Studien, /Nitsch et al. 2010/ und /SRU 2011/, wird für diabate und adiabate Druckluft- sowie Pumpspeicher keine Veränderung der spezifischen Investitionskosten in der Zukunft angenommen. Dagegen wird bei mobilen Batteriespeichern von einer starken Reduktion der spezifischen

Investitionskosten in der Zukunft ausgegangen. Um diese zu berücksichtigen, werden die spezifischen Investitionskosten der mobilen Batteriespeicher aus der Literatur für bestimmte Zeitpunkte angegeben. Im Folgenden werden für jede Speichertechnologie die spezifischen Investitionskosten zunächst separat beschrieben und in Kapitel 3.2.4 einander gegenübergestellt.

3.2.1 Druckluftspeicher

Die spezifischen Investitionskosten von adiabaten und diabaten Druckluftspeichern aus verschiedenen Literaturquellen sind in Abbildung 3.21 und Abbildung 3.22 zusammengestellt. Es sind die spezifischen Investitionskosten für den gesamten Speicher, bezogen auf die Ausspeicherleistung (in $\text{€}_{2007}/\text{kW}$) dargestellt.

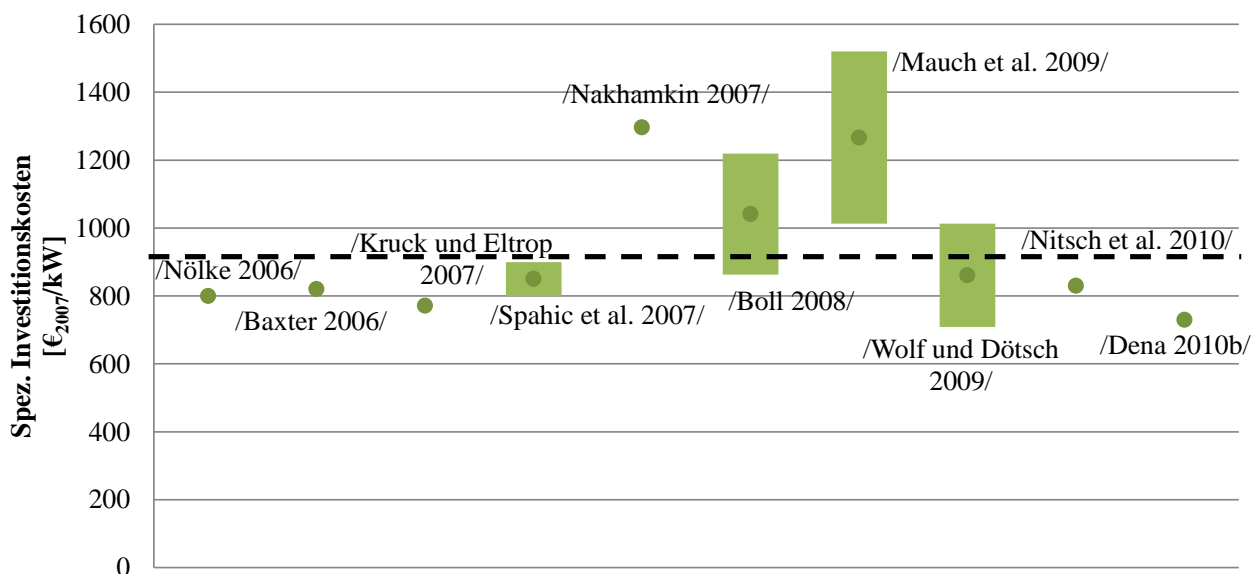


Abbildung 3.21: Angaben für spezifische Investitionskosten adiabater Druckluftspeicher aus verschiedenen Literaturquellen im Vergleich (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)

Die spezifischen Investitionskosten eines adiabaten Druckluftspeichers liegen zwischen $770 \text{€}_{2007}/\text{kW}$ und $1.500 \text{€}_{2007}/\text{kW}$ (vgl. Abbildung 3.21). Durchschnittlich ergeben sich spezifische Investitionskosten des adiabaten Druckluftspeichers von ca. $940 \text{€}_{2007}/\text{kW}$.

Es wird ersichtlich, dass sich die Kostenkalkulationen in der Literatur stark unterscheiden. In den meisten Quellen werden die spezifischen Kosten für eine Turbinenleistung von 250 - 300 MW angegeben (vgl. z.B. /Kruck und Eltrop 2007b/ und /Dena 2010a/). In einigen Literaturquellen werden allerdings lediglich Bandbreiten der spezifischen Investitionskosten als Kostenschätzung angegeben (/Spahic et al. 2007/, /Boll 2008/, /Mauch et al. 2009/ und /Wolf und Dötsch 2009/). Hier wird auf die Angabe von weiteren Kennwerten (wie z.B. die Turbinenleistung) der adiabaten Druckluftspeicher verzichtet. Da auch einige Komponenten, wie die Luftturbine und der Wärmespeicher für den Einsatz in einem adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk erst entwickelt werden müssen, sind die tatsäch-

lichen Kosten unbekannt und die Kostenschätzungen in den Literaturquellen gehen für den gesamten adiabaten Druckluftspeicher deutlich auseinander. Insgesamt ist somit die Kostenkalkulation der adiabaten Druckluftspeicher mit großer Unsicherheit behaftet.

In Abbildung 3.22 sind die spezifischen Investitionskosten diabater Druckluftspeicher aufgetragen. Hierbei sind ebenfalls die Maximal- und Minimalwerte aus den Literaturquellen aufgeführt und der Durchschnitt angegeben. Die spezifischen Investitionskosten für diabate Druckluftspeicher werden in der Literatur mit einer Spanne von 380 €₂₀₀₇/kW bis 1.300 €₂₀₀₇/kW angegeben.

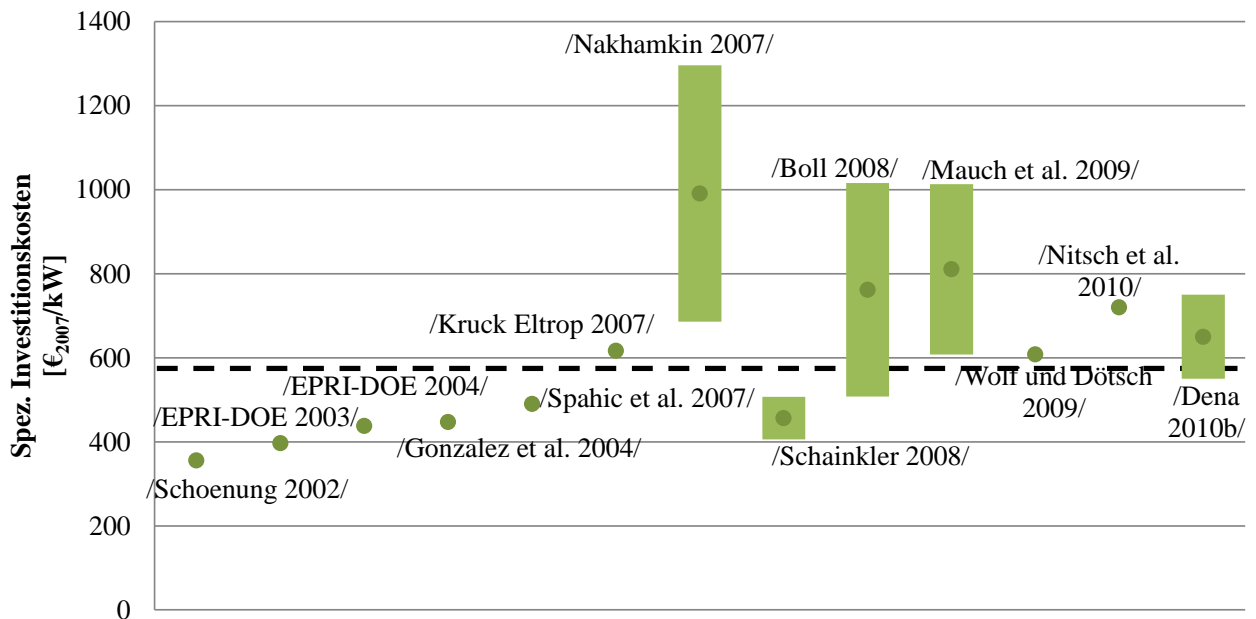


Abbildung 3.22: Angaben für spezifische Investitionskosten diabater Druckluftspeicher aus verschiedenen Literaturquellen im Vergleich (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)

In /Nakhamkin 2007/ sowie den Literaturquellen aus dem Jahr 2004 (z.B. /Gonzalez et al. 2004/) und früher sind die spezifischen Investitionskosten für das diabate Druckluftspeicherkraftwerk McIntosh (vgl. Tabelle 2.1 in Kapitel 2) angegeben. Die Kosten diabater Druckluftspeicher werden in /Spahic et al. 2007/ mit 500 €₂₀₀₇/kW angegeben, wobei die diabate Druckluftspeichertechnologie als „technologisch reif“ /Spahic et al. 2007/ beschrieben wird. Dagegen ist ohne eine detaillierte Begründung eine große Bandbreite an spezifischen Investitionskosten in den Literaturquellen /Boll 2008/ und /Mauch et al. 2009/ angegeben. Lediglich in /Schainkler 2008/ werden die Kostenangaben mit unterschiedlicher Turbinenleistung zwischen 510 €₂₀₀₇/kW für eine Turbinenleistung von 100 MW und 410 €₂₀₀₇/kW für eine Turbinenleistung von 300 MW verknüpft. In /Dena 2010a/ wird die Bandbreite der spezifischen Kosten mit unterschiedlicher Speichergröße zwischen 750 €₂₀₀₇/kW für eine Speichergröße von 1.000 MWh_{el} und 550 €₂₀₀₇/kW für eine Speichergröße von 5.000 MWh_{el} /Dena 2010a/ begründet.

Die kapazitätsspezifischen Investitionskosten (Kosten für die Untergrundspeicherung)

werden anhand der Kosten für die gespeicherte Energie (in $\text{€}_{2007}/\text{kWh}$) dargestellt. Entsprechend sind in Abbildung 3.23 die Werte der kapazitätsspezifischen Investitionskosten für Salzkavernen zusammengefasst.

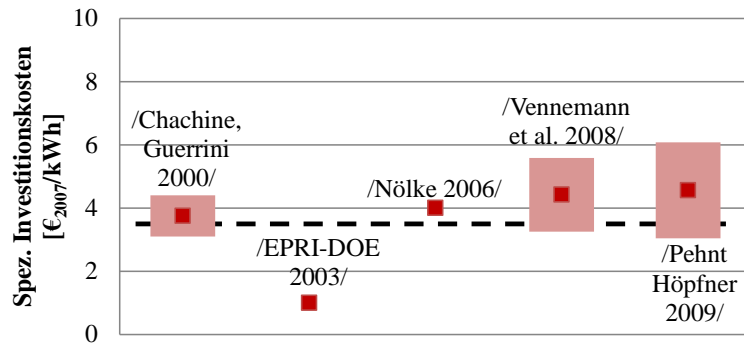


Abbildung 3.23: Literaturangaben für kapazitätsspezifische Investitionskosten von Speicherkavernen (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)

In /Chachine und Guerrini 2000/ und /Nölke 2006/ werden die spezifischen Investitionskosten für ein maximales Salzkavernenvolumen von 500.000 m^3 mit ca. $11,7 \text{ €}_{2007}/\text{m}^3$ angegeben. Durch Umrechnung der Kosten pro Volumen mit der volumetrischen Speicherkapazität ($2,9 \text{ kWh}/\text{m}^3$ für ein Druckluftspeicher /Baake et al. 2008/) ergeben sich kapazitätsspezifische Investitionskosten von $3,1 - 4,4 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ /Chachine und Guerrini 2000/ bzw. $4,0 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ /Nölke 2006/. Dagegen werden in /EPRI-DOE 2003/ kapazitätsspezifische Investitionskosten von $1,1 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ für Salzkavernen verwendet. Diese Angabe liegt deutlich unter den anderen Werten, wird allerdings als „typische Kosten der Aussohlung von Salzstöcken“ /EPRI-DOE 2003/ beschrieben. In /Vennemann et al. 2008/ sowie in /Pehnt und Höpfner 2009/ wird eine Bandbreite der spezifischen Investitionskosten für Kavernen in Salzgestein zwischen $3 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ und $6 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ angegeben. Durchschnittlich ergeben sich kapazitätsspezifische Investitionskosten für Speicherkavernen in Salzgestein von ca. $3,5 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$.

Um eine Aufteilung der Angaben zu den spezifischen Investitionskosten aus der Literatur auf leistungsspezifische und kapazitätsspezifische Investitionskosten vornehmen zu können, wird die durchschnittliche Entladedauer von Pumpspeichern von $9,3 \text{ h}$ /Czisch 2005/ herangezogen. Mit den durchschnittlichen Kostenkalkulationen der diabaten und adiabaten Druckluftspeicher ergeben sich leistungsspezifische Investitionskosten von $560 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ für diabate Druckluftspeicher und $910 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ für adiabate Druckluftspeicher. Zusätzlich fallen noch Aufwendungen für den Bau der Kavernen in Höhe von $3,5 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ für diabate und adiabate Druckluftspeicher an.

3.2.2 Mobile Batteriespeicher

Die Investitionskosten für mobile Batteriespeicher werden im Gegensatz zu denen der Druckluftspeicher als energiespezifische [$\text{€}_{2007}/\text{kWh}$] Kosten angegeben. Dies resultiert daraus, dass bei Elektrofahrzeugen die Reichweite des Fahrzeugs und somit die Kapazität des Akkumulators das entscheidende Kriterium ist. Durch den Aufbau der Akkumulatoren aus einzelnen Einheiten können zusätzlich keine Skaleneffekte bei größerer Akkumulatorkapazität erwartet werden. In Abbildung 3.24 ist die Entwicklung der spezifischen Batteriekosten von Li-Ionen-Akkumulatoren für reine Elektrofahrzeuge in $\text{€}_{2007}/\text{kWh}$ bis zum Jahr 2030 aus verschiedenen Literaturquellen zusammengetragen.

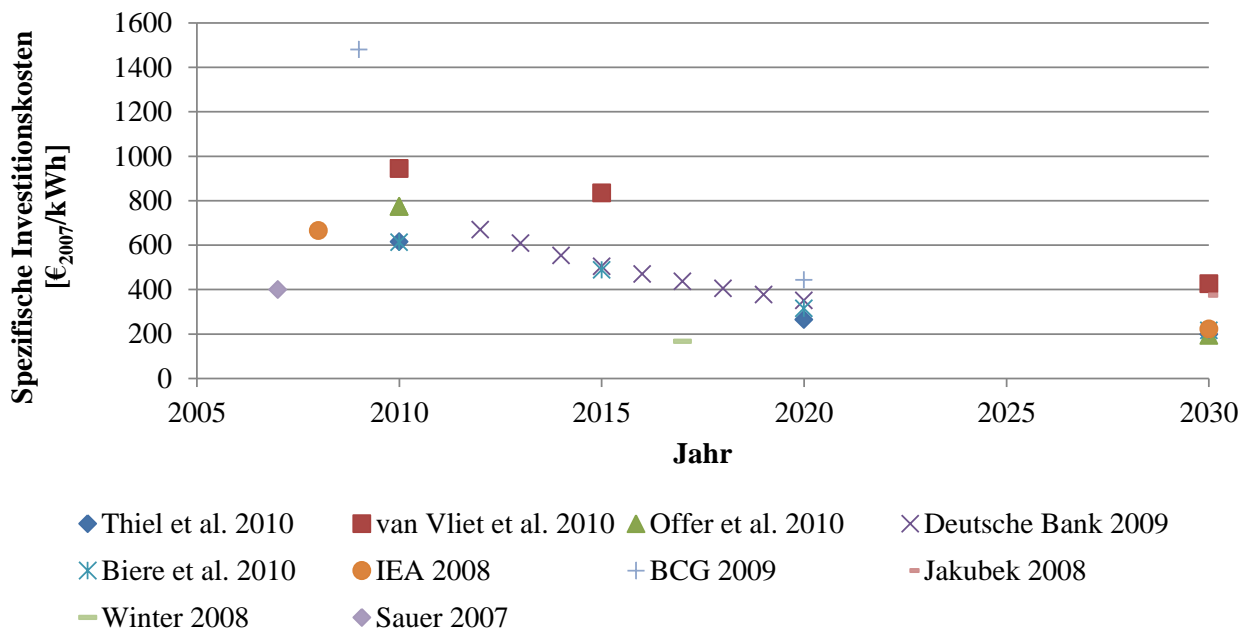


Abbildung 3.24: Entwicklung der spezifischen Batteriekosten von Li-Ionen-Akkumulatoren reiner Elektrofahrzeuge aus verschiedenen Literaturquellen

Die spezifischen Investitionskosten liegen derzeit (Stand 2011) in einer Bandbreite zwischen 600 und 950 $\text{€}_{2007}/\text{kWh}$. Durchschnittlich belaufen sich diese auf ca. 650 $\text{€}_{2007}/\text{kWh}$. Bis zum Jahr 2030 kann davon ausgegangen werden, dass sich die spezifischen Kosten auf ca. 200 bis 400 $\text{€}_{2007}/\text{kWh}$ reduzieren. Die Unsicherheiten bei der zukünftigen Entwicklung der Li-Ionen-Akkumulatoren liegen vor allem in der Entwicklung der Rohstoffpreise für die benötigten Materialien in der Batteriezelle. Die Rohstoffvorkommen für Lithium und Kobalt sind z.B. zum Großteil in wenigen Ländern der Andenregion (Bolivien, Chile, etc.) konzentriert. Um Engpässe vermeiden zu können, wird das Recycling der Materialien durch Recyclingquoten (12,5 % im Jahr 2012 und 22,5 % im Jahr 2016) nach der Europäischen Batterierichtlinie 2006/66/EC forciert.

3.2.3 Pumpspeicher

In Abbildung 3.25 sind die spezifischen Investitionskosten von Pumpspeicherwerken dargestellt. Die spezifischen Investitionskosten sind für das gesamte Pumpspeicherwerk (Kraftwerkshaus inklusive den Maschinensätzen und den Investitionen in die Reservoirs), bezogen auf die installierte Turbinenleistung, angegeben. Aufgrund des hohen Entwicklungsstandes von Pumpspeichern wird keine zukünftige Kostenreduktion erwartet.

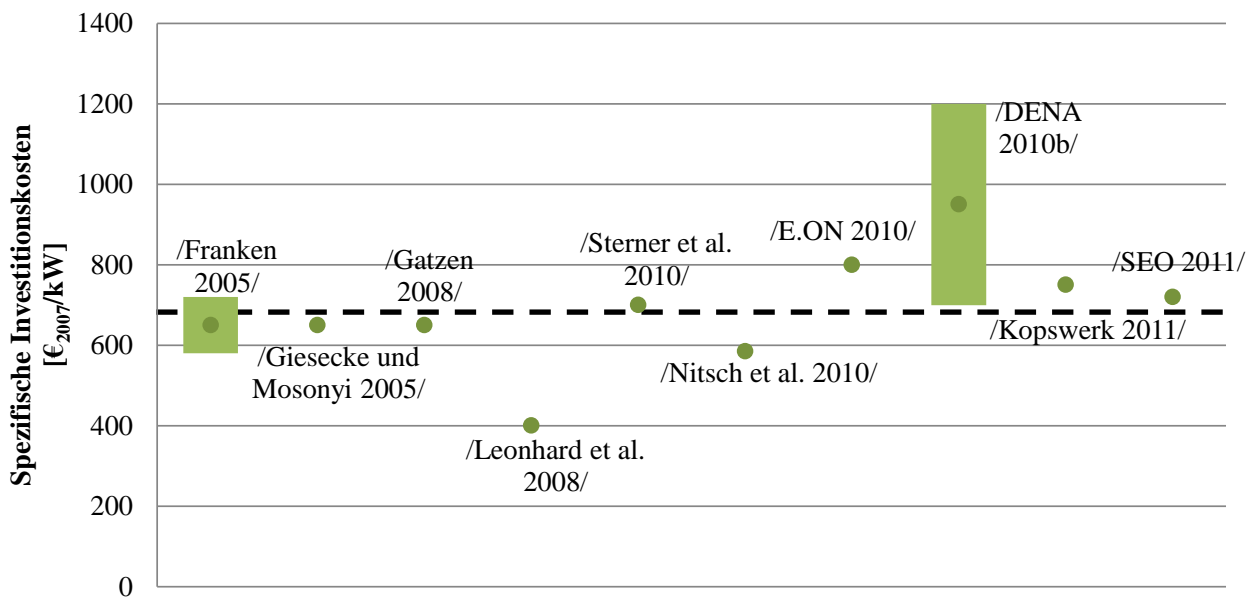


Abbildung 3.25: Angaben für spezifische Investitionskosten der Pumpspeicher aus verschiedenen Literaturquellen (gestrichelte Linie zeigt den Mittelwert)

Die spezifischen Investitionskosten für Pumpspeicher aus den Literaturquellen liegen größtenteils zwischen ca. 600 €₂₀₀₇/kW und 800 €₂₀₀₇/kW. Lediglich in /Leonhard et al. 2008/ werden für das „Referenzpumpspeicherwerk“ spezifische Investitionskosten von 400 €₂₀₀₇/kW angenommen. Dieser Wert wird allerdings nicht begründet. Dagegen ist in /Dena 2010a/ eine große Bandbreite der spezifischen Investitionskosten für ein gesamtes Pumpspeicherwerk angegeben. Hierbei wird die Größe der Reservoirs variiert. Die spezifischen Investitionskosten, bezogen auf die installierte Turbinenleistung, steigen von 700 €₂₀₀₇/kW für ein Pumpspeicherwerk mit einer Speicherkapazität von 1.000 kWh auf 1.200 €₂₀₀₇/kW für ein Pumpspeicherwerk mit einer Speicherkapazität von 10.000 kWh. Durchschnittlich ergeben sich für die Pumpspeicher spezifische Investitionskosten von ca. 690 €₂₀₀₇/kW. Für das Pumpspeicherwerk Atdorf, das die Schluchseewerke gegenwärtig planen, werden spezifische Investitionskosten von ca. 1.000 €₂₀₀₇/kW für die gesamte Anlage angesetzt /Schluchseewerk 2010/.

Um eine Einteilung in leistungsspezifische und kapazitätsspezifische Investitionskosten zu erhalten, wurden mit einem Kostenanteil des Ober- und Unterwassers von 13 % /Czisch 2005/ bei einem Verhältnis von Kapazität zu Leistung von 9,3 gerechnet. Hierdurch erge-

ben sich leistungsspezifische Kosten von $600 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ und kapazitätsspezifische Kosten von ca. $10 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$. Die kapazitätsspezifischen Investitionskosten von ca. $10 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ stimmen dabei mit den Angaben von /Schoening und Hassenzahl 2002/ überein.

3.2.4 Vergleich der spezifischen Investitionskosten der Speicher

Die spezifischen Investitionskosten für verschiedene Speichertechnologien sind für die Speicherleistung (leistungsspezifisch, bezogen auf die installierte Ausspeicherleistung in $\text{€}_{2007}/\text{kW}$ und kapazitätsspezifisch in $\text{€}_{2007}/\text{kWh}$) in Abbildung 3.26 zusammengefasst. Für jede Speichertechnologie sind die spezifischen Investitionskosten als Bandbreite aus den Literaturquellen angegeben.

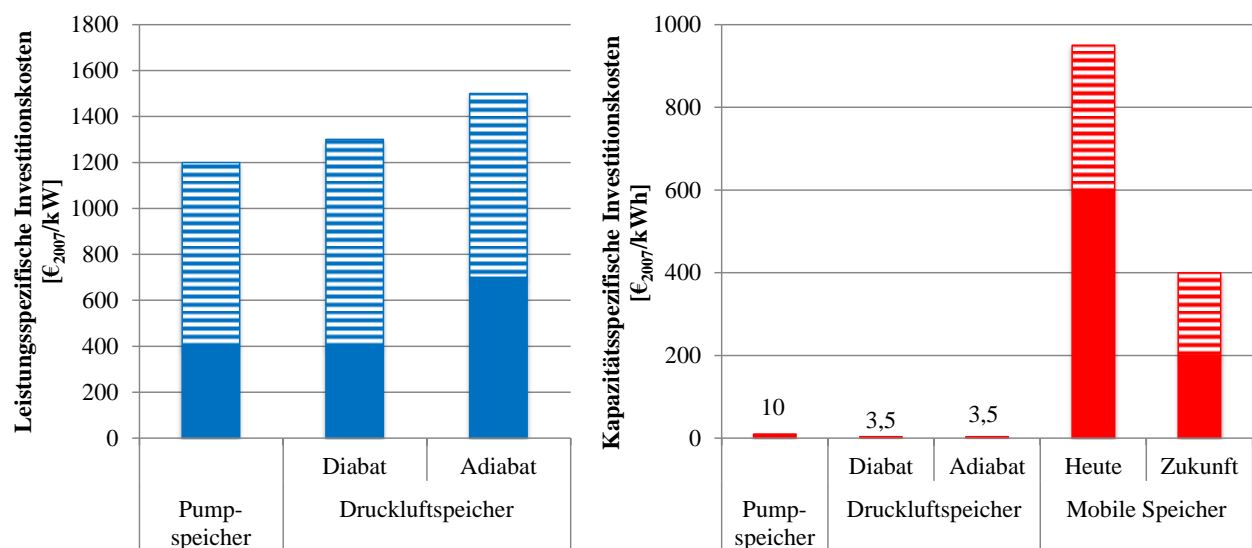


Abbildung 3.26: Bandbreite der Angaben für Investitionskosten verschiedener Speicher (leistungs- und kapazitätsspezifisch) aus Literaturquellen; keine leistungsspezifischen Kosten für mobile Batteriespeicher

Die leistungsbezogenen spezifischen Investitionskosten für ein Pumpspeicherwerk fallen mit 400 bis $1.200 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ im Vergleich am geringsten aus. Dagegen sind die kapazitätsbezogenen spezifischen Investitionskosten für Pumpspeicherwerke höher als für Druckluftspeicher. Diabate Druckluftspeicher weisen mit 400 bis ca. $1.300 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ spezifische Investitionskosten für oberirdische Speicherkomponenten eine vergleichbare Größenordnung wie Pumpspeicherwerke auf. Höhere Kosten werden für die adiabaten Druckluftspeicher, zwischen 700 und $1.500 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$, erwartet.

Für mobile Batteriespeicher werden lediglich kapazitätsspezifische Investitionskosten angegeben. Der Grund liegt darin, dass durch den modularen Aufbau eines Akkumulators (mit einzelnen Batteriezellen) eine Einheit entsteht, deren Entladeleistung in einem technologisch begrenzten Rahmen beliebig groß gewählt werden kann und deren Kapazitätssteigerung nur durch das Zusammenschalten mehrerer Batterieeinheiten erfolgen kann. Daher sind die spezifischen Investitionskosten der mobilen Batteriespeicher kapazitäts-

spezifisch angegeben. Diese liegen derzeit mit ca. 600 bis 950 €₂₀₀₇/kWh deutlich über denen der anderen Speichertechnologien. Für die Zukunft (bis zum Jahr 2030) wird eine Reduktion auf ca. 200 bis 400 €₂₀₀₇/kWh erwartet (vgl. Abbildung 3.24).

Die Angaben der durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten für Speicher aus Kapitel 3.2.1 bis 3.2.3 sind in Tabelle 3.14 zusammengefasst.

Tabelle 3.14: Angaben für spezifische Speicherinvestitionskosten (Durchschnittswerte) aus den Literaturquellen der Kapitel 3.2.1 bis 3.2.3

	Investitionskosten	
	leistungsspezifisch [€ ₂₀₀₇ /kW]	kapazitätsspezifisch [€ ₂₀₀₇ /kWh]
Pumpspeicher	600	10
Diabate Druckluftspeicher	560	3,5
Adiabate Druckluftspeicher	910	3,5
Mobile Batteriespeicher (Heute)	-	650
Mobile Batteriespeicher (Zukunft)	-	220

3.3 Potenzial der Speicher in Deutschland

Die Potenziale der diabaten und adiabaten Druckluftspeicher werden zusammenfassend im nächsten Abschnitt dargestellt. Da beide Technologien Kavernen als Unterspeicher verwenden, wird keine Unterscheidung zwischen diabaten und adiabaten Druckluftspeichern vorgenommen. Im darauf folgenden Abschnitt wird das Potenzial der mobilen Batteriespeicher und das Potenzial von Pumpspeichern in Deutschland dargestellt.

Potenzial von Druckluftspeichern

Kavernen für die Speicherung der Druckluft in Verbindung mit diabaten und adiabaten Druckluftspeichern können in Aquiferstrukturen, Felsgestein und Salzgestein angelegt werden. Des Weiteren können ehemalige Bergwerke, Erdgasspeicher oder Lagerstätten genutzt werden /Hartmann et al. 2012/. Ausgeförderte Erdgaslagerstätten stellen durch eine vorhandene Dichtheit die einfachste Form der Erschließung von Druckluftspeicherkavernen dar. Zusätzlich sind bei ausgeförderten Lagerstätten bereits Bohrlöcher vorhanden, die für den Einsatz zur Be- und Entladung in Druckluftspeichern geeignet sind. Dagegen spricht, dass durch die poröse Gesteinsstruktur ehemaliger Lagerstätten hohe innere Reibungsverluste bei der Ein- und Ausspeicherung von Druckluft auftreten und somit der Volumendurchsatz gering ist /Crotogino 2010/. Aquifere oder poröse Gesteine sowie Kavernen in ehemaligen Bergwerken bieten sich als Alternative zu ausgeförderten Lagerstätten an. Allerdings ist die Exploration in der Regel sehr aufwendig und es müssen umfangreiche Abdichtungsarbeiten erfolgen. Kavernen in Felsgestein sind ebenfalls

sehr aufwendig zu erschließen und werden bisher nicht für die Speicherung von Erdgas verwendet /Hartmann et al. 2012/. Das Potenzial von Kavernen in Felsgestein und Aquiferstrukturen ist nahezu unbegrenzt, wird aber im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Für den Kavernenbau in Salzgestein muss ein geeignetes Gefüge in einer Tiefe von 600 bis 1.800 m vorhanden sein. Zusätzlich muss das Salzgestein ausreichend mächtig sein, so dass eine Kaverne mit einem stabilen Randgestein ausgesolt werden kann. Im Maximum kann eine Kaverne ca. 500.000 m³ aufweisen, bei größeren Volumen wird die Kaverne instabil. Eine Kaverne dieser Größe hat einen Durchmesser von ca. 100 m /Zunft 2005/ und der Abstand zwischen der Kaverne und dem Rand des Salzgesteins (oder zwischen zwei Kavernen) muss mindestens 300 Meter /Alstom 2007/ betragen, um die Stabilität der Kaverne zu gewährleisten. In Abbildung 3.27 sind vorhandene Salzstöcke in Norddeutschland eingetragen.

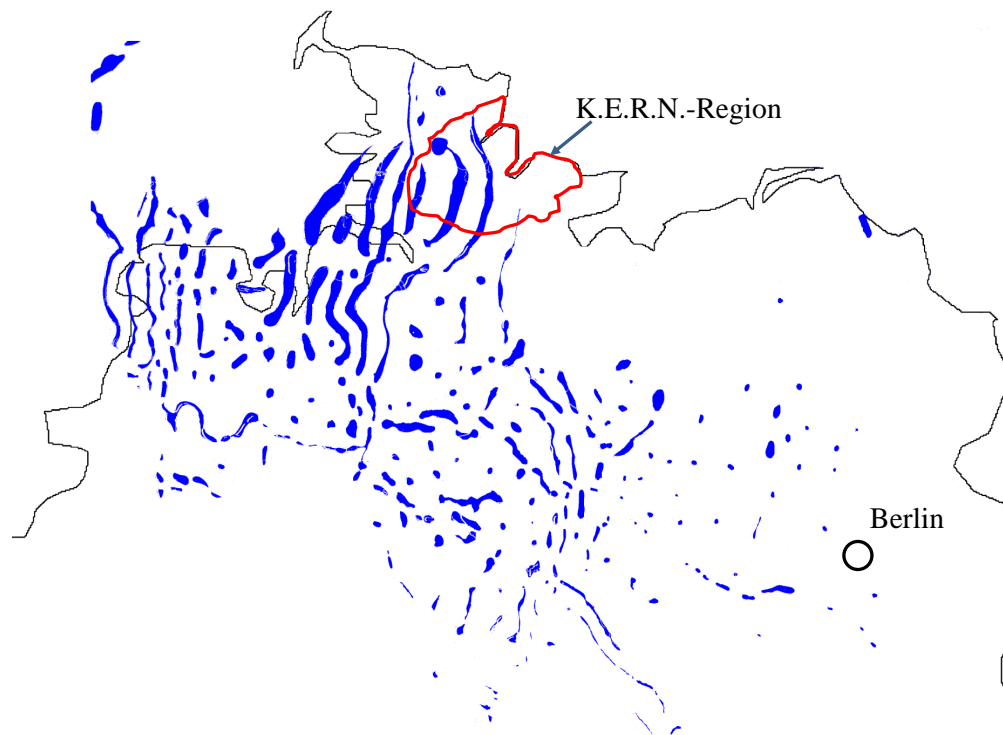


Abbildung 3.27: Salzvorkommen in Norddeutschland in Tiefen zwischen 600 und 1.800 Meter /Hartmann et al. 2012/

Die Fläche der Salzstöcke ergibt ca. 6.000 km² onshore und 1.200 km² offshore. Mit den beschriebenen Restriktionen, z.B. bzgl. des Abstands zwischen den Kavernen, können in diesen Salzstöcken 20.000 Kavernen onshore und 4.000 Kavernen offshore (jeweils mit einer Größe von 500.000 m³) ausgebaut werden. Zum Vergleich wird in /Thomsen und Liebsch-Dörschner 2007/ berechnet, dass in der K.E.R.N.-Region (Kreis Rendsburg-Eckernförde, Plön und die Städte Kiel, Neumünster; vgl. eingezeichneten Bereich in Abbildung 3.27) ein Potenzial von 700 Kavernen besteht. Die Fläche der K.E.R.N.-Region bedeckt nur einen kleinen Teil der Salzstöcke, wie in der Abbildung zu sehen ist. Eine Hochrechnung des Potenzials von Kavernen in der K.E.R.N.-Region auf die in Deutschland zur Verfügung

stehenden Salzstöcke ergibt ein Potenzial von rund 30.000 Kavernen. Da dies lediglich eine grobe Hochrechnung des Potenzials von Kavernen im Bereich der K.E.R.N.-Region ist, wird im Folgenden das anhand einer detaillierteren Berechnung (inklusive Abstandsregelung zwischen den Kavernen, etc.) ermittelte Potenzial von 24.000 Kavernen in den Salzstöcken Deutschlands (on- und offshore) verwendet.

Um die Fläche, die für den Bau von Druckluftspeichern tatsächlich zur Verfügung steht, zu ermitteln, wird die Bodenbedeckung über den Salzstrukturen berücksichtigt. Hierbei wird angenommen, dass die Kavernen senkrecht angebohrt werden und sich somit die verfügbare Fläche für die Kavernen im gleichen Maß verringert wie die Verfügbarkeit der Übertage befindliche Fläche für den Bau der Maschineneinheit. Bebaute und künstlich angelegte, nicht bebaute Flächen sowie Gewässer und Feuchtgebiete stehen für den Bau von Druckluftspeichern nicht zur Verfügung. So können 9 % der Salzvorkommen nicht für den Bau von Druckluftspeicher-kavernen genutzt werden /Corselli-Nordblad 2010/. Zusätzlich wird der Bau von Druckluftspeichern in Naturschutzgebieten aufgrund der nötigen Entsorgung der Sole bei der Aussolung der Kaverne ausgeschlossen. Die Natura 2000-Gebiete umfassen 11,2 % Deutschlands /Zisenis 2010/ und /BfN 2011/. Zusätzlich sind 31,5 % der Außenwirtschaftszone (AWZ) Natura 2000-Schutzgebiete /BfN 2010/. Das Potenzial für Kavernen in Salzgestein verringert sich bei Berücksichtigung der Konkurrenznutzung durch Bodenbedeckung und rechtliche Rahmenbedingungen auf ca. 16.000 Kavernen onshore und 2.800 Kavernen offshore.

Grundsätzlich können die Kavernen für die Speicherung von Druckluft, genauso wie Wasserstoff oder Erdgas genutzt werden. Da der Bedarf an Erdgas- und Wasserstoffspeichern schwer abschätzbar ist und hier zudem das Potenzial von Druckluftspeichern analysiert wird, wird in der folgenden Berechnung eine konkurrierende Nutzung der Kavernen für Erdgas- oder Wasserstoffspeicherung nicht berücksichtigt. Mit der volumetrischen Speicherkapazität ($2,9 \text{ kWh/m}^3$) und einem Druckspiel gemäß diabater Druckluftspeicher von ca. 20 bar /Leonhard et al. 2008/ ergibt das Potenzial an Kavernen ein Speicherkapazitätspotenzial für Druckluftspeicher in Salzkavernen von ca. 27 TWh_{el} . Wird ein erhöhtes Druckspiel von 50 bar (volumetrische Speicherkapazität $6,9 \text{ kWh/m}^3$ /Götz et al. 2011/) angenommen, dann steigt das Speicherkapazitätspotenzial auf über 63 TWh_{el} .

Potenzial von mobilen Batteriespeichern

Anfang 2011 waren etwa 44 Mio. PKWs (inklusive Fahrzeuge mit Saisonkennzeichen) in Deutschland registriert /KBA 2011/. Zusätzlich sind derzeit in Deutschland ca. 0,76 Mio. Kraftomnibusse und ca. 2,5 Mio. Lastkraftwagen angemeldet. LKWs weisen hohe Fahr-distanzen und Betriebszeiten auf und werden daher in der Potenzialberechnung nicht berücksichtigt. Ebenfalls werden Kraftomnibusse aufgrund geringer Stillstandzeiten ausgeschlossen.

Nach /Shell 2009/ wird der PKW-Bestand in den kommenden Jahren leicht ansteigen und dann auf einem Niveau von ca. 50 Mio. Fahrzeuge bestehen bleiben. Bei einer angenommenen durchschnittlichen Batteriekapazität für PKWs von 32 kWh (Reichweite von 200 km bei einem Verbrauch von 0,16 kWh/km) ergibt sich ein Potenzial für die Speicherkapazität aller PKWs von 1,6 TWh.

In der Regel können Batterien in Elektrofahrzeugen mit hohen Leistungen beladen und entladen werden (> 50 kW bei 32 kWh Kapazität der Batterie). Diese hohe Be- und Entladeleistung wird für den Antrieb über den Elektromotor und den Rekuperator über den Generator im Fahrbetrieb benötigt. Für die Aufgabe als Stromspeicher im Elektrizitätssystem wirkt der Anschluss an das Stromnetz restriktiv auf die verfügbare Leistung des Akkumulators. Es werden 2 Varianten betrachtet: der Anschluss des Elektrofahrzeugs über eine herkömmliche Haushaltssteckdose (Wechselstromanschluss) und der Anschluss über einen Drehstromanschluss. Über eine einphasige Haushaltssteckdose kann Wechselstrom mit einer Spannung von 230 V und 16 A Absicherung übertragen werden. Hierdurch kann eine Lade- und Entladeleistung von ca. 3 kW /Blank 2007/ übertragen werden. Mit einem Drehstromanschluss mit 3-Phasen Drehstrom kann bei einer Spannung von 400 V und einer Absicherung von 25 A eine Leistung von bis zu 16 kW bereitgestellt werden /SWT 2009/. Dadurch ergibt sich bei einem PKW-Bestand von 50 Mio. Fahrzeugen eine maximale Speicherleistung von 150 GW bei der Verwendung eines Haushaltsanschlusses und 800 GW bei der Verwendung eines Drehstromanschlusses.

Potenzial von Pumpspeicherwerken

Ende 2011 war eine installierte Turbinennennleistung von 6,4 GW und ein Arbeitsvermögen von 37,7 GWh an Pumpspeicherwerken in Deutschland vorhanden. Zusätzlich sind zwölf Projekte über einen geplanten Neubau oder Ausbau bestehender Pumpspeicherwerke in Deutschland bekannt (Stand Ende 2011). Die Leistung der Turbine, die mittlere Fallhöhe, das Arbeitsvermögen sowie die geplante Inbetriebnahme sind für jedes Projekt in Tabelle 3.15 aufgeführt. Werden alle Projekte realisiert, erhöht sich die in Deutschland installierte Pumpspeicherleistung um 4 GW. Dies entspricht einer Erhöhung um nahezu 70 %. Das Arbeitsvermögen wird dabei mehr als verdoppelt (es erhöht sich um 108 % auf insgesamt 78,3 GWh).

Das Potenzial für Pumpspeicher liegt allerdings deutlich darüber. Laut Bergische Universität Wuppertal wurde allein im Regierungsbezirk Arnsberg in NRW auf Grundlage von GIS Ermittlungen ohne Inanspruchnahme von Talsperren ein Potenzial von Pumpspeicherwerken in Höhe von 40 GWh ermittelt /Schlenkhoff und Heinz 2011/. Werden zusätzlich die Talsperren als Unterbecken genutzt, lassen sich weitere 80 GWh Energie speichern. Eine Hochrechnung, basierend auf dem Potenzial von Pumpspeicherwerken im Regierungsbezirk Arnsberg, ergibt ein Potenzial von ca. 2 TWh Pumpspeicherkapazität für Deutschland/Hartmann et al. 2012/.

Tabelle 3.15: Neu- und Ausbauprojekte von Pumpspeicherwerken /Hartmann et al. 2012/

	Bundes- land	Turbinen- leistung [MW]	Mittlere Fallhöhe [m]	Arbeits- vermögen [MWh]	geplante Inbetriebnahme [Jahr]
Atdorf	BW	1400	rd. 600	13.000	2019
Blautal	BW	60	170	370	-
Einöden	BY	100-200	370	900-1.600	2019
Forbach Ausbau	BW	24	364	519	-
Forbach Neubau	BW	200	320	1.428	-
Halde Sundern	NRW	15	50	74	-
Heimbach	RP	300-600	550	8.183	2019
Nethe	NRW	390	223	2.323	2019
Riedl	BY	300	350	3.732	2018
Rur	NRW	640	240	4.523	2019
Stadtwerke Trier	RP	300	300	4.464	2017
Waldeck II+	HE	300	331	369	2016

Vergleich der Potenziale der Speichertechnologien in Deutschland

Zusammenfassend sind in Abbildung 3.28 die Potenziale der Speichertechnologien einander gegenübergestellt. Zu beachten ist hierbei, dass die Potenziale der einzelnen Technologien auf unterschiedlichen Annahmen beruhen. Das deutschlandweite Potenzial für Pumpspeicherwerke basiert auf einer Hochrechnung des Potenzials im Regierungsbezirk Arnberg auf ganz Deutschland. Das Potenzial für Druckluftspeicher ist für Druckluftspeicher mit Kavernen in Salzgestein angegeben. Durch die Nutzung anderer Gesteinsformationen wie z.B. Aquifere ließe sich das Potenzial deutlich erhöhen. Auch können ausgeförderte Bergwerke oder Erdgas- und Erdöllagerstätten verwendet werden. Das Speicherpotenzial der mobilen Batteriespeicher basiert dagegen darauf, dass alle PKWs in Deutschland (ca. 50 Mio. Fahrzeuge) elektrifiziert werden und als Speicher im Elektrizitätssystem genutzt werden können.

Zusammenfassend ergibt sich für die betrachteten Druckluftspeichertechnologien mit ca. 27 TWh (Speicherkapazität von rund 63 TWh möglich durch Erhöhung des Druckspiels von 20 auf 50 bar) das größte Potenzial. Für Pumpspeicherwerke ergibt sich ein deutlich geringeres Potenzial von ca. 2 TWh in Deutschland. Das Potenzial der mobilen Batteriespeicher ist mit ca. 1,6 TWh am niedrigsten, wobei hier die Annahme getroffen wurde, dass alle PKWs in Deutschland auf Elektrofahrzeuge umgestellt wurden.

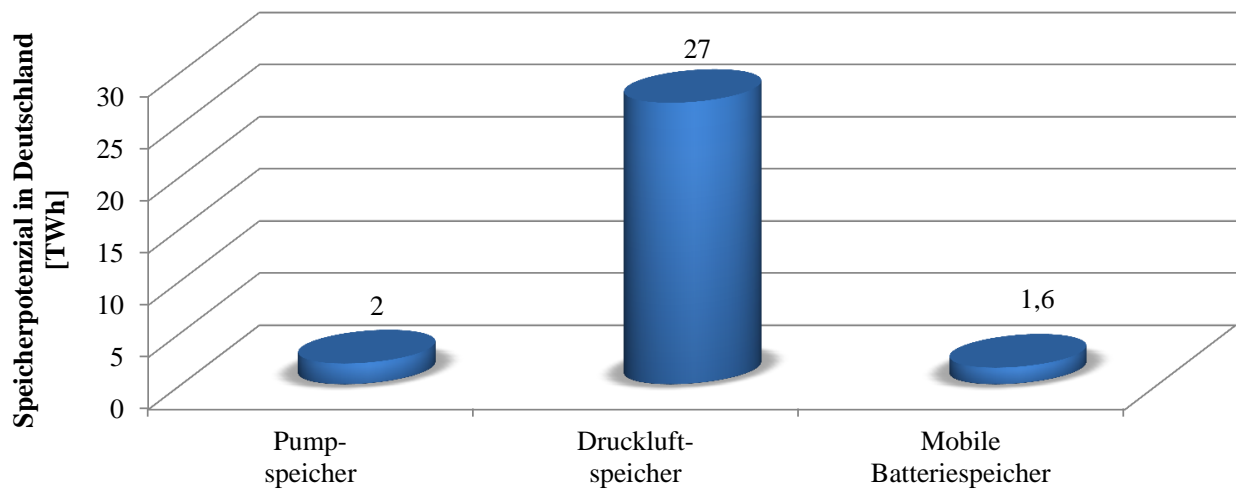


Abbildung 3.28: Potenziale von Pumpspeichern (basierend auf dem Potenzial im Regierungsbezirk Arnberg), Druckluftspeichern (in Salzkavernen; Druckspiel von 20 bar) und mobilen Batteriespeichern (Elektrifizierung aller PKWs) in Deutschland

Es lässt sich allerdings festhalten, dass insgesamt ein sehr großes Speicherpotenzial in Deutschland vorhanden ist. Zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien werden in verschiedenen Studien Speicherkapazitäten zwischen 1 TWh /SRU 2011/, /Klaus et al. 2010/ und ca. 20 bis 40 TWh /FVEE 2010/, /Nitsch et al. 2010/ angesetzt. Daher kann davon ausgegangen werden, dass das Speicherpotenzial in Deutschland ausreichend ist, um die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands zu unterstützen. Die Auswirkungen des Einsatzes von Stromspeichern, zur Integration von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in das Elektrizitätssystem Deutschlands, auf die Systemkosten sowie den Betrieb der Speichertechnologien wird im folgenden Kapitel anhand einer systemischen Analyse und Bewertung mit Hilfe eines Optimierungsmodell der Einsatzplanung untersucht.

4 Systemische Bewertung des Einsatzes von Speichertechnologien zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands

Im folgenden Kapitel wird mit Hilfe eines Optimierungsmodells der Einsatzplanung eines Kraftwerkportfolios die Bedeutung verschiedener Speichertechnologien bei sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (50 %, 80 % und 100 %) analysiert. Zunächst wird die Modellierung der Speichertechnologien im Optimierungsmodell „Joint Market Model“ in Kapitel 4.1 vorgestellt. Im Unterschied zu der detaillierten Speichersimulation im vorangegangenen Kapitel werden aufgrund der hohen Komplexität des Modells und dem damit verbundenen Rechenaufwand nur die wesentlichen Charakteristika der Speicher modelliert. Die betrachteten Szenarien, die energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen sowie die Parametrisierung der Speichertechnologien für die darauf folgenden Anwendungen werden anschließend in Kapitel 4.2 beschrieben. Die Ergebnisse des Einsatzes der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien werden darauf folgend in Kapitel 4.3 erläutert. Zum Schluss folgt eine Zusammenfassung der systemischen Analyse und Bewertung (Kapitel 4.4).

4.1 Beschreibung des linearen Optimierungsmodells

Im Folgenden wird die Modellierung der verschiedenen Speichertechnologien in einem linearen Optimierungsmodell der Einsatzplanung eines Kraftwerk- und Speicherportfolios (Joint Market Model, siehe zum Beispiel /Barth et al. 2006/, /Meibom et al. 2010/) vorgestellt und die Berechnungsgrundlage beschrieben. Mit Hilfe des Optimierungsmodells werden der Systembetrieb und die Systembetriebskosten ermittelt. Die Kapitalkosten und fixen Betriebskosten werden für den Kraftwerkpark nachträglich zugerechnet.

Das Joint Market Model berechnet für ein exemplarisches Kalenderjahr (exogene Vorgabe der Elektrizitätsnachfrage) den kostenoptimalen Einsatz eines gegebenen Kraftwerk- und Speicherportfolios. Die Ableitung des Systembetriebs erfolgt in stündlicher Auflösung unter Berücksichtigung des Day-ahead-Markts, des Intraday-Markts und der Märkte für Regelenergie. Ein wesentlicher Aspekt des Modells ist die Optimierung mittels rollierender Planung /Buchanan et al. 2001/. Hierdurch werden der heutige zeitliche Ablauf des Elektrizitätshandels am Day-ahead-Markt (mit einem Planungs- und Optimierungszeitraum von 36 Stunden) und nachfolgende Anpassungen des Handelsergebnisses am Intraday-Markt beschrieben. Die Planungs- und Optimierungsperioden werden aneinandergereiht, um den Betrieb eines Kraftwerk- und Speicherportfolios für ein ganzes Kalenderjahr zu optimieren. Jeweils nachfolgende Planungsperioden beachten hierbei durch intertemporale Restriktionen den Betrieb vorheriger Planungsperioden.

In der Zielfunktion des linearen Optimierungsmodells werden die variablen Systembetriebskosten unter Berücksichtigung technischer Restriktionen (maximale und minimale Leistungen der Kraftwerke und Speicher, maximale und minimale Kapazität der Speicher, intertemporale Restriktionen des Betriebs wie zum Beispiel Anfahrzeiten und Mindeststillstandzeiten, etc.) minimiert. In die Zielfunktion gehen die Komponenten Brennstoffkosten, sonstige variable Betriebs- und Wartungskosten, Anfahrkosten und Kosten für die Nutzung von CO₂-Emissionszertifikaten ein.

Für einen optimalen Kraftwerk- und Speichereinsatz ist die Deckung der Elektrizitätsnachfrage als zwingend erforderliche Bedingung im Modell definiert. Wird die Elektrizitätsnachfrage in jeder Stunde (8.760 Stunden) eines Kalenderjahres gedeckt, ist die Versorgungssicherheit gegeben. Im Folgenden werden zunächst die speicherspezifischen Gleichungen der Pumpspeicher, Druckluftspeicher und mobilen Batteriespeicher und im Anschluss daran die speichertypenspezifischen Gleichungen erläutert.

Pumpspeicher

Pumpspeicher nutzen die potenzielle Energiedifferenz von Wasser auf unterschiedlichen Höhen zur Energiespeicherung. Beim Ladevorgang wird das Wasser vom Unterbecken mittels einer Pumpe in ein Oberbecken gepumpt. In diesem erfolgt die Speicherung nahezu verlustfrei. Beim Entladen wird das Wasser aus dem Oberbecken durch Turbinen geführt, die die potentielle Energie in elektrischen Strom umwandeln.

In Gleichung 4.1 wird der Speicherfüllstand $VS_{i,t}^{PS}$, d.h. die gespeicherte Energie [in MWh], der Pumpspeicher der Einheit i in der Stunde t berechnet (Bilanzgleichung). Der Speicherfüllstand wird durch den Speicherfüllstand der vorherigen Stunde $VS_{i,t-1}^{PS}$ mit der in einer Stunde erfolgten Beladung des Pumpspeichers $WL_{i,t}^{PS}$ [in MWh] und Entladung $WE_{i,t}^{PS}$ [in MWh] berechnet. Die in einer Stunde erfolgte Beladung des Speichers wird durch Multiplikation mit dem Beladewirkungsgrad (Pumpwirkungsgrad) verringert. Dagegen muss aufgrund des Entladewirkungsgrades (Turbinenwirkungsgrad) mehr gespeicherte Energie eingesetzt werden, um eine bestimmte Elektrizitätsnachfrage durch das Pumpspeicherwerk zu decken. Daher wird die Entladung des Speichers in einer Stunde mit dem Kehrwert des Entladewirkungsgrades multipliziert.

$$VS_{i,t}^{PS} = VS_{i,t-1}^{PS} + \eta_i^{PS, Beladen} \cdot WL_{i,t}^{PS} - \frac{1}{\eta_i^{PS, Entladen}} \cdot WE_{i,t}^{PS} \quad (4.1)$$

Der Speicherwirkungsgrad η_i^{PS} ergibt sich durch das Produkt des Be- und Entladewirkungsgrades. Der Speicherfüllstand wird dabei durch die Speicherkapazität VS_i^{Kap} begrenzt (Gleichung 4.2).

$$VS_i^{Kap} \geq VS_{i,t}^{PS} \geq 0 \quad (4.2)$$

Druckluftspeicher (CAES)

Druckluftspeicher komprimieren während des Ladevorgangs Umgebungsluft, die anschließend in einer Kaverne gespeichert wird. Beim Entladen wird die Druckluft in einer Turbine entspannt, welche zur Elektrizitätseinspeisung einen Generator antreibt. Es wird dabei zwischen diabaten und adiabaten Druckluftspeichern unterschieden (Abbildung 4.1). Bei diabaten Druckluftspeichern wird in der Turbine Erdgas zugeführt, um hohe

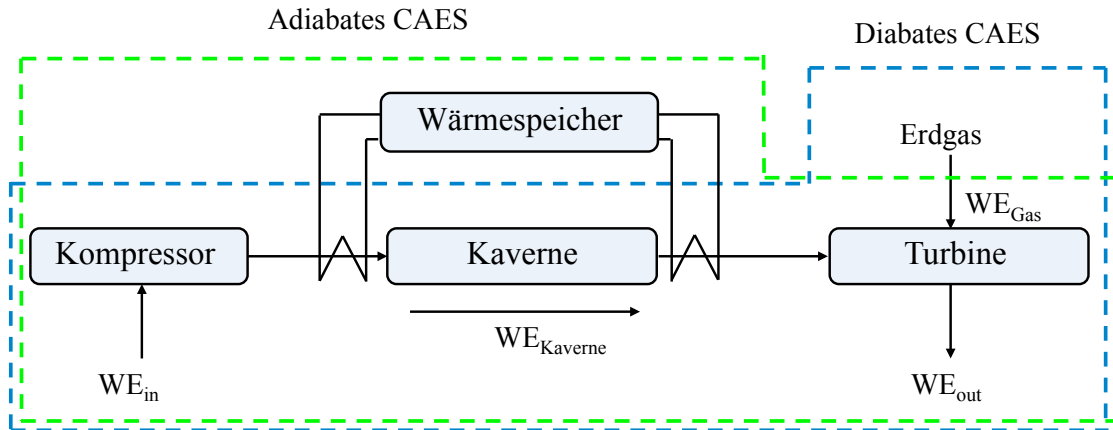


Abbildung 4.1: Prinzipskizze der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher

Temperaturen am Turbineneintritt zu erreichen sowie den Luftstrom am Turbinenausritt über der Vereisungsgrenze zu halten (vgl. Kapitel 3.1.4.2). Beim adiabaten Druckluftspeicher (vgl. Kapitel 3.1.4.1) wird die im Verdichtungsprozess entstehende Wärme in einem Wärmespeicher zwischengespeichert und zur Erhitzung der Druckluft vor dem Turbineneintritt genutzt (Abbildung 4.1). Es kann somit auf den Einsatz von Erdgas verzichtet werden. Zur Berechnung des Speicherfüllstands wird der Beladewirkungsgrad $\eta_i^{dCAES_komp}$ gemäß Gleichung 4.3 aus der Differenz der vom Kompressor abgegebenen Energie $WE_{Kaverne}$ zur im Kompressorbetrieb eingesetzten Energie WE_{in} definiert.

$$\eta_i^{dCAES_komp} = \frac{WE_{Kaverne}}{WE_{in}} \quad (4.3)$$

Zusätzlich wird der Turbinenwirkungsgrad aufgeteilt nach der Turbinenarbeitszahl der Druckluft (Verhältnis von der Turbine abgegebener Energiemenge WE_{out} zur im Turbinenbetrieb eingesetzter Energiemenge der Druckluft $WE_{Kaverne}$; Gleichung 4.4) und der Turbinenarbeitszahl des Gases (Verhältnis von der Turbine abgegebener Energiemenge zur im Turbinenbetrieb eingesetzter Energiemenge des Erdgases WE_{Gas} ; Gleichung 4.5) bestimmt (vgl. dazu Abbildung 4.1). Der Zusammenhang zwischen $\beta_i^{dCAES_Turb_Luft}$ und $\beta_i^{dCAES_Turb_Gas}$ sowie die Berechnung des Speicherwirkungsgrad η_i^{dCAES} ist in Gleichung 4.6 dargestellt.

$$\beta_i^{dCAES_Turb_Luft} = \frac{WE_{out}}{WE_{Kaverne}} \quad (4.4)$$

$$\beta_i^{dCAES_Turb_Gas} = \frac{WE_{out}}{WE_{Gas}} \quad (4.5)$$

$$\eta_i^{dCAES} = \frac{WE_{out}}{WE_{Gas} + WE_{in}} = \frac{1}{\frac{1}{\beta_i^{dCAES_Turb_Gas}} + \frac{1}{\beta_i^{dCAES_Turb_Luft} \cdot \eta_i^{dCAES_komp}}} \quad (4.6)$$

Mit Hilfe der Turbinenarbeitszahl des Gases $\beta_i^{dCAES_Turb_Gas}$ wird der Erdgaseinsatz für die eingespeiste Energiemenge des diabaten Druckluftspeichers ermittelt. Die Bilanzgleichung zur Berechnung des Speicherfüllstands eines diabaten Druckluftspeichers $VS_{i,t}^{dCAES}$ ist in Gleichung 4.7 dargestellt.

$$VS_{i,t}^{dCAES} = VS_{i,t-1}^{dCAES} + \eta_i^{dCAES_komp} \cdot WL_{i,t}^{dCAES} - \frac{1}{\eta_i^{dCAES_Turb_Luft}} \cdot WE_{i,t}^{dCAES} \quad (4.7)$$

Adiabate Druckluftspeicher (aCAES) benötigen keinen Erdgaseinsatz beim Entspannen der komprimierten Luft und können daher wie Pumpspeicher beschrieben werden (vgl. Gleichung 4.1). Ebenfalls wird der Speicherfüllstand diabater und adiabater Druckluftspeicher wie bei Pumpspeichern (vgl. Gleichung 4.2) auf die Speicherkapazität begrenzt.

Mobile Batteriespeicher

In Abbildung 4.2 ist der prinzipielle Aufbau von mobilen Batteriespeichern dargestellt. Die gespeicherte Energie kann dabei zum einen für den Antrieb des Elektrofahrzeugs WE_{Fahren} verwendet oder in das Elektrizitätsnetz zurückgespeist werden (WE_{out}). Fahrzeuge sind

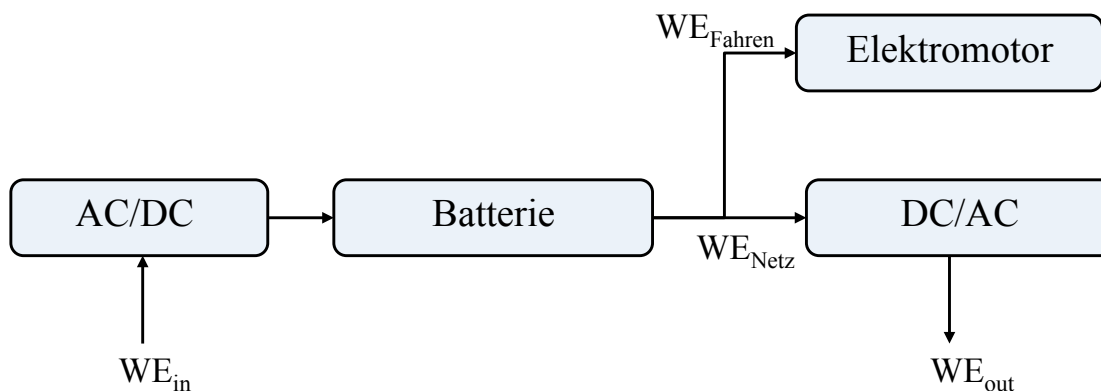


Abbildung 4.2: Prinzipskizze der mobilen Batteriespeicher

nicht konstant an das Stromnetz angeschlossen, daher variiert die verfügbare Kapazität der mobilen Batteriespeicher. Zusätzlich verringert sich der Speicherfüllstand der zur Verfügung stehenden Speicherkapazität durch die Wegstrecke, die Fahrzeuge im Tagesablauf zurücklegen. Die Änderung des Speicherfüllstands aufgrund des Fahrbetriebs $\Delta VS_{i,t}^{PLUGIN,Fahren}$ bestimmt sich nach /Hartmann und Özdemir 2011/ durch den:

- Speicherfüllstand von startenden Fahrzeugen und Fahrzeugen, die unterwegs sind (Multiplikation der Anzahl der Fahrzeuge N^{PLUGIN} mit deren Kapazität K^{PLUGIN} und dem Anteil der startenden Fahrzeuge $FS_{i,t}^{Start}$ bzw. Anteil der Fahrzeuge, die unterwegs sind $FS_{i,t}^{Trip}$) und dem
- Speicherfüllstand $VS_{i,t}^{PLUGIN,Back}$ von zurückkommenden Fahrzeugen (vgl. Gleichung 4.8)

$$\Delta VS_{i,t}^{PLUGIN,Fahren} = VS_{i,t}^{PLUGIN,Back} - N^{PLUGIN} \cdot K^{PLUGIN} \cdot (FS_{i,t}^{Start} + FS_{i,t}^{Trip}) \quad (4.8)$$

Startende Fahrzeuge sind dabei vollständig geladen. Zusätzlich wird die zur Verfügung stehende Speicherkapazität $VS_{i,t}^{PLUGIN}$ durch das Produkt der Kapazität der Fahrzeuge $VS_i^{Kap,PLUGIN}$ mit dem Anteil der stehenden Fahrzeuge $((1 - FS_{i,t}^{Start} - FS_{i,t}^{Trip} + FS_{i,t}^{Back}))$ begrenzt (vgl. Gleichung 4.9).

$$VS_{i,t}^{PLUGIN} \leq VS_i^{Kap,PLUGIN} \cdot (1 - FS_{i,t}^{Start} - FS_{i,t}^{Trip} + FS_{i,t}^{Back}) \quad (4.9)$$

Die Änderung des Speicherfüllstands aufgrund des Fahrbetriebs $\Delta VS_{i,t}^{PLUGIN,Fahren}$ wird zu der in einer Stunde erfolgten Beladung $WL_{i,t}^{PLUGIN}$ und Entladung $WE_{i,t}^{PLUGIN}$ der mobilen Batteriespeicher sowie dem Speicherfüllstand der vorherigen Stunde $VS_{i,t-1}^{PLUGIN}$ addiert, um den Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher $VS_{i,t}^{PLUGIN}$ zu erhalten (gemäß der Bilanzgleichung der Elektrofahrzeuge in Gleichung 4.10).

$$VS_{i,t}^{PLUGIN} = VS_{i,t-1}^{PLUGIN} + \eta_i^{PLUGIN,Beladen} \cdot WL_{i,t}^{PLUGIN} - \frac{1}{\eta_i^{PLUGIN,Entladen}} \cdot WE_{i,t}^{PLUGIN} + \Delta VS_{i,t}^{PLUGIN,Fahren} \quad (4.10)$$

Für das Laden der Fahrzeuge werden zwei Varianten unterschieden. Zum einen kann ein ungesteuertes Laden der Fahrzeuge eingesetzt werden, bei dem die zurückkommenden Fahrzeuge direkt nach Anschluss an das Stromnetz vollständig geladen werden (vgl. Gleichung 4.11). Die stündliche Elektrizitätsnachfrage DE_t^{Elek} wird dabei um den Speicherfüllstandsverlust durch die zum Fahren eingesetzte Energie $WE_{i,t}^{PLUGIN,Fahren}$ der Fahrzeuge erhöht, um die gesamte Elektrizitätsnachfrage DE_t zu erhalten (Gleichung 4.12).

$$\text{Ungesteuertes Laden: } VS_{i,t}^{PLUGIN,Back} = FS_{i,t}^{Back} \cdot N^{PLUGIN} \cdot K^{PLUGIN} \quad (4.11)$$

$$DE_t = DE_t^{Elek} + \sum_i WE_{i,t}^{PLUGIN,Fahren} \quad (4.12)$$

Die zweite Möglichkeit beschreibt ein gesteuertes Laden. Hierbei kann die zum Fahrbetrieb benötigte Energie variabel zwischen dem Zeitpunkt der Rückkehr eines Fahrzeugs und dem Zeitpunkt, an dem das Fahrzeug startet geladen werden kann. Hierfür werden die zurückkommenden Fahrzeuge mit dem durch den Fahrbetrieb verminderten

Speicherfüllstand $VS_{i,t}^{PLUGIN,Back}$ (Gleichung 4.13) in die Bilanzgleichung eingerechnet. Der verminderte Speicherfüllstand berechnet sich aus dem Produkt des Anteils der zurückkommenden Fahrzeuge $FS_{i,t}^{Back}$ mit der Anzahl der Fahrzeuge N^{PLUGIN} sowie der Differenz aus der Kapazität der Fahrzeuge K^{PLUGIN} und der zum Fahren eingesetzten Energie der Fahrzeuge $WE_{i,t}^{PLUGIN,Fahren}$. Zusätzlich wird über Gleichung 4.14 sichergestellt, dass den Fahrzeugen zum Startzeitpunkt ausreichend Energie zur Verfügung steht, indem der Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher $VS_{i,t}^{PLUGIN}$ größer gleich dem Produkt aus der Anzahl und der Kapazität der Fahrzeuge sowie dem Anteil der startenden Fahrzeuge ist. Die gesamte stündliche Elektrizitätsnachfrage DE_t entspricht dabei der Elektrizitätsnachfrage DE_t^{Elek} (Gleichung 4.15).

$$\text{Gesteuertes Laden: } VS_{i,t}^{PLUGIN,Back} = FS_{i,t}^{Back} \cdot N^{PLUGIN} \cdot (K^{PLUGIN} - WE_{i,t}^{PLUGIN,Fahren}) \quad (4.13)$$

$$VS_{i,t}^{PLUGIN} \geq N^{PLUGIN} \cdot K^{PLUGIN} \cdot FS_{i,t}^{Start} \quad (4.14)$$

$$DE_t = DE_t^{Elek} \quad (4.15)$$

Speichertypunabhängige Gleichungen

Die folgenden Gleichungen sind für alle Speichertechnologien (STO) relevant. Mit Gleichung 4.16 wird der Speicherinhalt $VS_{i,t}^{STO}$ abzüglich der in der Stunde vorgehaltenen positiven Regelenergie (stehend $WL_{i,t}^{NONSPIN+}$ sowie drehend $WL_{i,t}^{SPIN+}$) größer gleich der minimal verfügbaren Kapazität $VS_i^{Kap,min}$ gesetzt.

$$VS_{i,t}^{STO} - WL_{i,t}^{SPIN+} - WL_{i,t}^{NONSPIN+} \geq VS_i^{Kap,min} \quad (4.16)$$

Moderne Pumpspeicher /Kopswerk 2011/ können im hydraulischen Kurzschluss betrieben werden. Für bestehende Pumpspeicher ist ein erheblicher Aufwand erforderlich, um diese für den Betrieb im hydraulischen Kurzschluss umzurüsten. In Pumpspeicherwerken, in denen Pumpturbinen eingesetzt werden, ist bei einem doppelten Maschinensatz eine maximale Leistung des hydraulischen Kurzschlusses von 50 % der Turbinen- und Pumpleistung möglich. Druckluftspeicher erlauben durch die mögliche Anordnung der Kompressoren und Turbinen auf unterschiedlichen Wellen ebenfalls einen Mischbetrieb. Daher wurde über die Hilfsvariable $HS_{i,t}^{STO}$ die Beladeleistung $WL_{i,t}^{STO}$ in Abhängigkeit der Entladeleistung $WE_{i,t}^{STO}$ einer Einheit beschrieben (vgl. Gleichung 4.17 und 4.18). Hierbei wurde die Summe der Be- und Entladeleistung einer Einheit in einem Zeitschritt kleiner gleich der maximal verfügbaren Beladeleistung WL_i^{max} bzw. Entladeleistung WE_i^{max} der Speicher (inklusive deren Verfügbarkeit F_i^{Tech}) und der Hilfsvariablen $HS_{i,t}^{STO}$ gesetzt. Diese

Vereinfachung beschreibt somit die Möglichkeit des Mischbetriebs bzw. des hydraulischen Kurzschlusses für ein gleichzeitiges Be- und Entladen mit einer Leistung von 50 %. Die Hilfsvariable $HS_{i,t}^{STO}$ kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen.

$$\dot{W}L_{i,t}^{STO} \leq (1 - HS_{i,t}^{STO}) \cdot \dot{W}L_i^{max} \cdot F_i^{Tech} \quad (4.17)$$

$$\dot{W}E_{i,t}^{STO} \leq HS_{i,t}^{STO} \cdot \dot{W}E_i^{max} \cdot F_i^{Tech} \quad (4.18)$$

Zur Vermeidung des Mischbetriebs bzw. des hydraulischen Kurzschlusses bei der Modellabbildung muss $HS_{i,t}^{STO}$ als Binärvariable definiert werden, die zu einer gemischt-ganzzahligen Programmierung führt.

Berechnungsgrundlagen

Der den Berechnungen zugrunde liegende Kraftwerkpark wurde anhand eines linearen Optimierungsmodells der Kraftwerk- und Speicherinvestitionen „Elektrizitätsmarktmodell - European Electricity Market Model (E2M2)“ ermittelt (Modellbeschreibung in /Sun et al. 2008/ und /Sun und Ellersdorfer 2009/). Hierbei wurden die Investitionen in einen Kraftwerkpark sowie die benötigte Speicherleistung ermittelt. Die Speicherkapazität zur vollständigen Integration der erneuerbaren Energien wurde anhand einer stündlichen heuristischen Analyse der Residuallast für einen Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch berechnet. Zur Bestimmung des Kraftwerk-parks wurden dem Modell keine Restriktionen bzgl. eines bestehenden Kraftwerk-parks vorgegeben. Hierdurch entstand ein optimales exemplarisches Kraftwerk- und Speicherportfolio. Lediglich der Bestand an Pumpspeicherwerken sowie derzeitige Neubauprojekte wurden aufgrund der hohen technischen Nutzungsdauer von Pumpspeichern (vgl. Kapitel 3.1.5) als Bestand angenommen. Der Investitionsaufwand der Kraftwerke, der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und der Speichertechnologien wird mit Hilfe der Annuitätenmethode mit einbezogen.

4.2 Definition der Szenarien und energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

Im Folgenden werden zunächst die in dieser Arbeit analysierten Szenarien vorgestellt. Danach werden die wesentlichen energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen sowie die für die Berechnung notwendigen Parameter der konventionellen und der auf erneuerbaren Energien beruhenden Kraftwerke sowie der Speicher erläutert.

Für die Anteile erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von

- 50 % (50EE),
- 80 % (80EE) und
- 100 % (100EE)

werden der Einsatz und die Bedeutung von Speichern zur Integration dieser Anteile in das Elektrizitätssystem Deutschlands untersucht. Für die Anteile erneuerbarer Energien werden verschiedene Annahmen variiert und daraus die einzelnen Szenarien gebildet. Eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien („Basis“ Szenario) wird der Integration inklusive Curtailment - Abschalten von Windenergie- und Photovoltaikanlagen aus ökonomischen Gründen - („Curtail“ Szenario) vergleichend gegenüber gestellt. Weiter wird eine unterschiedliche Beladestrategie der Elektrofahrzeuge analysiert. Eine gesteuerte Beladestrategie ist im „Basis“ Szenario und im Vergleich dazu eine ungesteuerte Beladestrategie im „Basis{ungest}“ Szenario angenommen. Zudem wird ein Jahr mit geringem Wind- und Solarenergiedargebot für eine vollständige Integration („Dargebot“ Szenario) und für eine Integration inklusive Curtailment („Curtail&Dargebot“ Szenario) untersucht. Die folgende Aufzählung beschreibt die verschiedenen Szenarien. Die Szenarien und die Variationen, die in den Szenarien berücksichtigt werden, sind zudem in Tabelle 4.1 bis Tabelle 4.3 zusammengefasst.

1. **„Basis“ Szenario - Vollständige Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien:** In den Basis Szenarien wird eine vollständige Aufnahme des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms in das Netz vorausgesetzt. Ein „Curtailment“ (Verzicht auf eine vollständige Integration der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen) ist nicht möglich. Für Solar und Wind wird eine Ganglinie mit durchschnittlichem jährlichem Energiedargebot verwendet. Zudem wird eine gesteuerte Beladestrategie der Elektrofahrzeuge eingesetzt. In der gesteuerten Beladestrategie kann der Ladezeitpunkt der Elektrofahrzeuge zwischen dem Zeitpunkt, an dem die Fahrzeuge mit dem Stromnetz verbunden werden, und dem Startzeitpunkt der nächsten Fahrt frei gewählt werden.
2. **„Curtail“ Szenario - Integration der erneuerbaren Energien - „Curtailment“ aus ökonomischen Gründen möglich:** In diesem Szenario kann die Aufnahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reduziert werden. Die Entscheidung über ein Curtailment erfolgt anhand der heutigen Preisbildung (anhand kurzfristiger Grenzkosten). Führt ein Curtailment zu geringeren Systembetriebskosten als eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien, wird die Stromeinspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen verringert. Die Stromeinspeisung kann dabei vollständig (bis auf 0 GW) reduziert werden. Dabei ist dem System ausschließlich der Verzicht der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit fluktuierendem Dargebot (Windenergie- und Photovoltaikanlagen) ermöglicht. Zudem werden die Speicherleistung und -kapazität in verschiedenen Szenarien herabgesetzt und die Auswirkung auf die Systemkosten analysiert. Die Annahmen bezüglich der Beladestrategie der Elektrofahrzeuge und dem Dargebot der erneuerbaren Energien bleiben wie im „Basis“ Szenario.

3. **„Basis{ungest}“ Szenario - Beladestrategie für die mobilen Batteriespeicher:** In den „Basis{ungest}“ Szenarien wird eine ungesteuerte Beladestrategie der Elektrofahrzeuge vorausgesetzt. Dies bedeutet, dass die Elektrofahrzeuge direkt nach der Ankunft von einer Fahrt und Anschluss an das Netz vollständig geladen werden. Die weiteren Annahmen bleiben in diesem Szenario gleich denen des „Basis“ Szenarios.
4. **„Dargebot“ Szenario - Verändertes Wind- und Solarenergiedargebot:** In diesen Szenarien wird ein Jahr mit um 15 % verringertem Wind- und Solarenergiedargebot angenommen. Hierdurch soll die Versorgungssicherheit für den Fall eines Jahres mit geringem Ertrag der fluktuierenden erneuerbaren Energien analysiert werden. In diesem Szenario wird ebenfalls eine gesteuerte Beladestrategie der mobilen Batteriespeicher vorausgesetzt und eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien angenommen.
5. **„Curtail&Dargebot“ Szenario:** In diesem Szenario ist ein Curtailment möglich und es wird ein Jahr mit um 15 % verringertem Wind- und Solarenergiedargebot angenommen. Die restlichen Annahmen bleiben wir im „Dargebot“ Szenario.

Tabelle 4.1: Szenarien und Variationen für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien

	Var. 1 Beladestrategie der EVs		Var. 2 Integration der EE		Var. 3 jährl. EE Dargebot	
	unge- steuert	ge- steuert	voll- ständig	Curtailment	∅	ver- ringert
„50EE-Basis“		X	X		X	
„50EE-Curtail“		X		X	X	
„50EE-Basis{ungest}“	X		X		X	
„50EE-Dargebot“		X	X			X
„50EE-Curtail&Dargebot“		X		X		X

Tabelle 4.2: Szenarien und Variationen für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

	Var. 1 Beladestrategie der EVs		Var. 2 Integration der EE		Var. 3 jährl. EE Dargebot	
	unge- steuert	ge- steuert	voll- ständig	Curtailement	∅	ver- ringert
„80EE-Basis“		X	X		X	
„80EE-Curtail“		X		X	X	
„80EE-Basis{ungest}“	X		X		X	
„80EE-Dargebot“		X	X			X
„80EE-Curtail&Dargebot“		X		X		X

Tabelle 4.3: Szenarien und Variationen für 100 % erneuerbare Energien

	Var. 1 Beladestrategie der EVs		Var. 2 Integration der EE		Var. 3 jährl. EE Dargebot	
	unge- steuert	ge- steuert	voll- ständig	Curtailement	∅	ver- ringert
„100EE-Basis“		X	X		X	
„100EE-Curtail“		X		X	X	
„100EE-Basis{ungest}“	X		X		X	
„100EE-Curtail“		X	X			X
„100EE-Curtail&Dargebot“		X		X		X

4.2.1 Allgemeingültige Rahmenannahmen

Bevor in den nächsten Kapiteln die für die Berechnung wesentlichen Parameter der konventionellen Kraftwerke, erneuerbaren Energien und Speicher beschrieben werden, werden die für alle Szenarien geltenden Rahmenannahmen dargestellt.

Der regionale Betrachtungsraum ist Deutschland. Innerdeutsche Netzengpässe werden nicht berücksichtigt. Außerdem wird ein Elektrizitätsaustausch mit dem europäischen Ausland ausgeschlossen.

Die jährliche Elektrizitätsnachfrage wird mit 550 TWh/a angenommen (Grundlage der Nachfrageganglinie ist das Jahr 2006). Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge (vgl. Kapitel 4.1 und 4.2.6) in der jährlichen Elektrizitätsnachfrage berücksichtigt ist. Zum Vergleich wird in der Dena-Studie zur Entwicklung der Kraftwerk- und Netzplanung in Deutschland /Kohler 2008/ eine Entwicklung der

Stromnachfrage in Deutschland in drei Prognosen unterteilt. „Steigende Stromnachfrage“ erreicht einen Wert bis zum Jahr 2030 von 665 TWh/a, „Konstante Stromnachfrage“ 610 TWh/a und „Energieprogramm Bundesregierung“ 550 TWh/a. In der Leitstudie 2010 werden verschiedene Szenarien mit einem Bruttostromverbrauch zwischen 450 und 640 TWh/a untersucht /Nitsch et al. 2010/. Das hierbei verwendete Referenzszenario weist eine Verringerung des Bruttostromverbrauchs bis zum Jahr 2030 auf 550 TWh/a auf und bleibt dann konstant. In der Leitstudie 2011 /Nitsch et al. 2012/ wird das Szenario mit stark sinkendem Bruttostromverbrauch (mit 450 TWh/a im Jahr 2050) nicht weiter verfolgt, die anderen Szenarien weisen Bruttostromverbräuche in der Größenordnung von denen der Leitstudie 2010 auf. In /SRU 2011/ werden Kalkulationen zur Entwicklung des Stromverbrauchs aus einer Reihe von Studien zusammengefasst. Bis zum Jahr 2050 liegt die Entwicklung der Stromnachfrage für einen Großteil der betrachteten Studien zwischen 420 und 600 TWh/a. In der Studie vom Bundesumweltamt „Energieziel 2050“ wird davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf 506 TWh/a sinkt /Klaus et al. 2010/.

Es wird weiter angenommen, dass die CO₂-Zertifikatspreise ansteigen und einen Wert von 50 €₂₀₀₇/t CO₂ erreichen. Dieser ist vergleichbar mit dem CO₂-Zertifikatspreis der Studie der Prognos AG /Ziesing 2009/. In /Nitsch et al. 2010/ wird zwischen drei Preispfaden für CO₂-Zertifikatspreise unterschieden, die eine Entwicklung bis zum Jahr 2050 auf 29, 47 und 73 €₂₀₀₇/t CO₂ prognostizieren. Die CO₂-Emissionen von Erdgas werden mit 56,9 kg/GJ und für Steinkohle mit 95 kg/GJ angesetzt und liegen damit in vergleichbaren Größenordnungen zu Literaturangaben (vgl. z.B. /Groscurth und Bode 2009/).

Die positive Sekundär- und Minutenreserve beläuft sich insgesamt auf 4.470 MW. Die negative Sekundär- und Minutenreserve beläuft sich auf 3.320 MW. Die Werte wurden durch Berechnung des optimalen exemplarischen Kraftwerk- und Speicherparks anhand des linearen Optimierungsmodells der Kraftwerk- und Speicherinvestitionen (E2M2) ermittelt und in diesen Berechnungen übernommen. Hierbei wird angenommen, dass eine Verbesserung der Prognosegüte der Wind- und Solarenergie den Bedarf an zusätzlicher Regelleistung durch den Ausbau der Nutzungssysteme fluktuierender erneuerbarer Energien ausgleicht (vgl. dazu /Dena 2010b/).

In den Berechnungen der Kapitalkosten anhand der Annuitätenmethode wird ein Kalkulationszinssatz von 5 % angenommen.

4.2.2 Technische und ökonomische Parameter der konventionellen Kraftwerke und erneuerbaren Energien

Neben den allgemeinen Rahmenbedingungen, die im vorherigen Kapitel dargestellt wurden, werden die für die Berechnungen wesentlichen technischen und ökonomischen Parameter der konventionellen Kraftwerke sowie der Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren

Energien im Folgenden erläutert. Die Parameter der konventionellen Kraftwerke sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst. Hierbei werden für die Erdgas Gasturbinenkraftwerke, Erdgas Kombikraftwerke und Steinkohlen Dampfturbinenkraftwerke die dynamischen Eigenschaften im Betrieb von Referenzkraftwerken definiert. Zusätzlich werden der elektrische Nettowirkungsgrad und die Nutzungsdauer angegeben. Die spezifischen Investitionskosten der Kraftwerke sind zur späteren Ausweisung der Kapitalkosten mit aufgeführt.

Tabelle 4.4: Technische und ökonomische Parameter der im Modell verwendeten konventionellen Referenzkraftwerke; Kostenangaben für das Jahr 2050

		Erdgas GT	Erdgas GuD	Stein- kohlen DT
Anfahrzeit - kalt	[h]	0 ^(d)	4 ^(d)	4 ^(d)
Anfahrzeit - warm	[h]	0 ^(d)	1 ^(d)	2 ^(d)
Mindestleistung	[%]	20 ^(a)	33 ^(a)	38 ^(a)
Mindeststillstandszeit	[h]	0 ^(a)	2 ^(a)	2 ^(a)
Mindestbetriebszeit	[h]	1 ^(a)	4 ^(a)	4 ^(a)
Leistungsänderungs- geschwindigkeit	[%/min]	20 ^(a)	6 ^(a)	4 ^(a)
Elek. Wirkungsgrad	[%]	40 ^(f)	60 ^(c)	46 ^(c)
Tech. Nutzungsdauer	[a]	50 ^(f)	30 ^(b)	35 ^(b)
Spez. Invest.-kosten	[€ ₂₀₀₇ /kW]	400 ^(g)	750 ^(g)	1.300 ^(g)
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₇ /kWa]	20 ^(g)	20 ^(g)	26 ^(g)
Var. Betriebskosten	[€ ₂₀₀₇ /MWh]	2 ^(b)	2 ^(b)	4 ^(b)

^(a)/Hundt et al. 2009/; ^(b)/Wissel et al. 2010/; ^(c) /IEA-NEA 2010/;

^(d)/Voß und Barth 2011/; ^(f) /Kohler 2008/; ^(g) vgl. Tabelle 6.2 im Anhang;

Die wesentlichen technischen und ökonomischen Parameter der erneuerbaren Energien für die späteren Berechnungen sind in Tabelle 4.5 dargestellt. Es werden Laufwasserkraftwerke, Bioenergieanlagen² (aufgeteilt in Vergasungsanlage mit Nutzung in BHKWs von fester Biomasse und Anlagen zur Nutzung von Biogas), Windkraftanlagen (onshore und offshore) und Photovoltaikanlagen berücksichtigt. Eine detaillierte Darstellung der in der Arbeit verwendeten spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2050 ist im Anhang in Abbildung 6.6, 6.7 und 6.8 aufgeführt. Werte der fixen Betriebskosten der erneuerbaren Energien sind ebenfalls im Anhang in Tabelle 6.1 zusammengefasst. Grundlage der Ganglinie der Windenergieeinspeisung sind die tatsächliche Windenergieeinspeisung der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland des Jahres 2008 sowie die viertelstündlich gemittelten Daten der Windgeschwindigkeit offshore im Jahr 2008 (vgl. /Hundt et al. 2009/).

² Annahme bzgl. Bioenergieanlagen ist, dass zukünftig vor allem Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse (Vergasung und Nutzung in BHKW) eingesetzt werden /König 2009/. Nach der Kosten-Potenzial-Kurve zellulosehaltiger Biomasse (vgl. /Özdemir 2012/) werden daher zu 70 % Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse eingesetzt. Der restliche Bedarf (30 %) wird aus Anlagen zur Nutzung von Biogas bereitgestellt.

Die Erzeugung im Windjahr 2008 ist im Rahmen des langjährigen Mittels /BWE 2010/. Die Grundlage der Ganglinie der Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen ist ebenfalls das Jahr 2008.

Die spezifischen Investitionskosten von Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse werden mit 3.100 €₂₀₀₇/kW und für Anlagen zur Nutzung von Biogas mit 2.950 €₂₀₀₇/kW angenommen (vgl. Abbildung 6.8 im Anhang). Im Vergleich dazu wird in /Wissel et al. 2010/ ein Wirbelschicht Holzkraftwerk mit spezifischen Investitionskosten von 2.800 €₂₀₀₇/kW angesetzt. In /IEA-NEA 2010/ werden zukünftige Anlagen zur Nutzung fester Biomasse mit Investitionskosten zwischen 1.240 und 3.780 €₂₀₀₇/kW und in /Nitsch et al. 2010/ mit 3.100 €₂₀₀₇/kW (für Vergasung und Nutzung in einem BHKW von fester Biomasse) und mit 2.780 €₂₀₀₇/kW (für Biogas) beschrieben.

Tabelle 4.5: Technische und ökonomische Parameter der im Modell verwendeten Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien; spezifische Investitionskosten für das Jahr 2050

	Lauf- wasser	Bio- gas	Feste Biomasse ^(h)	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik ^(a)
Elek. Netto- leistung [MW _{el}]	3 ^(f)	0,5 ^(f)	20 ^(b)	3 ^(b)	5 ^(b)	0,25 ^{(a),(b)}
Elek. Wirkungs- grad [%]	-	34 ^(e)	39 ^(e)	-	-	-
Tech. Nutzungs- dauer [a]	60 ^(g)	20 ^(f)	30 ^(b)	20 ^(b)	20 ^(b)	25 ^(b)
Spez. Investitions- kosten [€ ₂₀₀₇ /kW]	3.300 ^(c)	2.950 ^(c)	3.100 ^(c)	1.070 ^(c)	3.090 ^(c)	1.440 ^(c)
Fixe Betriebs- kosten [€ ₂₀₀₇ /kWh]	105 ^(d)	175 ^(d)	216 ^(d)	36 ^(d)	83 ^(d)	13 ^(d)
Variable Betriebs- kosten [€ ₂₀₀₇ /MWh]	-	2,8 ^(b)	2,8 ^(b)	-(b)	-(b)	-(b)

^(a) Durchschn. aus PV-Freiflächenanlage und Dachanlage; ^(b) vgl. /Wissel et al. 2010/;

^(c) vgl. Abbildung 6.6, 6.7, 6.8 im Anhang; ^(d) vgl. Tabelle 6.1 im Anhang; ^(e) /König 2009/;

^(f) /Nitsch et al. 2010/; ^(g) /Bauer et al. 2007/; ^(h) Vergasung & Nutzung in BHKW

Für das Jahr 2050 werden die spezifischen Investitionskosten für onshore Windenergieanlagen mit 1.070 €₂₀₀₇/kW und für offshore Windenergieanlagen mit 3.090 €₂₀₀₇/kW (inklusive dem Netzanschluss und der Aufständigung) angesetzt. Durch die derzeit hohe Kostendegression und unsichere Prognose der weiteren Kostenentwicklung von Photovoltaikanlagen wird hier der Mittelwert aus spezifischen Investitionskosten für Freiflächen- und Dachanlagen der Kalkulationen in Abbildung 6.7 zwischen den Jahren 2030 und 2050 angenommen. Im Vergleich dazu liegen Kostenangaben in /Wissel et al. 2010/ mit 2.330 €₂₀₀₇/kW für das Jahr 2015 darüber und mit 745 - 1.008 €₂₀₀₇/kW in /IEA-NEA 2010/ für das Jahr 2030 darunter.

Die Energieträgerpreise der konventionellen Kraftwerke sind in Tabelle 4.6 dargestellt.

Diese sind dem Basis WEO 2010 „New policies scenario“ /IEA 2010/ entnommen. Sie liegen in einer vergleichbaren Größenordnung wie das Basisszenario in /Sun et al. 2010/ und zwischen den Basis- und Hochpreis-Varianten in /Wissel et al. 2010/. Der Energieträgerpreis der Biomasse wurde anhand durchschnittlicher Bereitstellungskosten von Biomasse ermittelt. Hierbei wurde anhand einer Kosten-Potenzial-Kurve, vgl. /Özdemir 2012/, zunächst das Potenzial der Stromerzeugung mit zellulosehaltiger Biomasse (z.B. Waldrestholz, Stroh) ausgeschöpft und der verbleibende Bedarf durch Mais (Biogas²) gedeckt. Für eine jährliche Elektrizitätserzeugung durch Bioenergieanlagen wurde ein durchschnittlicher Biomasse-Energieträgerpreis von 35,5 €₂₀₀₇/MWh (70 % Biogas und 30 % feste Biomasse) verwendet /Özdemir 2012/.

Tabelle 4.6: Energieträgerpreise frei Kraftwerk für das Jahr 2050

	[€ ₂₀₀₇ /MWh]
Braunkohlen	3,4 ^(a)
Steinkohlen	10,1 ^(a)
Erdgas	36,1 ^(a)
Biomasse	35,5 ^(b)

^(a) /IEA 2010/; ^(b) /Özdemir 2012/

4.2.3 Installierte Leistung des Kraftwerkparks

Unter Verwendung des Elektrizitätsmarktmodells European Electricity Market Model (E2M2) wurde für einen Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch der erforderliche Kapazitätsneubaubedarf (Annahme „grüne Wiese“ (kein bestehender Kraftwerkpark), vgl. Kapitel 4.1) an thermischen Kraftwerken abgeleitet. Die erforderliche installierte Leistung des thermischen Kraftwerkparks sowie der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien ist in Abbildung 4.3 dargestellt.

Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 50 % summiert sich die installierte Leistung des gesamten Kraftwerkparks auf knapp 204 GW. Für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien steigt die installierte Leistung auf 270 GW und für eine vollständige Deckung der Elektrizitätsnachfrage durch erneuerbare Energien auf 290 GW. Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien beträgt die notwendige installierte Leistung der Nutzungssysteme aus erneuerbaren Energien 130 GW. Die installierte Gesamtleistung der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien teilt sich auf in 39 % Windenergie, 45 % Photovoltaik, 13 % Biomasse und 4 % Wasserkraft. Die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke beträgt 73 GW, zusammengesetzt aus 36 GW mit Steinkohlen befeuerte Anlagen, 21 GW Erdgas-Kombikraftwerke (Erdgas GuD) und 16 GW offene Erdgasturbinen (Erdgas GT).

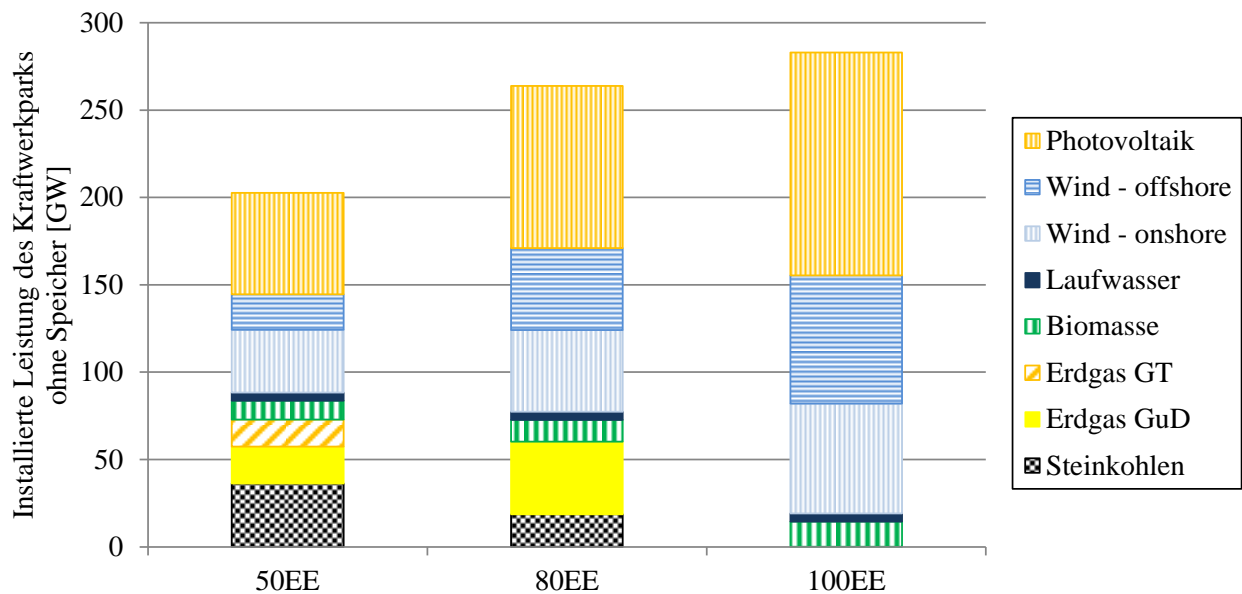


Abbildung 4.3: Installierte Leistung des Kraftwerksparks bei einem Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien ohne Speicher (Werte in Tabelle 6.3 im Anhang)

Die Summe der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch steigt auf 209 GW. Die Zunahme erfolgt hauptsächlich durch eine Erhöhung der installierten Leistung der Windenergieanlagen auf 94 GW und der Photovoltaikanlagen auf 93 GW. 74 % der installierten Gesamtleistung werden durch Erzeugungssysteme mit fluktuierendem Dargebot bereitgestellt. Für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch werden zusätzlich 60 GW installierter konventioneller Kraftwerkleistung (19 GW Erdgas-Kombikraftwerke und 41 GW steinkohlenbefeuerte Anlagen) benötigt. Zur Deckung der Regelleistung können maximal 10 % der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke und Speicher verwendet werden. Die technische Arbeitsverfügbarkeit wird für alle konventionellen Kraftwerke auf 90 % gesetzt (vgl. /Wagner et al. 2004/).

Bei einer vollständigen Deckung der Elektrizitätsnachfrage durch erneuerbare Energien wird die installierte Leistung vor allem durch einen großen Zubau an Photovoltaikanlagen auf eine installierte Leistung von 128 GW und Windenergieanlagen auf eine installierte Leistung an onshore Windenergieanlagen von 63 GW und offshore Windenergieanlagen von 73 GW erreicht. Die installierte Leistung der Erzeugungssysteme mit fluktuierendem Dargebot steigt dabei weiter auf 91 % der installierten Gesamtleistung des Kraftwerksparks.

4.2.4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die jährliche Elektrizitätserzeugung der erneuerbaren Energien ist in Abbildung 4.4 dargestellt. Als Referenz für den Ausbau erneuerbarer Energien dienen zwei Studien (Leit-

studie: „Basisszenario 2010 - A“³ /Nitsch et al. 2010/, 100 % erneuerbare Energien Szenario ohne Stromimport (20 %); SRU: „Szenario 1.a“ /SRU 2011/). Die Summe der jährlichen Elektrizitätserzeugung liegt für die betrachteten erneuerbaren Ausbaupfade 80EE und 100EE in vergleichbarer Größenordnung wie in den Studien. In der Leitstudie wird eine Stromerzeugung auf Basis von Geothermie in Höhe von 24 TWh berücksichtigt. Der Anteil wird in dieser Arbeit durch eine erhöhte Elektrizitätserzeugung der Bioenergieanlagen ausgeglichen. Insgesamt beläuft sich die jährliche Elektrizitätserzeugung erneuerbarer Energien für einen Anteil von 50 % auf 275 TWh/a und für einen Anteil von 80 % auf 440 TWh/a (Leitstudie: 432 TWh/a).

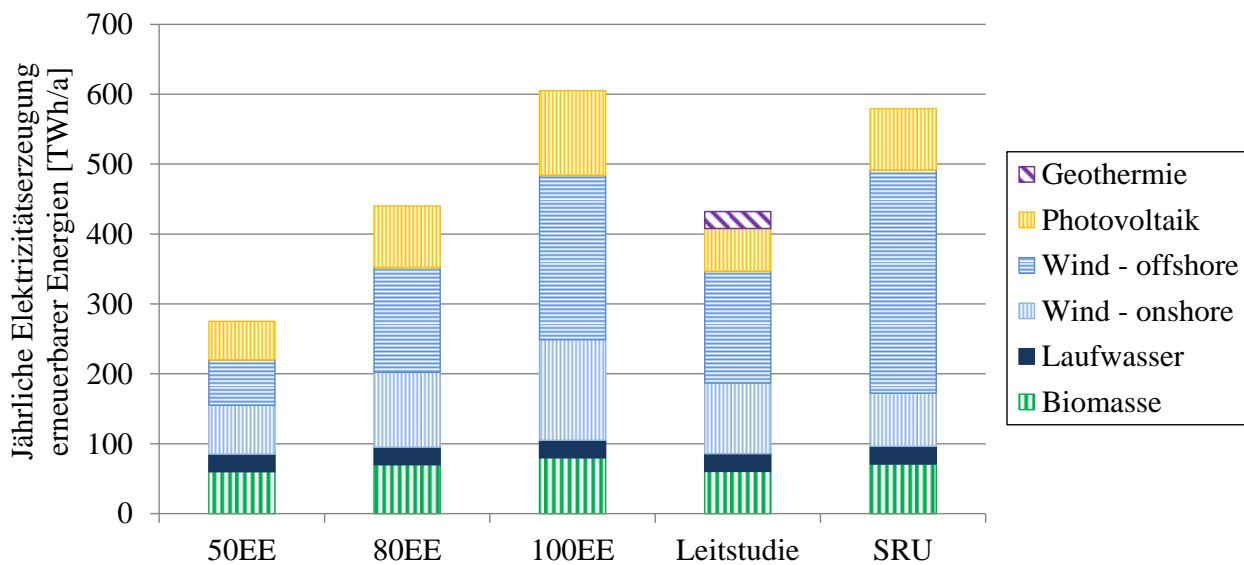


Abbildung 4.4: Resultierende jährliche Elektrizitätserzeugung erneuerbarer Energien im Vergleich zu den Studien „Leitstudie“ /Nitsch et al. 2010/ und „SRU“ /SRU 2011/ (Werte in Tabelle 6.3 im Anhang)

Für eine erneuerbare Vollversorgung liegt die in dieser Studie angenommene jährliche Elektrizitätserzeugung erneuerbarer Energien mit 605 TWh/a aufgrund der Speicherverluste über der jährlichen Elektrizitätsnachfrage von 550 TWh. In der Vergleichsstudie „SRU“ liegt die jährliche Elektrizitätserzeugung erneuerbarer Energien mit 579 TWh/a darunter /SRU 2011/. Hierbei wird allerdings von einer jährlichen Elektrizitätsnachfrage in Höhe von 500 TWh/a ausgegangen.

In /SRU 2011/ wird das Potenzial der jährlichen Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland für Biomasse mit 70 TWh, im Bereich der On- und Offshore Windenergienutzung mit 407 TWh, für Wasserkraft mit 28 TWh und aus Photovoltaikanlagen mit 110 TWh angegeben. Mit der in dieser Arbeit angenommenen jährlichen Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Energien werden im 100 % Szenario die technischen Potenziale der Studie /SRU 2011/ nahezu ausgeschöpft. Lediglich das Potenzial

³Vergleichbar ebenfalls zum „Szenario 2011 A“ /Nitsch et al. 2012/. In „Szenario 2011 A“ wird lediglich eine um knapp 4 GW erhöhte Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen berücksichtigt.

für Biomasse wird in dieser Arbeit höher als in /SRU 2011/ angesetzt. In /SRU 2011/ wird Biomasse ausschließlich für die Elektrizitätserzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Das gesamte Stromerzeugungspotenzial von Biomasse wird in /Klaus et al. 2010/ mit 115 TWh/a angenommen.

Insgesamt steigt der Anteil der jährlichen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien mit fluktuierendem Charakter an der gesamten jährlichen erneuerbaren Elektrizitätserzeugung von 70 % (50EE) über 78 % (80EE) auf 83 % (100EE). Bis zum Jahr 2030 wird in /SRU 2011/ eine Erneuerung des Anlagenbestands an Windenergieanlagen zu größeren und effizienteren Windenergiekonvertern vorausgesetzt (durch „Repowering“-Maßnahmen), wodurch die durchschnittlichen Jahresvolllaststunden von Windenergieanlagen bei 2.300 h liegen.

Es wird angenommen, dass die in dieser Arbeit betrachteten Szenarien nach dem Jahr 2030 erreicht werden. Dadurch werden die durchschnittlichen Jahresvolllaststunden der onshore Windenergieanlagen mit 2.280 h, vergleichbar zu den Volllaststunden im Jahr 2030 aus /SRU 2011/, angesetzt.

Vor allem bei einem Ausbau von Windenergieanlagen in der Nordsee in Entfernungen vom Festland bis zu 120 km können offshore Windenergieanlagen Volllaststunden bis zu 4.000 h erreichen /Kruck und Eltrop 2009/, /SRU 2011/. Die Volllaststunden der offshore Windenergieanlagen werden in den betrachteten Szenarien mit 3.200 h angesetzt und die der Photovoltaik mit 950 h. Die in dieser Arbeit angesetzten Jahresvolllaststunden der Windenergie- und Photovoltaikanlagen liegen leicht unter den Annahmen der Studien /Ziesing 2009/, /Nitsch et al. 2010/ und /Dena 2010b/.

4.2.5 Nachfragelast und Residuallast

Die angenommene Elektrizitätsnachfrage und Residuallast (Nachfrage minus erneuerbare Stromerzeugung) in jeder Stunde des Jahres für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ist in Abbildung 4.5 dargestellt. Die Elektrizitätsnachfrage schwankt zwischen 38 GW und 88 GW. Bei einer vollständigen Integration der erneuerbaren Energien muss die Residuallast von den konventionellen Kraftwerken und den Speichern gedeckt werden. Insgesamt ergeben sich 275 Stunden im Jahr, in denen die Residuallast im negativen Bereich liegt. Im Maximum muss eine Leistung von 75 GW durch den Einsatz konventioneller Kraftwerke und Speichertechnologien erzeugt werden. Zusätzlich müssen im Fall der vollständigen Aufnahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im betrachteten Jahr ca. 2,2 TWh Überschussenergie von den Stromspeichern aufgenommen werden, im Maximum beträgt die Überschussleistung 27 GW. Die großen Schwankungen der Residuallast resultieren dabei vor allem aus der hohen Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen.

Bei der in Abbildung 4.6 für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostrom-

verbrauch dargestellten Residuallast vergrößern sich die Schwankungen weiter.

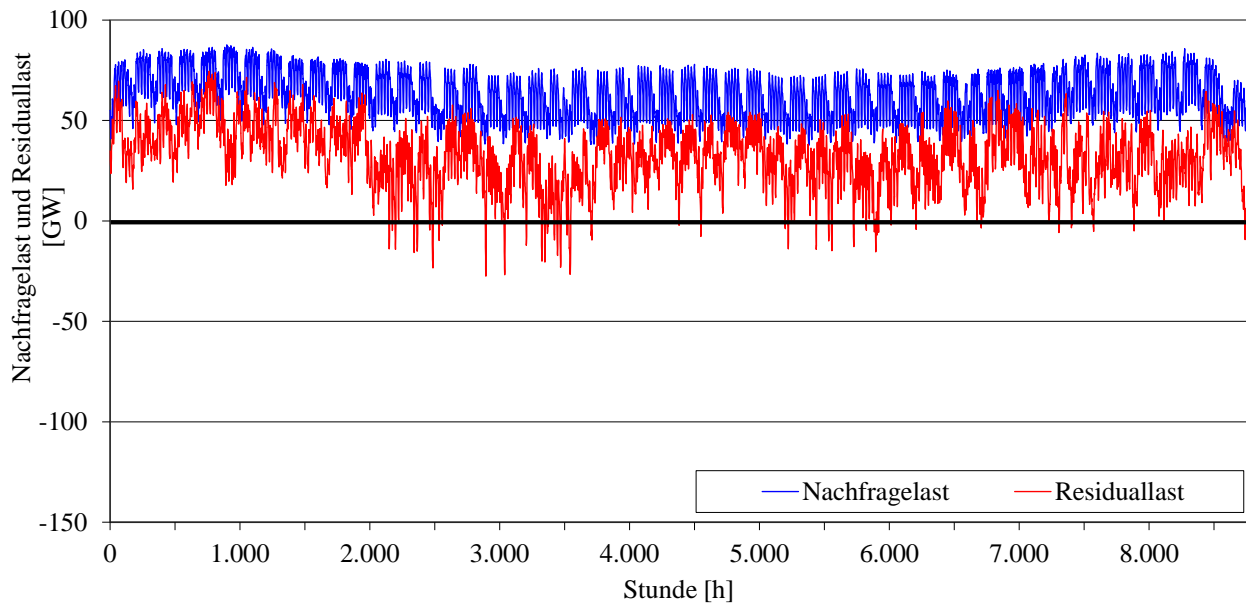


Abbildung 4.5: Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast eines Jahres bei einem Anteil von 50 % erneuerbarer Energien (Basis: skaliertes Wind- und Solarstromerzeugungsprofil des Jahres 2008)

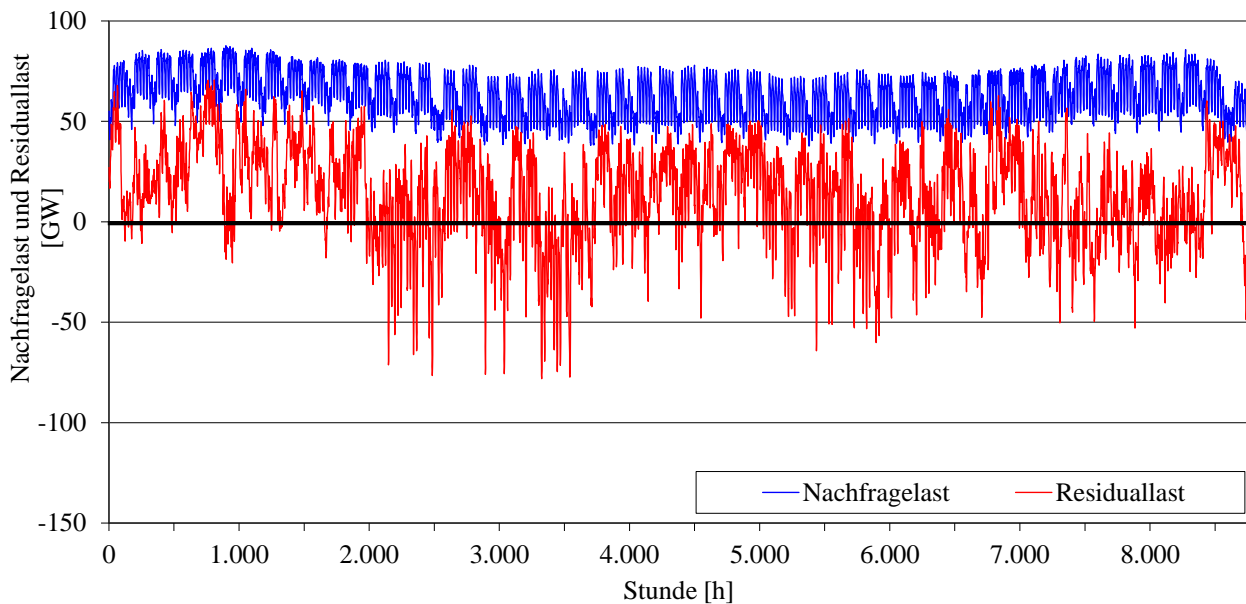


Abbildung 4.6: Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast eines Jahres bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien (Basis: skaliertes Wind- und Solarstromerzeugungsprofil des Jahres 2008)

Hier steigt die maximale Überschussleistung auf 78 GW, wogegen die maximale positive Residuallast auf 71 GW sinkt. Die Überschussenergie, die von den Speichern aufgenommen werden müsste, summiert sich auf 43 TWh. Insgesamt tritt eine Überschussleistung an ca. 30 % der Stunden des Jahres (2.544 Stunden) auf.

Der Verlauf der Residuallast bei 100 % erneuerbare Energien ist in Abbildung 4.7 dargestellt.

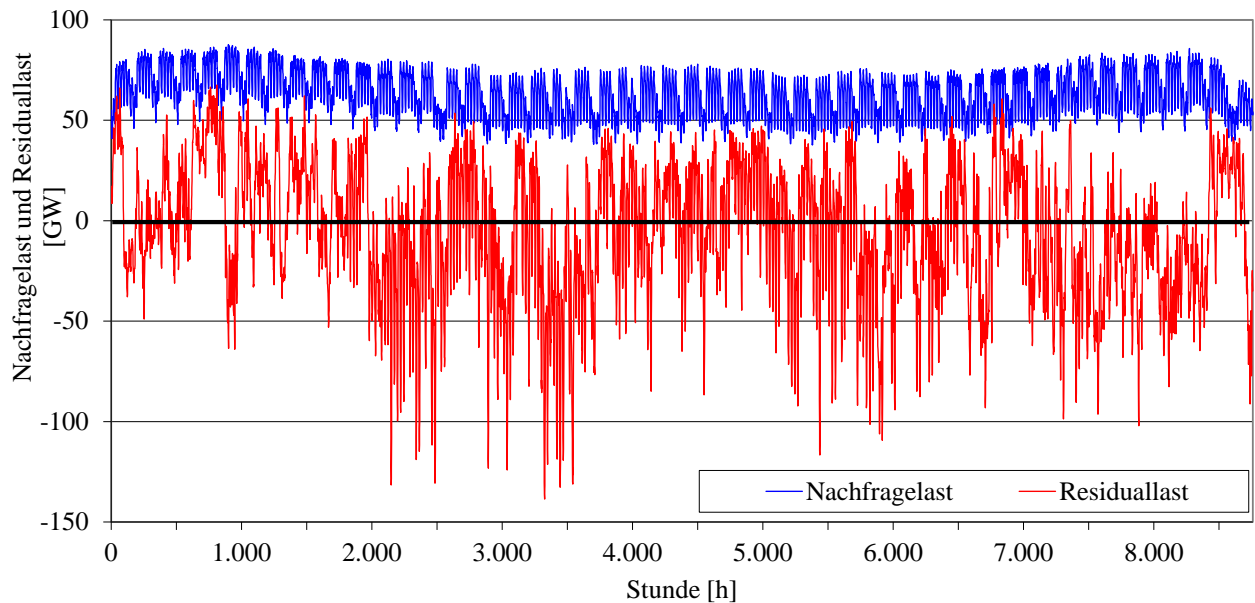


Abbildung 4.7: Ganglinien der elektrischen Nachfrage- und Residuallast eines Jahres bei 100 % erneuerbare Energien (Basis: skaliertes Wind- und Solarstromerzeugungsprofil des Jahres 2008)

Hierbei treten an über 4.740 Stunden im Jahr Überschussleistungen auf. Maximal wird eine Überschussleistung von 139 GW erreicht und insgesamt einer Überschussenergie von 149 TWh. Die in Abbildung 4.8 aufgetragenen Dauerlinien der Elektrizitätsnachfrage sowie der Residuallast von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien verdeutlichen nochmals den starken Anstieg der Überschussleistung mit höherem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

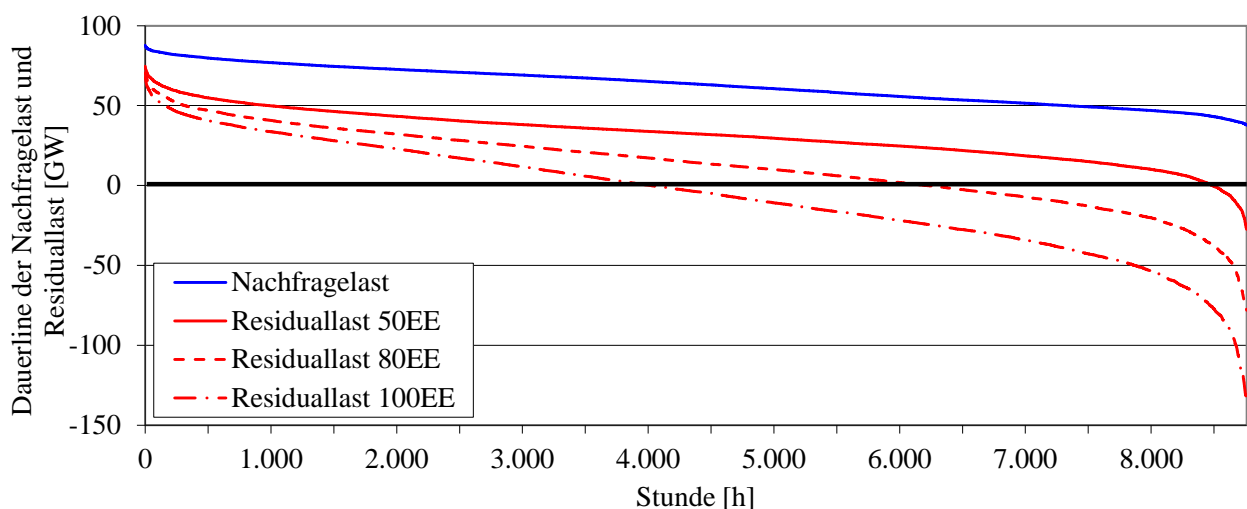


Abbildung 4.8: Dauerlinie der elektrischen Nachfrage- und der Residuallast für 50 %, 80 % und 100 % erneuerbare Energien

Für die „Residuallast 50EE“ beträgt der Anteil der negativen Residuallast an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ca. 1 %. Dieser Anteil steigt für die „Residuallast 80EE“ auf ca. 10 %. Eine nochmals deutliche Vergrößerung des Anteils der negativen

Residuallast an der erneuerbaren Stromerzeugung (über 53 %) ist für die „Residuallast 100EE“ zu erkennen.

Die in diesem Kapitel dargestellte Residuallast für Anteile von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch verdeutlicht die Herausforderung der Integration hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Zum einen steigt die Höhe der Überschussleistung und die Summe der Überschussenergie mit größer werdendem Anteil erneuerbarer Energien stark an. Zum anderen liegt bei einem Anteil von 50 % erneuerbarer Energien die Differenz zwischen der minimalen und maximalen Residuallast bereits bei 102 GW (im Vergleich zu der Differenz zwischen minimaler und maximaler Nachfragelast von 50 GW). Bei einem Anteil von 80 % steigt die Differenz auf 149 GW und bei 100 % erneuerbarer Energien auf über 206 GW.

Im folgenden Kapitel werden die Charakteristika der Speichertechnologien dargestellt, bevor in Kapitel 4.3 die Ergebnisse zu den Szenarienrechnungen erläutert werden.

4.2.6 Parametrisierung der Speichertechnologien

Im Folgenden werden die unterstellten Annahmen bzgl. der Parametrisierung der Speichertechnologien dargestellt. Eine mathematisch-physikalische Beschreibung der Komponenten der Speicher sowie deren Parametrisierung (wie in der Speichersimulation in Kapitel 3) in dem Optimierungsmodell der Einsatzplanung (Joint-Market-Model - JMM) ist aufgrund der bereits hohen Komplexität des Modells und dem damit verbundenen Rechenaufwand nicht möglich. Die Rechenzeit für einen Optimierungslauf beträgt mit den dargestellten Modellerweiterungen bis zu drei Tage auf einem aktuellen Desktop PC (Prozessor: Intel Core i7-2600 @ 3,40GHz; RAM: 8GB). Daher werden die wesentlichen Charakteristika der Speichertechnologien aus der vorangegangenen detaillierten Speichersimulation (Kapitel 3) übernommen und zur Parametrisierung der Speichertechnologien im Optimierungsmodell der Einsatzplanung verwendet.

Pumpspeicherwerke

Der Pumpspeicherwirkungsgrad variiert zwischen 0,6 (ältere Speicher wie Hohenwarte I) und 0,8 (Pumpspeicher Goldisthal). Es wird angenommen, dass in Zukunft keine weitere Steigerung des Wirkungsgrades erreicht wird. Diese ist zwar technisch möglich, aber wirtschaftlich nicht vertretbar. Somit werden zukünftige Pumpspeicherwerke mit einem Wirkungsgrad von 0,8 eingesetzt. Die in den Szenarien eingesetzten Pumpspeicherwerke sind im Anhang in Tabelle 6.4 dargestellt. Pumpspeicherwerke unterliegen in der angenommenen zeitlichen Auflösung keiner Restriktion bzgl. Anfahrverhalten und Umschaltverhalten (Leistungsänderungsgeschwindigkeit von Pumpspeicherwerken: 100 % der installierten Leistung pro Minute /Hartmann et al. 2012/).

Bei den im Modell verwendeten Pumpspeicherwerken wird ein Anlagenbestand voraus-

gesetzt, der aus den heutigen in Deutschland genutzten Pumpspeicherwerken und den Pumpspeicherwerken Blautal (voraussichtliche Inbetriebnahme 2019 /VDI 2011/), Atdorf (voraussichtliche Inbetriebnahme 2019 /Schluchseewerk 2011/), Waldeck II+ (voraussichtliche Inbetriebnahme 2016 /E.ON 2010/), Jochenstein/Riedl (voraussichtliche Inbetriebnahme 2018 /Verbund 2011/) und den Zubau des Pumpspeicherwerks Vianden (voraussichtliche Inbetriebnahme 2013 /SEO 2011) besteht. Insgesamt ergibt sich dadurch für den Anlagenbestand eine verfügbare Pumpspeicherleistung, bezogen auf die installierte Ausspeicherleistung von 10,8 GW und eine installierte Pumpspeicherkapazität von 367 GWh. Die spezifischen Investitionskosten der Pumpspeicher belaufen sich auf $600 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ leistungsbezogene Kosten (bezogen auf die installierten Ausspeicherleistung) und kapazitätsspezifische Kosten von $10 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ (vgl. Kapitel 3.2.3). Die fixen Betriebskosten liegen bei $10 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ /Hundt et al. 2010/ und die variablen Betriebskosten der Pumpspeicher bei $2,5 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$. Das Potenzial von Pumpspeicherwerken wird mit einer Speicherkapazität von 2 TWh in Deutschland angesetzt (vgl. Kapitel 3.3 und /Hartmann et al. 2012/).

Druckluftspeicher

Der Kompressionswirkungsgrad des diabaten Druckluftspeichers wird mit $\eta_i^{dCAES_komp} = 0,875$ angesetzt (vgl. Kapitel 3.1.1.2 und /Valdés et al. 2003/). Die Turbinenarbeitszahl der Druckluft $\beta_i^{dCAES_Turb_Luft} = 1,69$ wird durch den Speicherwirkungsgrad von $\eta_i^{dCAES} = 0,55$ /Kruck und Eltrop 2007b/ und der Turbinenarbeitszahl des Gases $\beta_i^{dCAES_Turb_Gas} = 0,89$ ermittelt (vgl. dazu Kapitel 3.1.4.2). Der Wirkungsgrad für adiabate Druckluftspeicher wird mit $\eta_i^{aCAES} = 0,6$ angesetzt (vgl. Kapitel 3.1.4.1). Zwar konnte in Kapitel 3.1.4.1 gezeigt werden, dass durch die Speicherung von Wärme auf hohem Temperaturniveau ($> 800^\circ\text{C}$) der Wirkungsgrad auf $\eta_i^{aCAES} = 0,7$ gesteigert werden kann, allerdings stellt die Speicherung der Wärme auf hohem Temperaturniveau eine große Anforderung an die Materialien im Wärmespeicher dar. Zudem nehmen mit ansteigender Speicherdauer die Verluste im Wärmespeicher zu. Daher wird in dieser Arbeit die Annahme getroffen, dass der Wirkungsgrad der adiabaten Druckluftspeicher in allen Szenarien bei 60 % liegt. Aufgrund der schnellen Reaktionszeit von Druckluftspeichern (Leistungsänderungsgeschwindigkeit 20 % der installierten Leistung pro Minute /Hartmann et al. 2012/) und der zeitlichen Auflösung des Modells in stündlichen Zeitschritten bestehen für die Berechnungen keine Restriktionen bzgl. Anfahrverhalten und Umschaltverhalten.

Die spezifischen Investitionskosten der diabaten Druckluftspeicher belaufen sich auf $560 \text{ €}_{2007}/\text{kW}$ für die leistungsbezogenen Kosten. Zusätzlich werden die kapazitätsbezogenen spezifischen Investitionskosten mit $3,5 \text{ €}_{2007}/\text{kWh}$ angesetzt (vgl. dazu Kapitel 3.2.1). Brennstoffkosten belaufen sich nach /IEA 2010/ auf $36,1 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ (vgl. Tabelle 4.6). Adiabate Druckluftspeicher werden mit höheren spezifischen Investitionskosten für den Anlagenteil berechnet. Diese belaufen sich aufgrund des Technologiesprungs von

der diabaten Technologie zur adiabaten Technologie auf $910\text{€}_{2007}/\text{kW}$. Die kapazitätsbezogenen Kosten bleiben wegen des gleichen Aufwands zur Erschließung der Kavernen für diabate und adiabate Druckluftspeicher identisch. Fixe Betriebskosten werden wie bei den Pumpspeicherwerken in Höhe von $10\text{€}_{2007}/\text{kW}$ a angesetzt. Die variablen Betriebskosten diabater und adiabater Druckluftspeicher belaufen sich auf $3,5\text{€}_{2007}/\text{MWh}$. Dies ist auf die höhere Komplexität und den geringeren Entwicklungsstand der Druckluftspeicher im Vergleich zu Pumpspeicherwerken zurückzuführen (vgl. Kapitel 3.2.3).

Mobile Batteriespeicher

Der Gesamtwirkungsgrad der mobilen Batteriespeicher liegt bei 0,9 (vgl. Kapitel 3.1.4.3). Die Fahrzeuge weisen eine Kapazität von 14 kWh auf. Hierbei wird angenommen, dass aufgrund fehlender Ladeinfrastruktur und geringer Reichweite heutiger Elektrofahrzeuge zunächst vermehrt Plug-In-Hybridfahrzeuge (Antrieb durch Elektromotor oder Verbrennungsmotor) mit geringer Speicherkapazität ($< 10\text{ kWh}$) und später Elektrofahrzeuge mit größerer Speicherkapazität (30 kWh) in den Markt kommen. In dieser Arbeit wird ein Fahrzeugbestand an Elektro- und Plug-In-Hybridfahrzeugen von 16 Mio. angenommen mit einer mittlerer Kapazität der Fahrzeuge von 14 kWh. Im Fahrbetrieb wird ein Energieverbrauch der Fahrzeuge von $0,15\text{ kWh}/\text{km}$ (vgl. dazu /EPRI 2007/) angenommen. Grundlage für die Berechnung ist, dass startende Fahrzeuge vollständig geladen sind. Die Variation der Netzverfügbarkeit und damit auch der Kapazität der mobilen Batteriespeicher liegt zwischen 89 % und 100 % im Tagesverlauf (vgl. Kapitel 3.1.4.3).

Im Fall des ungesteuerten Beladens wird vorausgesetzt, dass die Fahrzeuge, sobald diese an das Stromnetz angeschlossen sind, sofort vollständig geladen werden. Im Fall des gesteuerten Ladens wird der Ladezustand der Fahrzeuge bei deren Anschluss an das Stromnetz als zusätzlicher Speicherfüllstand dem Speicherportfolio hinzugefügt. Die Fahrzeuge müssen allerdings bis zum Startzeitpunkt der nächsten Fahrt (vgl. Kapitel 3.1.4.3 und Kapitel 4.1) vollständig geladen sein.

Die zum Fahren benötigte Energie der Elektrofahrzeuge beläuft sich auf $37,8\text{ TWh}/\text{a}$. Der Energiebedarf wird als stündliche Zeitreihe vorgegeben und variiert wie in Kapitel 3.1.4.3 dargestellt. Der Energiebedarf von Klimaanlagen ist in dem Energiebedarf der Elektrofahrzeuge nicht eingerechnet. Zwar kann dieser bis zu 5 kW betragen /Böcker et al. 2010/, allerdings ist die Höhe stark von dem Fahrzeitpunkt sowie den äußeren Bedingungen abhängig, die in diesem Detail nicht im Modell berücksichtigt werden.

Neben den technischen Parametern werden für die mobilen Batteriespeicher spezifische Kosten für die Speichernutzung in Höhe von $65\text{€}_{2007}/\text{MWh}$ angenommen. Diese hohen Kosten für die Inanspruchnahme der Batterie wurden auf Basis der Investitionskosten der Batterie von $220\text{€}_{2007}/\text{kWh}$, dem Kalkulationszinssatz von 5 % und einer Lebensdauer von 5.000 Zyklen (1 vollständiger Ladezyklus pro Tag) abgeleitet (vgl. dazu Kapitel 3.1.4.3

und 3.2.2). Die Kosten für die Inanspruchnahme der mobilen Batteriespeicher werden somit anhand der Vollkosten berechnet. Dadurch fallen bei den mobilen Batteriespeichern im Gegensatz zu den anderen Speichern keine Kapitalkosten oder fixen Betriebskosten an.

Zusammenfassung der wesentlichen Parameter der Speicher

Die wesentlichen technischen und ökonomischen Parameter der Speichertechnologien sind noch einmal in Tabelle 4.7 zusammengefasst (vgl. dazu Kapitel 3.1 und 3.2).

Tabelle 4.7: Wesentliche technische und ökonomische Parameter der Speichertechnologien

		Pump- speicher	Diabate Druckluft- speicher	Adiabate Druckluft- speicher	Mobile Batterie- speicher
Elek. Wirkungsgrad	[%]	80	55	60 ^(a)	90
Leistungsänderungs- geschwindigkeit	[%/Min.]	100 ^(b)	20 ^(b)	20 ^(b)	100 ^(b)
Tech. Nutzungsdauer	[a]	90 ^(b)	50 ^(b)	50 ^(b)	12 ^(b)
Leistungsspez. Invest.-kosten	[€ ₂₀₀₇ /kW]	600	560	910	-(c)
Kapazitätsspez. Invest.-kosten	[€ ₂₀₀₇ /kWh]	10	3,5	3,5	-(c)
Fixe Betriebskosten	[€ ₂₀₀₇ /kWa]	10	10	10	-(c)
Var. Betriebskosten	[€ ₂₀₀₇ /MWh]	2,5	3,5	3,5	-
Kosten der Speichernutzung	[€ ₂₀₀₇ /MWh]	-	-	-	65 ^(c)

^(a) Temperaturniveau im Wärmespeicher von 600°C; ^(b) /Hartmann et al. 2012/;

^(c) Keine Investitions- und fixe Betriebskosten für mobile Batteriespeicher aufgrund der Umrechnung der Kapitalkosten in Kosten der Speichernutzung

Speichertypunabhängige Annahmen

Zur Deckung der Regelleistung können die Speicher eingesetzt werden. Allerdings wird angenommen, dass die Speichertechnologien maximal mit 10 % ihrer Rückspeiseleistung zur Regelleistungsbereitstellung herangezogen werden. Zusätzlich wird die technische Arbeitsverfügbarkeit der Speicher mit 90 % angesetzt. Diese entspricht der Arbeitsverfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke (vgl. Kapitel 4.2). Der Speicherinhalt zu Beginn der Modellläufe wird für alle Speicher auf 50 % gesetzt. Für die Speichertechnologien sind keine Restriktionen bzgl. der Stillstandzeiten vorgegeben (vgl. Kapitel 3.1.5). Die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der Speicher (vgl. Tabelle 4.7) resultieren ebenfalls in keiner Restriktion für den Einsatz der Speicher aufgrund der stündlichen Auflösung des Modells.

4.3 Rolle und Bedeutung von Stromspeichern bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland

Die Ergebnisse der systemischen Betrachtung des Einsatzes von Speichertechnologien zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands werden im Folgenden dargestellt und diskutiert. Zunächst werden der Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf, der betriebsoptimale Kraftwerkeinsatz und die Systemkosten der „Basis“ Szenarien (vollständige Integration der erneuerbaren Energien) beschrieben. Im Anschluss werden die in Kapitel 4.2 definierten Szenarien „Curtail“, „Basis{ungest}“ und „Curtail&Dargebot“ analysiert und bewertet. Hierbei werden vor allem der Einsatz der Speichertechnologien, die System- sowie Systembetriebskosten, die grenzkostenorientierten Elektrizitätspreise und die Versorgungssicherheit (Deckung der Elektrizitätsnachfrage in jeder Stunde eines Kalenderjahres) untersucht. Im Anschluss daran folgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse.

4.3.1 Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf zur vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Im Folgenden wird der Bedarf an Speicherleistung und Speicherkapazität zur vollständigen Integration erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands für die betrachteten Anteile erneuerbarer Energien von 50 %, 80 % bzw. 100 % beschrieben. Die benötigte Speicherleistung wird aus dem Maximum der negativen Residuallast (vgl. Kapitel 4.2.4) berechnet. Die Einspeicher- und Ausspeicherleistung der Speicher wird in der Analyse gleichgesetzt. Ebenfalls anhand der Residuallast wurde durch eine stündliche Berechnung des Speicherkapazitätsbedarfs über das gesamte Jahr der Speicherkapazitätsbedarf zur vollständigen Integration erneuerbarer Energien ermittelt. Die benötigte Speicherleistung und -kapazität sind in Abbildung 4.9 dargestellt.

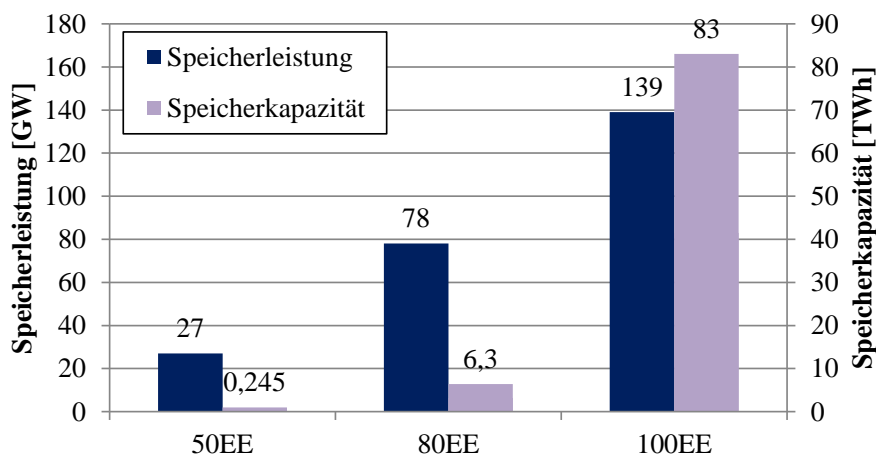


Abbildung 4.9: Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf zur vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Anteil von 50 %, 80 % und 100 % EE)

Die Speicherleistung zur vollständigen Integration eines Anteils von 50 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 27 GW. Die benötigte Speicherkapazität liegt bei 245 GWh. Mit den in Deutschland vorhandenen Pumpspeichern, heute bestehenden Bezugsrechten an Pumpspeichern im Ausland und in Planung befindlichen Anlagenprojekten (Speicherkapazität 367 GWh; vgl. Kapitel 3.3 und Kapitel 4.2.6) kann die benötigte Kapazität zur vollständigen Integration eines Anteils von 50 % erneuerbarer Energien realisiert werden. Allerdings ist die Speicherleistung dieser Pumpspeicher mit knapp 11 GW geringer als die benötigte Speicherleistung von 27 GW. Zur Erhöhung der Leistung der Pumpspeicher könnten diese beispielsweise mit weiteren Maschinensätzen ausgerüstet werden.

Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % beträgt die benötigte Speicherleistung zur vollständigen Aufnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien 78 GW und die Speicherkapazität 6,3 TWh. Hiermit wird bereits für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien ein erheblicher Bedarf an Speicherleistung und -kapazität deutlich.

Die benötigte Speicherleistung und -kapazität steigen weiter auf 139 GW und 83 TWh zur vollständigen Integration von 100 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Verwendete Speicherleistung und -kapazität der „Basis“ Szenarien

Die erforderliche Speicherleistung und -kapazität der verschiedenen Speicher zeigt Tabelle 4.8.

Tabelle 4.8: In den Modellrechnungen verwendete Speicherleistung und -kapazität der „Basis“ Szenarien für 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien

			Pump- speicher	Diabate Druckluft- speicher	Adiabate Druckluft- speicher
Speicherleistung	50EE	[GW]	27	-	-
	80EE	[GW]	30,8	23,7	23,7
	100EE	[GW]	30,8	-	108,2
Speicherkapazität	50EE	[TWh]	0,367	-	-
	80EE	[TWh]	2	2,14	2,14
	100EE	[TWh]	2	-	81

Die verwendete Speicherleistung und Speicherkapazität der Speichertechnologien orientiert sich an den in Kapitel 3.3 getroffenen Annahmen bzgl. des Potenzials der Speicher in Deutschland. In dem Szenario mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien werden zur Deckung des Bedarfs an Speichern zunächst Speicher mit hohen Wirkungsgraden und niedrigen variablen Betriebskosten - Pumpspeicherwerke - herangezogen. Die zusätzlich erforderliche Speicherleistung und Speicherkapazität wird gleichmäßig durch die Verwendung von diabaten und adiabaten Druckluftspeichern gedeckt. Die be-

rücksichtigten Speichertechnologien werden bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 100 % auf Pumpspeicher und adiabate Druckluftspeicher beschränkt. Diabate Druckluftspeicher können aufgrund des Erdgaseinsatzes und daraus resultierenden Emissionen im Ausspeicherprozess nicht verwendet werden.

Mobile Batteriespeicher werden in allen Szenarien mit einer Speicherleistung von 58 GW und einer Speicherkapazität von 224 GWh berücksichtigt. Dabei wird vorausgesetzt, dass Elektrofahrzeuge für den Einsatz im Verkehr gekauft werden und nicht primär zur Nutzung als Stromspeicher. Der Einsatz der Elektrofahrzeuge als Stromspeicher wird daher als Zusatznutzen gesehen. Aufgrund der variierenden Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge und des Einsatzes dieser zum Fahren (und daraus resultierenden Energieverbrauch) wird die Annahme getroffen, dass die mobilen Batteriespeicher nicht zur Deckung des Bedarfs an Speichern in den Szenarien herangezogen werden.

4.3.1.1 Betriebsoptimaler Kraftwerkeinsatz

Die Auswirkungen des Speichereinsatzes auf den betriebsoptimalen Kraftwerkeinsatz für eine vollständige Aufnahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird im Folgenden erläutert.

Anhand des Szenarios „50EE-Basis“ sind in Abbildung 4.10 exemplarisch die Elektrizitätserzeugung der konventionellen Kraftwerke und auf Basis erneuerbarer Energien, der Betrieb der verschiedenen Speichertechnologien sowie die zu deckende Residuallast während sechs exemplarischer Tage im Herbst dargestellt.

Von den konventionellen Kraftwerken werden die steinkohlenbefeuerten Anlagen vorwiegend im kontinuierlichen Betrieb eingesetzt. Erdgas-Kombikraftwerke werden nur während Stunden höherer Residuallast und offene Erdgasturbinen zur Deckung von Spitzen der Residuallast herangezogen. Für das Szenario „50EE-Basis“ werden bei Bedarf zur Deckung der Nachfrage Pumpspeicher eingesetzt. Diese werden allerdings ausschließlich zu Zeiten mit lokalen Maxima der Residuallast verwendet. Die mobilen Batteriespeicher werden nur im Ausnahmefall zur Elektrizitätsrückspeisung herangezogen. Beladen werden diese bevorzugt zu Zeiten lokaler Minima der Residuallast. Hierdurch wird der kontinuierliche Betrieb der konventionellen Kraftwerke unterstützt.

Der Kraftwerk- und Speichereinsatz des Szenarios „80EE-Basis“ für einen Anteil von 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist in Abbildung 4.11 dargestellt.

Hierbei bleibt die Einsatzfolge der konventionellen Kraftwerke bestehen. Der kontinuierliche Betrieb der mit Steinkohlen befeuerten Kraftwerke wird dabei geringer und der Anteil der Erdgas-Kombikraftwerke im Lastfolgebetrieb steigt. Von den Speichertechnologien werden zur Deckung der Nachfrage zunächst Pumpspeicherwerke aufgrund geringer variabler Erzeugungskosten und hoher Wirkungsgrade herangezogen. Die adiabaten Druckluftspeicher werden darauf folgend eingesetzt. Aufgrund der hohen Entla-

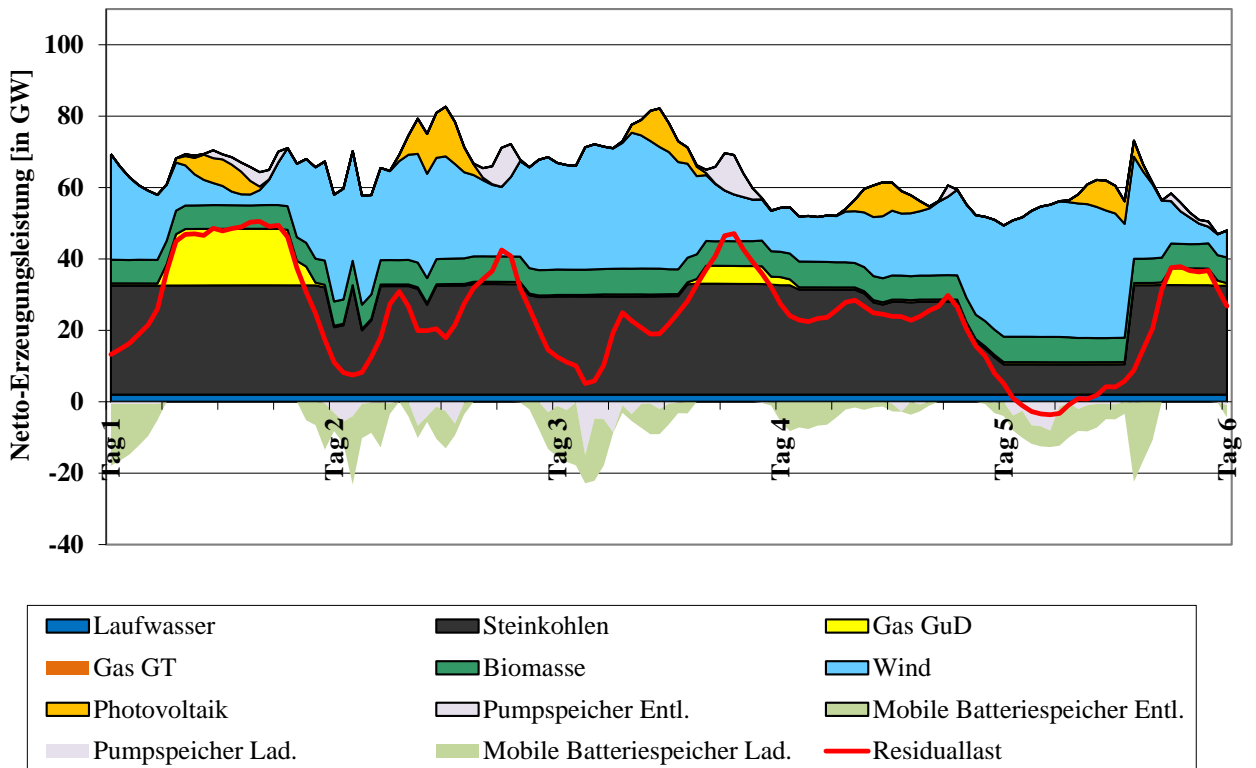


Abbildung 4.10: Betriebsoptimaler Kraftwerkeinsatz während 6 exemplarischer Tage im Herbst (Szenario „50EE-Basis“)

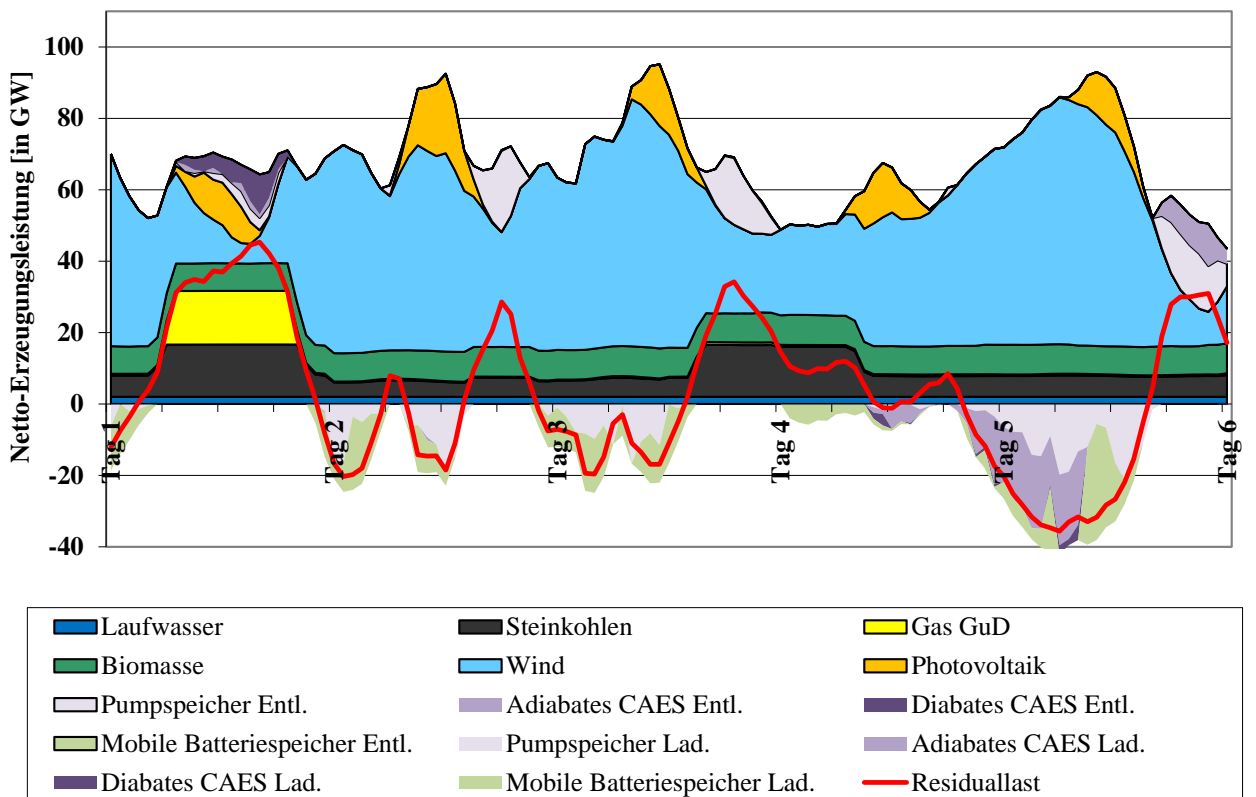


Abbildung 4.11: Betriebsoptimaler Kraftwerkeinsatz während 6 exemplarischer Tage im Herbst (Szenario „80EE-Basis“)

deleistung der Druckluftspeicher erfolgt eine höhere Elektrizitätseinspeisung durch die adiabaten Druckluftspeicher (vgl. Tabelle 4.9). Diabate Druckluftspeicher werden ebenfalls häufig eingesetzt, allerdings vornehmlich zu Zeiten von langen Schwachwindphasen. Die Beladung der mobilen Batteriespeicher erfolgt wie bei einem Anteil von 50 % erneuerbarer Energien bevorzugt während Zeiten hoher erneuerbarer Stromeinspeisung (lokale Minima der Residuallast). Aufgrund der hohen Kosten für die Inanspruchnahme der mobilen Batteriespeicher (65 €₂₀₀₇/MWh; siehe Tabelle 4.7) werden diese nur im Ausnahmefall zur Rückspeisung in das Elektrizitätsnetz verwendet.

In Abbildung 4.12 ist die Dauerlinie der stündlichen Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien für ein Jahr des Szenarios „80EE-Basis“ aufgetragen. Die in den jeweiligen Stunden erfolgte Be- und Entladung der verschiedenen Speichertechnologien ist im Vergleich dazu dargestellt.

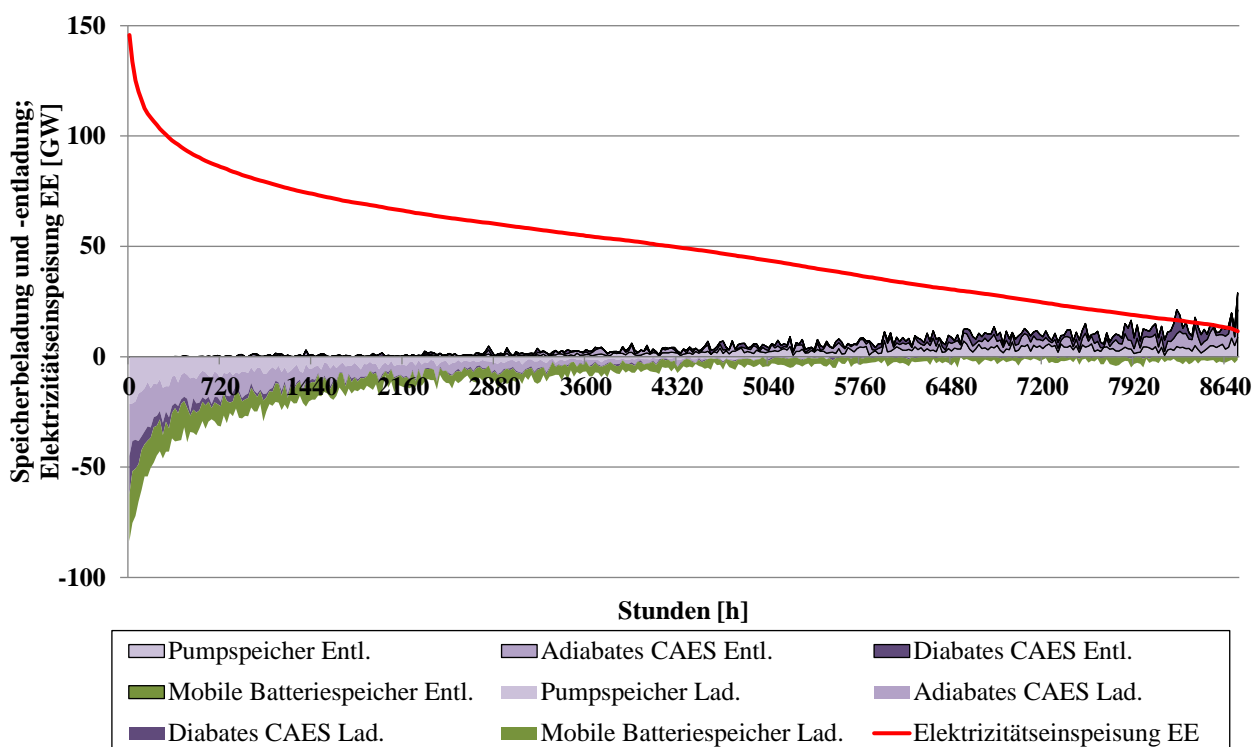


Abbildung 4.12: Dauerlinie der stündlichen Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien und Speicherbeladung und -entladung (Szenario „80EE-Basis“)

Hierbei wird nochmals deutlich, dass die Speichertechnologien vornehmlich während Zeiten mit hoher erneuerbarer Elektrizitätseinspeisung beladen werden. Vor allem die wenigen Stunden im Jahr mit sehr hoher Elektrizitätseinspeisung aus erneuerbaren Energien werden durch den Einsatz aller Speichertechnologien abgefangen. Mit sinkender erneuerbarer Elektrizitätseinspeisung ist zunächst der geringer werdende Einsatz der diabaten Druckluftspeicher zu erkennen, gefolgt von den adiabaten Druckluftspeichern und Pumpspeichern. Mobile Batteriespeicher werden praktisch täglich beladen. Allerdings werden auch die Elektrofahrzeuge deutlich stärker zu Zeiten mit hoher erneuerbarer

Stromerzeugung beladen. Durch das nahezu lineare Absinken der Dauerlinie der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nach der starken Reduktion zu Beginn steigt in diesen Stunden die Elektrizitätseinspeisung der Speichertechnologien ebenfalls nahezu linear. In der Abbildung wird auch deutlich, dass die mobilen Batteriespeicher praktisch nicht zur Rückspeisung von Elektrizität in das Stromnetz herangezogen werden.

Für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien ist der Speichereinsatz in Abbildung 4.13 dargestellt.

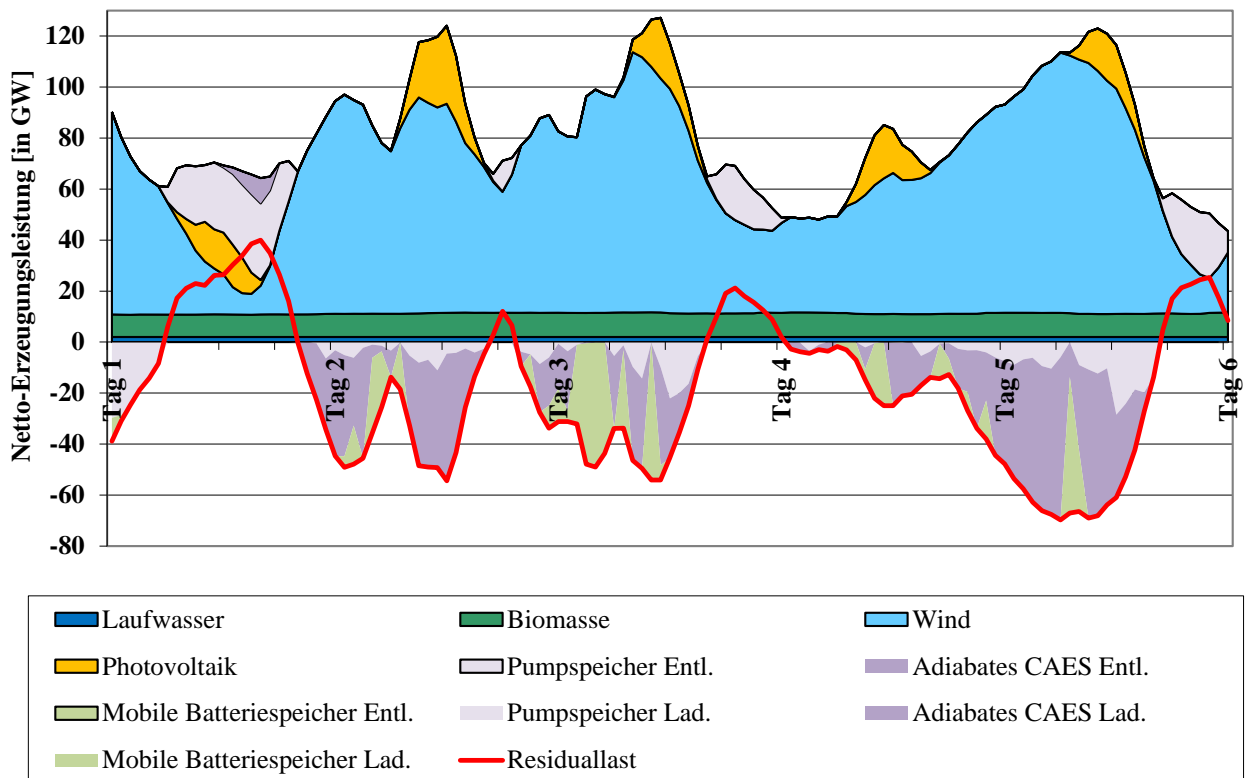


Abbildung 4.13: Betriebsoptimaler Kraftwerkeinsatz während 6 exemplarischer Tage im Herbst (Szenario „100EE-Basis“)

Hierbei werden lediglich die Pumpspeicher, adiabaten Druckluftspeicher und mobilen Batteriespeicher eingesetzt. Bei 100 % erneuerbaren Energien bleibt die Einsatzreihenfolge der Speichertechnologien bestehen. Ein großer Anteil der Elektrizitätseinspeisung erfolgt durch die adiabaten Druckluftspeicher. Zwar speisen die Pumpspeicher deutlich weniger Energie in das Stromnetz ein, aber die Auslastung der Pumpspeicher ist höher (das Verhältnis aus eingespeister Energie zur Kapazität ist bei den Pumpspeichern höher als bei den adiabaten Druckluftspeichern, vgl. Tabelle 4.9). Die adiabaten Druckluftspeicher werden zum Großteil erst dann eingesetzt, wenn die Pumpspeicher an ihre Leistungs- und Kapazitätsgrenzen stoßen.

Tabelle 4.9 fasst die jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien in den drei Szenarien mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 50 %, 80 % und 100 % an der Elektrizitätsnachfrage zusammen. Zum Vergleich sind nochmals

die unterstellten Speicherkapazitäten der verschiedenen Speichertechnologien dargestellt.

Tabelle 4.9: Speicherkapazität im Vergleich zur jährlichen Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien der Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“

			Pump- speicher	Diabate Druckluft- speicher	Adiabate Druckluft- speicher	Mobile Batterie- speicher
Speicher- kapazität	„50EE-Basis“	[TWh]	0,367	-	-	0,224
	„80EE-Basis“	[TWh]	2	2,14	2,14	0,224
	„100EE-Basis“	[TWh]	2	-	81	0,224
Elektrizitäts- einspeisung	„50EE-Basis“	[TWh]	5,3	-	-	0,1
	„80EE-Basis“	[TWh]	16,8	11,1	16,0	0
	„100EE-Basis“	[TWh]	19,6	-	65,4	0

In vielen Stunden im Jahr begrenzt die Kapazität der Pumpspeicher (vgl. Tabelle 6.4 im Anhang) die Pump- und Turbinierleistung oder die zur Verfügung stehende Kapazität wird durch zu geringe Pump- und Turbinierleistung nicht vollständig genutzt. In diesen Fällen werden vermehrt die adiabaten Druckluftspeicher eingesetzt. Die Elektrizitätseinspeisung von mobilen Batteriespeichern kann dagegen für alle Szenarien vernachlässigt werden. Diabate Druckluftspeicher werden weniger zur Elektrizitätseinspeisung herangezogen was vor allem an dem Erdgaseinsatz im Turbinenprozess und den damit verbundenen Brennstoffkosten liegt. Allerdings werden die diabaten Druckluftspeicher während langer Zeiträume mit geringer Elektrizitätserzeugung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen oder zu Zeitpunkten mit geringem Füllstand des Speicherportfolios zur Elektrizitätseinspeisung genutzt. In diesen Zeiträumen wird der diabate Druckluftspeicher aufgrund der hohen Turbinenarbeitszahl der Druckluft (vgl. Kapitel 4.2.6 und Kapitel 3.1.4.2) genutzt.

In Abbildung 4.14 ist der Speicherfüllstand der Speichertechnologien für jede Stunde des Jahres einander gegenübergestellt. Hierbei ist für die Szenarien die Summe der Speicherfüllstände der einzelnen Technologien in Prozent der jeweiligen Summe der Kapazität der Speichertechnologien angegeben. Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien wird nochmals die geringe Nutzung der Speicher deutlich. Durch die geringe Überschussenergie werden diese maximal bis auf 50 % der Kapazität beladen. Im Szenario mit 80 % erneuerbarer Energien werden die Speicher nur zu einem Zeitpunkt praktisch vollständig geladen. In diesem Szenario werden die Speicher verstärkt zur Elektrizitätseinspeisung herangezogen. Dadurch sind die Speicher an vielen Zeitpunkten im Jahr nahezu vollständig entladen. Für eine vollständige Aufnahme der erneuerbaren Energien („100EE-Basis“) wird die zur Verfügung stehende Kapazität nicht vollständig ausgenutzt.

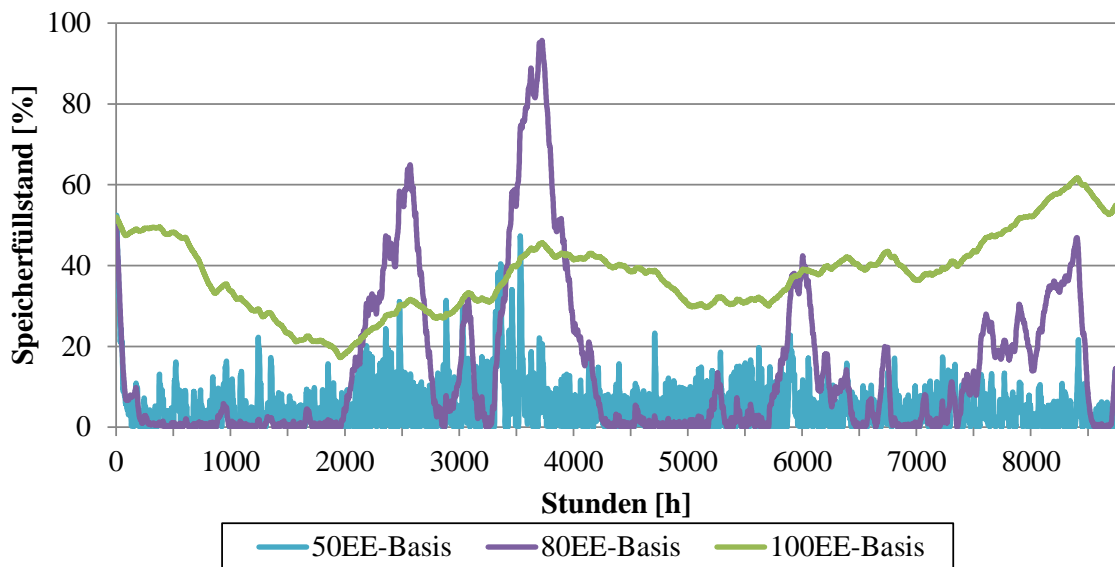


Abbildung 4.14: Speicherfüllstand der Speichertechnologien der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für einen Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien

Hierbei wirkt vor allem die vermehrte Nutzung der adiabaten Druckluftspeicher mit geringerem Wirkungsgrad als der Wirkungsgrad der Pumpspeicher dämpfend auf den Speicherfüllstand. Durch die Verluste bei der Kompression der Umgebungsluft wird weniger Energie gespeichert als dies bei Speichertechnologien mit hohem Wirkungsgrad möglich wäre.

Angesichts der nicht vollständig ausgenutzten Kapazität der Speichertechnologien kann davon ausgegangen werden, dass eine Reduktion der installierten Speicherkapazität zur besseren Auslastung der Speichertechnologien möglich ist. Dies wird in Kapitel 4.3.2 analysiert. Die Versorgungssicherheit ist bei den dargestellten Szenarien unter den in Kapitel 4.2 definierten Rahmenannahmen gegeben.

Im Vergleich zwischen den Ausbaupfaden mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 50 %, 80 % und 100 % an der Elektrizitätsnachfrage wird der steigende Einsatz der Speicher deutlich. Zusammengefasst steigt die Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien von 4 TWh bei 50 % erneuerbarer Energien auf über 40 TWh bei 80 % und auf 88 TWh bei 100 %. Durch die vermehrten Schwankungen der Residuallast (vgl. Abbildung 4.5 bis 4.7) sowie die höheren Anteile negativer Residuallast steigen die Einsatzhäufigkeit sowie die Höhe der Elektrizitätseinspeisung deutlich. Bei einem Anteil von 50 % erneuerbarer Energien werden die Speicher jede fünfte Stunde (ca. 1.800 Einsätze pro Jahr) zur Rückspeisung eingesetzt. Die Einsatzhäufigkeit steigt auf einen Einsatz alle 2 Stunden (ca. 3.700 Einsätze pro Jahr) bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien. Bei einer vollständigen Integration von 100 % erneuerbarer Energien steigt die Einsatzhäufigkeit weiter auf ca. 3.900 Einsätze pro Jahr.

4.3.1.2 Systemkosten und Treibhausgasemissionen

Die Systemkosten, aufgeteilt in annuisierte Kapitalkosten und fixe Betriebskosten sowie die Systembetriebskosten der Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“ sind in Abbildung 4.15 dargestellt. Die Kosten sind in der Abbildung getrennt nach Kosten konventioneller Kraftwerke, Speicher und erneuerbarer Energien aufgezeigt.

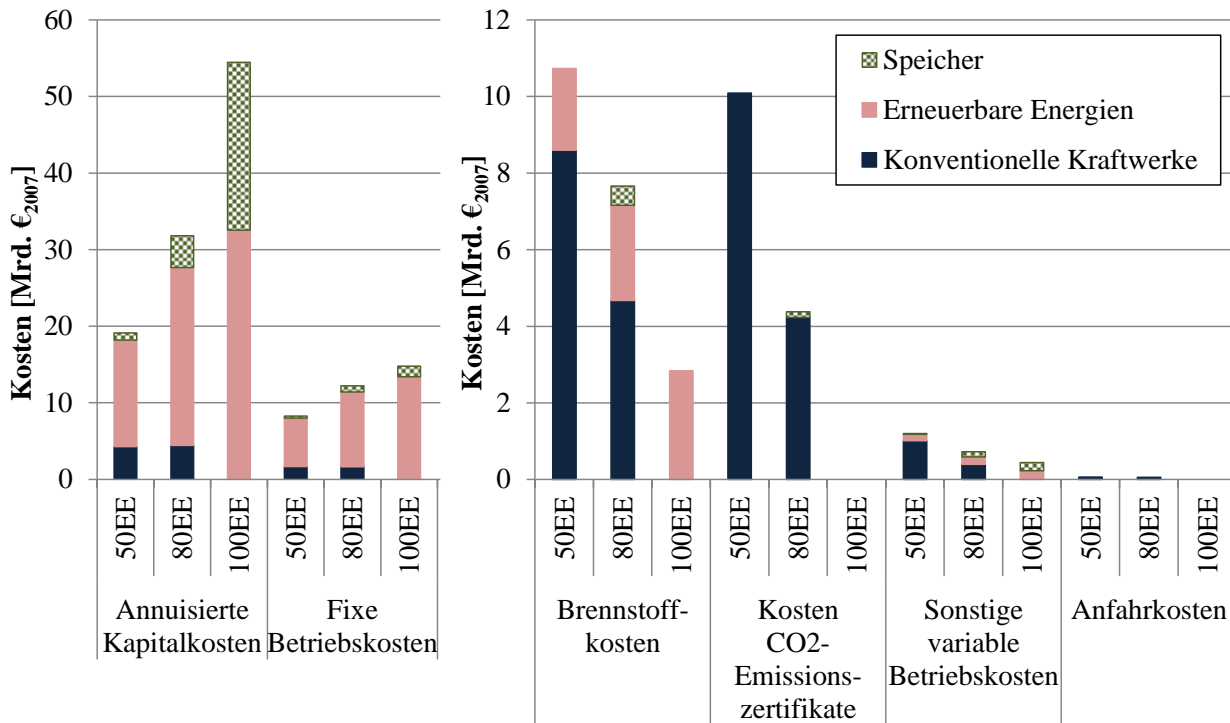


Abbildung 4.15: Vergleich der wesentlichen Bestandteile der Systemkosten des konventionellen Kraftwerkparks, der Speicher und erneuerbaren Energien für die Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“

Es wird der starke Anstieg der Kapitalkosten bei einer Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien von 50 % über 80 % bis 100 % deutlich. Die Summe der annuisierten Kapitalkosten und fixen Betriebskosten steigt zwischen einem Anteil von 50 % und 80 % erneuerbarer Energien von 28 Mrd. €₂₀₀₇ auf 42 Mrd. €₂₀₀₇. Für das Szenario mit 100 % erneuerbarer Energien steigen diese weiter auf 67 Mrd. €₂₀₀₇. Der Anteil der Speicherkosten an der jeweiligen Summe der Kapitalkosten und fixen Betriebskosten steigt von ca. 4 % („50EE-Basis“) auf ca. 11 % („80EE-Basis“) auf ca. 34 % („100EE-Basis“) an.

Die Systembetriebskosten sind auf der rechten Seite in Abbildung 4.15, aufgeteilt in Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Emissionszertifikate, sonstige variable Betriebskosten und Anfahrkosten, dargestellt. Bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von 50 % auf 80 % sinken die Systembetriebskosten erheblich. Vor allem die Brennstoffkosten sowie die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate haben den größten Einfluss auf die Höhe der Systembetriebskosten. Diese sinken vor allem durch den verringerten Einsatz der konventionellen Kraftwerke. Die Systembetriebskosten sinken insgesamt durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von 50 % auf 80 % von 22,1 Mrd. €₂₀₀₇ auf 12,8 Mrd. €₂₀₀₇.

Für eine vollständige Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien fallen nur variable Betriebskosten der Biomasse und Speichertechnologien an, die insgesamt bei weniger als 3,5 Mrd. €₂₀₀₇ liegen.

Die Volllaststunden für steinkohlenbefeuerte Kraftwerke sinken von ca. 6.200 h im Szenario mit einem Anteil von 50 % erneuerbarer Energien auf ca. 4.100 h im Szenario mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien, für Erdgas Kombikraftwerke sinken die Volllaststunden von 2.300 h auf 1.100 h. Hierdurch wird im Szenario mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien weniger Brennstoff eingesetzt. Für das Szenario „80EE-Basis“ fallen in geringem Umfang Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Emissionszertifikate für den Einsatz der diabaten Druckluftspeicher an. Im Szenario „100EE-Basis“ wird kein Brennstoff eingesetzt, wodurch es keine Brennstoffkosten oder Kosten für CO₂-Emissionszertifikate gibt. Die sonstigen variablen Betriebskosten sinken bei höherem Anteil erneuerbarer Energien ebenfalls, allerdings ist deren Auswirkung auf die Systembetriebskosten genauso wie die der Anfahrkosten gering. Die Summe der einzelnen Kostenbestandteile der Systemkosten ist in Abbildung 4.16 dargestellt.

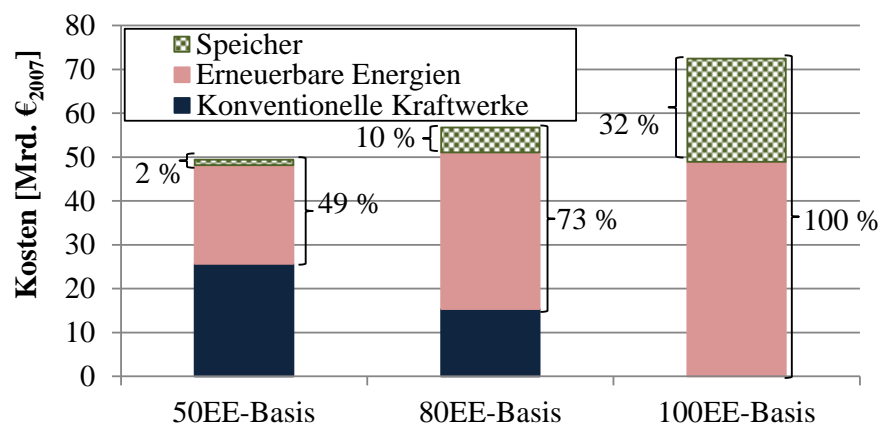


Abbildung 4.16: Systemkosten des konventionellen Kraftwerkparks, der Speicher und erneuerbaren Energien für die Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“

Die Systemkosten steigen von knapp 50 Mrd. €₂₀₀₇ auf 57 Mrd. €₂₀₀₇ zwischen einem Anteil von 50 % und 80 % und steigen weiter für 100 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf über 73 Mrd. €₂₀₀₇ an. Es wird nochmals der steigende Einfluss der Kosten der erneuerbaren Energien sowie der Speichertechnologien auf die Systemkosten deutlich. Bei 50 % erneuerbarer Energien beläuft sich der Anteil der Systemkosten, der den Kosten der erneuerbaren Energien und den zu deren Integration in das Stromnetz benötigten Speichertechnologien zugeordnet werden kann, auf ca. 49 %. Bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien steigt dieser Anteil auf ca. 73 %. Der Anteil der Kosten der Speichertechnologien an den Systemkosten beträgt bei 50 % erneuerbarer Energien 2 %, steigt auf ca. 10 % für 80 % und auf ca. 32 % für 100 % erneuerbarer Energien.

Bei Unterstellung des heutigen Preisbildungsmechanismus am Großhandelsmarkt für

Elektrizität ergeben sich in den Szenarien mit einem Anteil erneuerbarer Energien von 50 % und 80 % die in Abbildung 4.17 als Dauerlinie dargestellten Elektrizitätsgroßhandelspreise.

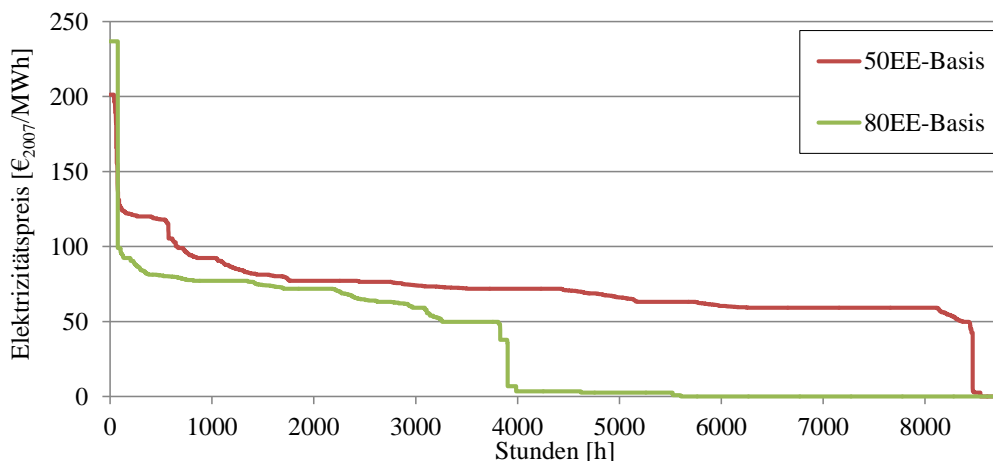


Abbildung 4.17: Dauerlinie der Day-ahead Großhandelspreise für Elektrizität für die Szenarien „50EE-Basis“ und „80EE-Basis“

Die Großhandelspreise des Szenarios „50EE-Basis“ betragen maximal $201 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$ und die des Szenarios „80EE-Basis“ maximal $237 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$. Für das Szenario „50EE-Basis“ beläuft sich der durchschnittliche Elektrizitätspreis auf $71 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$ und sinkt für das Szenario „80EE-Basis“ auf $37 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$. Im Szenario „50EE-Basis“ treten noch 170 Stunden mit negativen Großhandelspreisen oder mit Großhandelspreisen von $0 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$ auf. Für das Szenario „80EE-Basis“ steigen diese Stunden auf 2.940 Stunden. Mit den häufig auftretenden Elektrizitätspreisen von $0 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$ oder niedriger erscheint es zweifelhaft, ob Eigentümer von konventionellen Kraftwerken unter diesen Bedingungen die Kapitalkosten für einen rentablen Betrieb erwirtschaften können. Für einen rentablen Betrieb von Speichern werden möglichst hohe Fluktuationen der Elektrizitätspreise mit großer Bandbreite zwischen den Minimal- und Maximalwerten benötigt. In dem Szenario „80EE-Basis“ treten die Stunden mit Elektrizitätspreisen von $0 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$ „Blockweise“ auf. Große Fluktuationen der Elektrizitätspreise sind nicht gegeben (vgl. Abbildung 6.9 im Anhang). Es erscheint daher fraglich, ob genügend Anreize für Investitionen in Speicher gegeben werden können, um die für eine vollständige Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien erforderlichen Speicherkapazitäten zu realisieren.

Für das Szenario mit 100 % erneuerbarer Energien liegt der durchschnittliche Elektrizitätspreis bei $1,5 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$. Die Elektrizitätspreise bleiben dabei konstant unter den variablen Betriebskosten der Pumpspeicher ($2,5 \text{€}_{2007}/\text{MWh}$). Die geringen Elektrizitätspreise, resultierend aus der Preisbildung anhand kurzfristiger Grenzkosten und den niedrigen variablen Betriebskosten der eingesetzten Technologien, bieten keine Möglichkeit, einen ausreichenden Ertrag zu erwirtschaften, der die hohen Kapitalkosten der erneuerbaren Energien und der Speicher deckt. Für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit er-

neuerbaren Energien ist eine Preisbildung anhand kurzfristiger Grenzkosten nicht praktikabel.

Die Treibhausgasemissionen der Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“, die durch den Brennstoffeinsatz in konventionellen Kraftwerken und Speichern anfallen, sind in Abbildung 4.18 dargestellt.

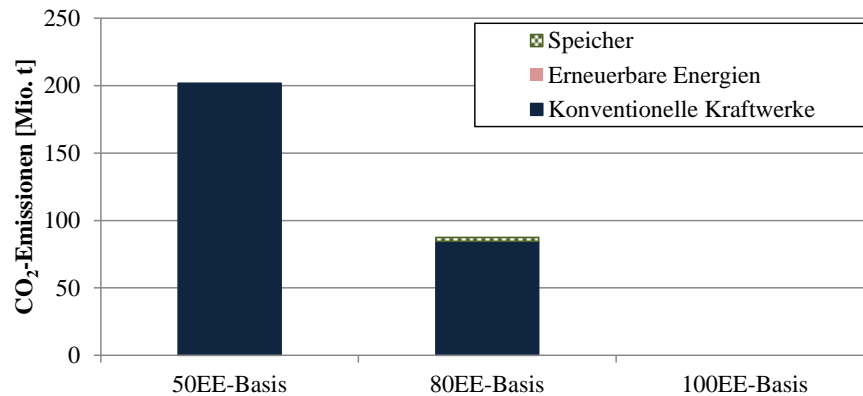


Abbildung 4.18: CO₂-Emissionen der Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“

Für das Szenario „50EE-Basis“ belaufen sich die jährlichen CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung auf 202 Mio. t CO₂. Diese sinken mit einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 80 % auf 85 Mio. t CO₂. Hierbei werden ca. 3 % der CO₂-Emissionen durch den Einsatz diabater Druckluftspeicher verursacht. Für die vollständige Deckung der Elektrizitätsnachfrage mit erneuerbaren Energien, Pumpspeichern, adiabaten Druckluftspeichern und mobilen Batteriespeichern fallen keine Emissionen im Betrieb an.

Nachdem die „Basis“ Szenarien untersucht wurden, stellt sich die Frage, welche Auswirkung ein größerer Anteil von Kraftwerkskapazitäten des Kraftwerkportfolios, die im Lastfolgebetrieb eingesetzt werden können, auf die Systemkosten und Versorgungssicherheit hat. Zudem wird vermutet, dass eine Verlängerung des Prognosehorizonts von 36 Stunden auf 96 Stunden zu geringeren Systemkosten und einer erhöhten Versorgungssicherheit führt. Diesen Fragen wird anhand der Varianten in den folgenden Abschnitten nachgegangen.

Variante: Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb

Derzeit besteht die Bestrebung, Bioenergieanlagen vermehrt im Lastfolgebetrieb einzusetzen. Beispielsweise wird im EEG 2012 die Direktvermarktung von Strom aus biogenen Ressourcen gesetzlich regelt /BMU 2012a/. Ziel ist es, durch den Einsatz von Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb die Integration fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu verbessern. In der folgenden Variante wird der Einsatz von Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb (ohne temporale und technische Restriktionen) analysiert.

Für einen Anteil erneuerbarer Energien von 50 % und 80 % werden durch den Einsatz

der Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb die konventionellen Kraftwerke vermehrt zur Elektrizitätserzeugung herangezogen. Dies liegt an den geringeren variablen Betriebskosten der konventionellen Kraftwerke, wodurch diese bevorzugt eingesetzt werden. Die Systembetriebskosten der konventionellen Kraftwerke steigen leicht. Insgesamt sinken aber durch den verringerten Einsatz der Bioenergieanlagen mit hohen variablen Betriebskosten die Systemkosten. Die Versorgungssicherheit ist bei beiden Szenarien gegeben. Für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien sinkt durch den Einsatz der Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb die jährliche Elektrizitätseinspeisung der Bioenergieanlagen auf knapp 13 TWh (Reduktion um 84 % im Vergleich zum Szenario „100EE-Basis“). Dies liegt daran, dass aufgrund der höheren variablen Betriebskosten die Bioenergieanlagen erst nach den Speichern zur Elektrizitätseinspeisung herangezogen werden. Somit werden die Bioenergieanlagen lediglich zu den Zeitpunkten, an denen der Speicherfüllstand des Speicherportfolios nahezu bei Null liegt, eingesetzt (vgl. Abbildung 4.19). Der geringe Einsatz der Bioenergieanlagen zieht ebenfalls einen erhöhten Einsatz

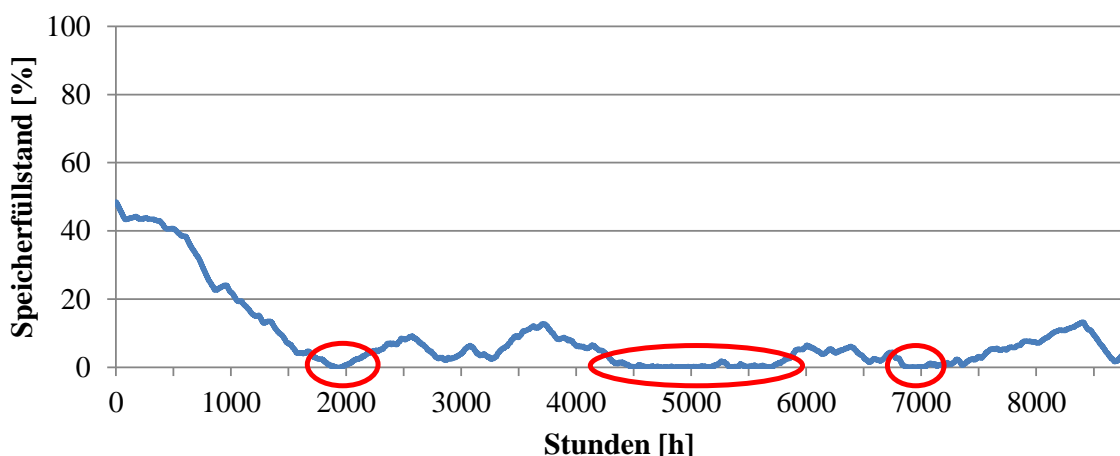


Abbildung 4.19: Stündlicher Füllstand der Speicher eines Jahres in Prozent der Kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien (Einsatz von Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb)

von adiabaten Druckluftspeichern mit geringerem Wirkungsgrad als Pumpspeicher nach sich. Diese werden aufgrund ihrer großen Kapazität und Leistung häufiger eingesetzt (Anstieg der Elektrizitätseinspeisung der adiabaten Druckluftspeicher um ca. 21 % im Vergleich zum Szenario „80EE-Basis“). Durch den späten Einsatz der Biomasse aufgrund des Prognosehorizonts von 36 Stunden kann eine rechtzeitige Beladung der Speicher nicht erfolgen. Die Versorgungssicherheit sinkt dadurch, so dass in gut 480 Stunden im Jahr die Elektrizitätsnachfrage nicht gedeckt werden kann.

Für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien ist durch den Einsatz der Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb die Versorgungssicherheit nicht mehr gegeben, da eine rechtzeitige Beladung der Speicher nicht erfolgt. Die fehlende Energiemenge durch den verminderten Einsatz der Bioenergieanlagen könnte in diesem Fall nur

durch eine erhöhte installierte Leistung (und Elektrizitätseinspeisung) der Windenergie- und Photovoltaikanlagen erfolgen, wodurch der Bedarf an Speichern und die Systemkosten erheblich steigen. Durch das Absinken der Volllaststunden der Bioenergieanlagen um 84 % ist es zweifelhaft, ob Betreiber von Bioenergieanlagen genügend Deckungsbeiträge für einen rentablen Betrieb erwirtschaften können.

Variante: Verlängerter Prognosehorizont auf 4 Tage (96 Stunden)

Folgetagsprognosen für Windleistung und die solare Strahlungsenergie können bis zu einem Prognosehorizont von 96 Stunden berechnet werden /Lange et al. 2011/. Mit kürzer werdendem Prognosehorizont nimmt die Prognosegenauigkeit zu, so dass sich der Prognosefehler von einer Day-ahead Prognose (Prognosehorizont von 36 Stunden) von einem mittleren quadratischen Fehler (RMSE - root mean square error) von 5 % der installierten Leistung auf 1,5 bis 3,5 % der installierten Leistung für eine Kurzfristprognose mit einem Vorhersagehorizont von 1 bis 8 Stunden /Lange et al. 2011/ verringert. Allerdings bietet ein längerer Prognosehorizont die Möglichkeit, den Einsatz konventioneller Kraftwerke und Speicher zu verbessern. Im Folgenden wird exemplarisch die Verlängerung des Day-ahead-Prognosehorizonts auf 4 Tage (96 Stunden) analysiert.

Ein verlängerter Prognosehorizont resultiert für 50 % und 80 % erneuerbarer Energien in einer verbesserten Ausnutzung der konventionellen Kraftwerke sowie der Speicher. Die Auswirkung eines auf 4 Tage verlängerten Prognosehorizonts auf die Elektrizitätserzeugung der konventionellen Kraftwerke und der Elektrizitätseinspeisung der Speicher für das Szenario „80EE-Basis“ ist in Abbildung 4.20 dargestellt.

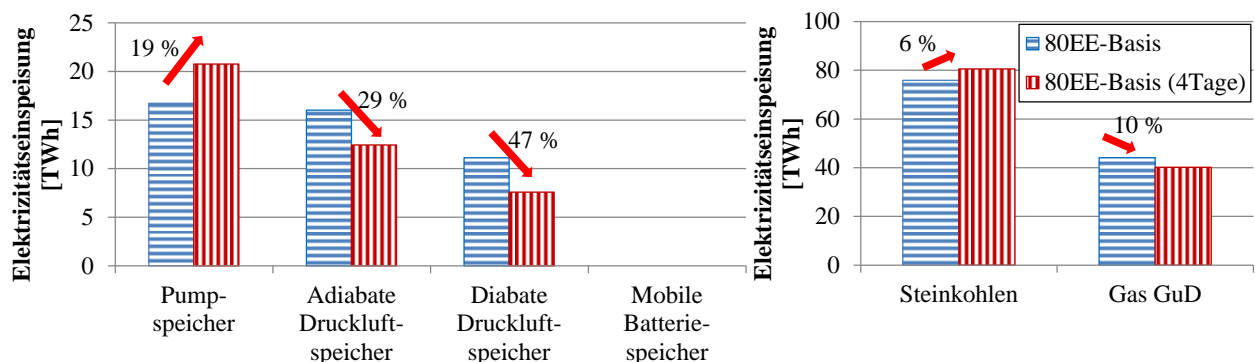


Abbildung 4.20: Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speicher und konventionellen Kraftwerke für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien; Szenario „80EE-Basis“ mit Prognosehorizont von 36 Stunden und „80EE-Basis“ (4Tage) mit Prognosehorizont von 4 Tagen

Durch den verlängerten Prognosehorizont kann der Einsatz der Speicher sowie der konventionellen Kraftwerke deutlich verbessert werden. So steigt der Einsatz der Pumpspeicher um 19 % wogegen sich der Einsatz der kostenintensiveren Speichertechnologien adiabater Druckluftspeicher um 29 % und diabater Druckluftspeicher um 47 % verringert. Durch den vermehrten Wälzbetrieb können ebenfalls die mit Steinkohlen befeuerten

Kraftwerke stärker genutzt werden und der Einsatz der Erdgas-Kombikraftwerke verringert werden. Hierdurch kann eine Reduktion der Systembetriebskosten um ca. 2,4 % und der Systemkosten um ca. 0,5 % (300 Mio. €₂₀₀₇) erreicht werden.

Für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien kann durch einen verlängerten Prognosehorizont lediglich der Einsatz der Speichertechnologien verbessert werden. Hierbei werden die Pumpspeicher mit hohen Wirkungsgraden und niedrigeren variablen Betriebskosten vermehrt eingesetzt und der Einsatz der adiabaten Druckluftspeicher zurückgefahren, wodurch die Systembetriebskosten um knapp 1,4 % und die Systemkosten geringfügig um unter 0,01 % bei gegebener Versorgungssicherheit verringert werden. Insgesamt erhöht sich der Einsatz der Pumpspeicher (um ca. 30 % im Vergleich zu dem Szenario „100EE-Basis“ und einem Prognosehorizont von 36 Stunden), wodurch der Einsatz der adiabaten Druckluftspeicher mit höheren variablen Betriebskosten um knapp 13 % reduziert wird.

Es zeigt sich, dass eine Ausweitung des Planungs- und Prognosehorizonts für die Szenarien „50EE-Basis“, „80EE-Basis“ und „100EE-Basis“ die Systemkosten reduziert.

Variante: Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb und ein Prognosehorizont von 4 Tagen

In den vorherigen Abschnitten wurde gezeigt, dass der Einsatz von Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb für Anteile erneuerbarer Energien von 50 % und 80 % in einer geringen Reduktion der Systemkosten durch den vermehrten Einsatz kostengünstigerer konventioneller Kraftwerke folgt. Die Versorgungssicherheit ist dabei gegeben. Für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien ist durch den Einsatz der Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb die Versorgungssicherheit nicht mehr gegeben, da eine rechtzeitige Beladung der Speicher nicht erfolgt. Nun stellt sich die Frage, ob durch eine Verlängerung des Prognosehorizonts auf 96 Stunden die Versorgungssicherheit auch für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien erreicht werden kann. Exemplarisch wird daher für 100 % erneuerbarer Energien anhand des Szenarios „100EE-Basis“ die Auswirkung von Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb sowie einem auf vier Tage verlängerten Prognosehorizont untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Verlängerung des Prognosehorizonts auf 4 Tage keine wesentliche Verringerung der Stunden im Jahr ergibt, in denen die Elektrizitätsnachfrage nicht gedeckt werden kann. Zwar steigt die jährliche Elektrizitätserzeugung der Biomasse leicht auf 14,7 TWh, allerdings tritt ein geringer Speicherfüllstand des Speicherportfolios, wie in Abbildung 4.19 zu sehen, lediglich an wenigen Zeitabschnitten auf. Durch den längeren Prognosehorizont können die Speicher früher beladen werden. Allerdings reicht diese frühere Beladung der Speicher aufgrund der langen Zeitabschnitte, in denen der Speicherfüllstand gering ist, nicht aus. Insgesamt fehlen einem Elektrizitätssystem mit

einem Anteil von 100 % erneuerbarer Energien, in dem die Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb eingesetzt werden, hohe Energiemengen. Durch eine Verlängerung des Prognosehorizonts kann diese nicht durch einen rechtzeitigen Einsatz der Bioenergieanlagen bereitgestellt werden.

4.3.2 Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien inklusive Curtailment

Die erforderliche Erweiterung der Speicherkapazität bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch geht mit einem beträchtlichen finanziellen Aufwand einher, vgl. Abbildung 4.16. Dieser Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf resultiert vorwiegend aus einer sehr hohen Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien während vergleichsweise weniger Stunden eines Jahres. Es ist daher zu hinterfragen, in welchem Umfang ein zeitweiser Verzicht auf die vollständige Integration der Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien den Speicherkapazitätsbedarf senkt und dadurch aus der ökonomischen Perspektive eine vorteilhafte Alternative darstellen kann.

Im Folgenden werden die Auswirkungen einer Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (ein Curtailment ist aus ökonomischen Gründen möglich) auf den Betrieb der Speicher, der konventionellen Kraftwerke und der erneuerbaren Energien dargestellt. Zudem werden die resultierenden Systemkosten analysiert. Hierfür werden Szenarien mit unterschiedlicher Speicherleistung und -kapazität der Pumpspeicher, diabaten Druckluftspeicher und adiabaten Druckluftspeicher für Anteile erneuerbarer Energien von 50 %, 80 % und 100 % analysiert. Wie in den „Basis“ Szenarien werden auch in den „Curtil“ Szenarien die mobilen Batteriespeicher mit einer Speicherleistung von 58 GW und einer Speicherkapazität von 224 GWh berücksichtigt.

4.3.2.1 Anteil von 50 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien wird das Szenario „50EE-Curtail“, in dem ein Curtailment möglich ist, dem Szenario „50EE-Basis“, in dem eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien angenommen wird, gegenübergestellt. Beide Szenarien weisen eine Pumpspeicherkapazität von 367 GWh auf. Im Szenario „50EE-Basis“ haben die Pumpspeicher eine Leistung (Ein- und Ausspeicherleistung) von 27 GW. Diese ist im Szenario „50EE-Curtail“ auf eine Pumpspeicherleistung von 10,8 GW begrenzt (aufgrund der Annahmen in Kapitel 4.2.6). Durch die kleinere Aufnahmeleistung der Speicher kann ein Teil der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung (vgl. Abbildung 4.5) nicht gespeichert und dadurch nicht in das Elektrizitätssystem integriert werden. Die verringerte Ausspeicherleistung der Speicher hat keine wesentlichen Auswirkungen, da genügend Leistung der konventionellen Kraftwerke gegeben ist. Insgesamt werden lediglich 0,14 % der jährlichen Erzeugung durch Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen nicht aufgenommen. Durch die Reduktion der Investitionskosten in Speicher verringern sich die

Kapitalkosten und fixen Betriebskosten um 0,2 Mrd. €₂₀₀₇. Da nur die Aufnahme der erneuerbaren Energien durch eine kleinere Speicherleistung begrenzt wird, verändern sich der Betrieb der Speichertechnologien und konventionellen Kraftwerke nur geringfügig und die resultierenden Systembetriebskosten ebenfalls nur marginal.

4.3.2.2 Anteil von 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Integration der Stromerzeugung eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien (Curtailment ist aus ökonomischen Gründen möglich) erläutert. Dazu werden die in Tabelle 4.10 aufgeführten Speicherleistungen und -kapazitäten der Pumpspeicher, diabaten und adiabaten Druckluftspeicher berücksichtigt.

Tabelle 4.10: Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „80EE-Basis“ und der „Curtail“ Szenarien bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

		Pump- speicher	Diabate Druckluftspeicher	Adiabate Druckluftspeicher
	„80EE-Basis“	[GW]	30,8	23,7
Speicher- leistung	„80EE-Curtail“			
	3/4CAES	[GW]	30,8	18
	2/4CAES	[GW]	30,8	12
	1/4CAES	[GW]	30,8	6
	1/4CAES1/3PS	[GW]	10,8	6
	„80EE-Basis“	[TWh]	2	2,14
Speicher- kapazität	„80EE-Curtail“			
	3/4CAES	[TWh]	2	1,7
	2/4CAES	[TWh]	2	1,1
	1/4CAES	[TWh]	2	0,55
	1/4CAES1/3PS	[TWh]	0,367	0,55

Szenarienkürzel der „Curtail“ Szenarien beschreiben grob, um welchen Anteil die Speicherleistung und -kapazität im Vergleich zum „Basis“ Szenario reduziert wurde; Abkürzung „CAES“ steht für Druckluftspeicher, „PS“ für Pumpspeicher

Zum Vergleich sind in der Tabelle die Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „80EE-Basis“ aufgeführt. In den „Curtail“ Szenarien wird die Speicherleistung und -kapazität der Druckluftspeicher aufgrund deren höheren Investitionskosten und variablen Betriebskosten sowie den niedrigeren Wirkungsgraden (vgl. Kapitel 4.2.6) im Vergleich zu den Pumpspeichern verringert. Lediglich im Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES1/3PS}“ wird die Pumpspeicherleistung (10,8 GW) und -kapazität (0,367 TWh) der in Deutschland vorhandenen Pumpspeicher, inklusive bestehenden Bezugsrechten an Pumpspeichern im Ausland und in Planung befindlichen Anlagenprojekten sowie eine verringerte Leistung und Kapazität der Druckluftspeicher verwendet.

Der Einsatz der Speichertechnologien in den Szenarien inklusive Curtailment verändert

sich deutlich gegenüber einer vollständigen Integration der erneuerbaren Energien. Dazu ist in Abbildung 4.21 die Elektrizitätseinspeisung der Speichertechnologien im Vergleich aufgetragen. Für die Bewertung des Einsatzes der Speicher sollte die Elektrizitätseinspeisung dieser unter Berücksichtigung der Volllaststunden der Speicher analysiert werden, da die Volllaststunden das Verhältnis der Elektrizitätseinspeisung der Speicher zu der jeweils installierten Speicherleistung beschreiben. Die Volllaststunden der Speicher sind in Abbildung 4.22 dargestellt.

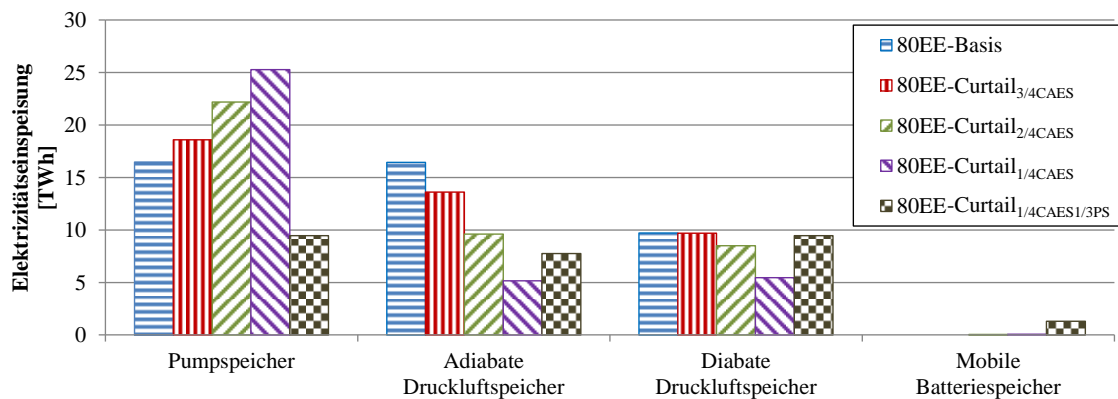


Abbildung 4.21: Elektrizitätseinspeisung der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile an Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

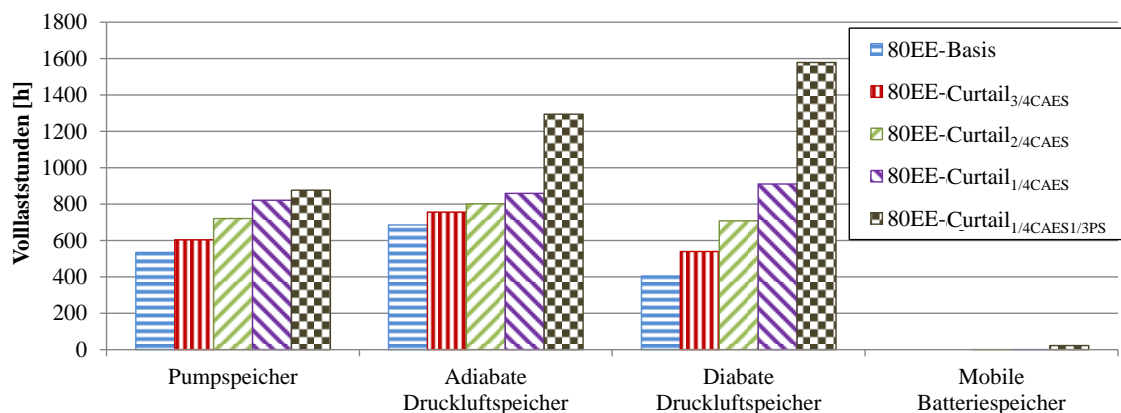


Abbildung 4.22: Volllaststunden der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

Es wird deutlich, dass sich im Szenario „80EE-Curtail_{3/4CAES}“ die Elektrizitätseinspeisung der Druckluftspeicher im Vergleich zu dem Szenario „80EE-Basis“ verringert. Die Elektrizitätseinspeisung der adiabaten Druckluftspeicher sinkt um ca. ein Viertel und die der diabaten Druckluftspeicher geringfügig. Im Gegensatz dazu erhöht sich die Elektrizitätseinspeisung der Pumpspeicher. Im Vergleich zum Szenario „80EE-Basis“ erhöhen sich die Volllaststunden aller Speicher im Szenario „80EE-Curtail_{3/4CAES}“. Die Volllaststunden der Pumpspeicher steigen um ca. 10 %, die der adiabaten Druckluftspeicher um ca. 3 % und die der diabaten Druckluftspeicher um ca. 33 %. Im Szenario „80EE-Curtail_{3/4CAES}“

wird im Vergleich zu dem „Basis“ Szenario bevorzugt der Einsatz von Speichertechnologien mit hohem Wirkungsgrad vergrößert. Auch werden die diabaten Druckluftspeicher aufgrund der hohen Turbinenarbeitszahl der Druckluft (vgl. Kapitel 3.1.4.2) im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien vermehrt eingesetzt. Die Volllaststunden der Speicher liegen allerdings für alle Szenarien außer im Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES1/3PS}“ unter den durchschnittlichen Volllaststunden heutiger Pumpspeicher von 970 Stunden /BDEW 2012/. Der Unterschied zwischen den Volllaststunden heutiger Pumpspeicher und den Volllaststunden der Speicher in den Szenarien liegt daran, dass heutige Pumpspeicher auch zu anderen Aufgaben, wie Regelenergiebereitstellung oder Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistungskompensation) herangezogen werden. Auch ergeben sich in den Szenarien mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien häufig Elektrizitätspreise von 0 €/MWh, wodurch die Speicher im Vergleich zu heute nicht so häufig eingesetzt werden.

In Abbildung 4.23 sind die Systemkosten der konventionellen Kraftwerke, der Speichertechnologien und der erneuerbaren Energien dargestellt.

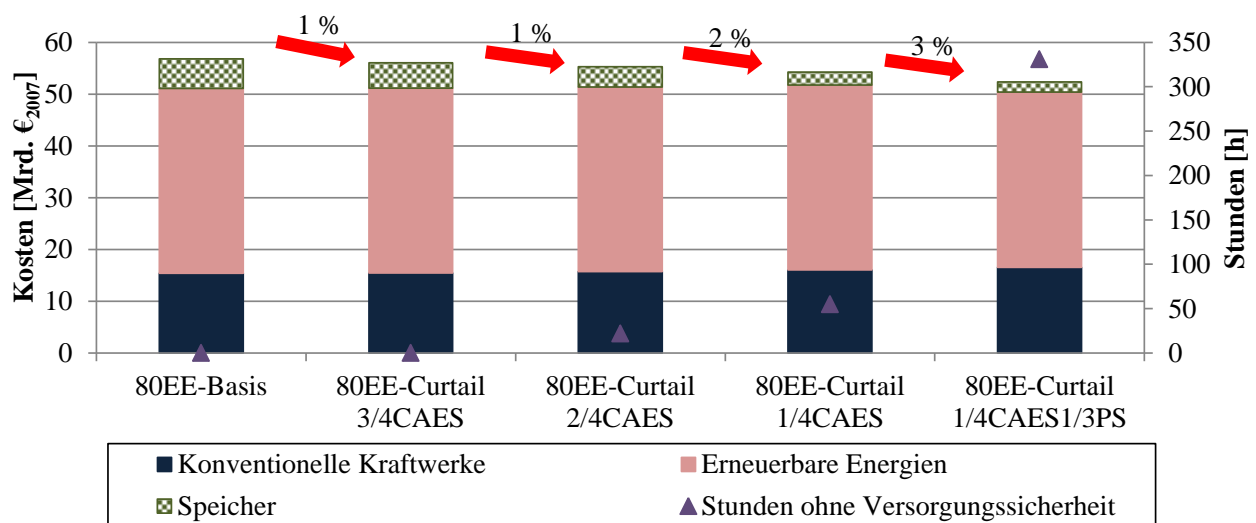


Abbildung 4.23: Vergleich der Systemkosten des konventionellen Kraftwerksparks, der Speicher und erneuerbaren Energien einer vollständigen Integration und einer Integration inklusive Curtailment eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien sowie Anzahl der Stunden, in denen die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist

Die annuisierten Systemkosten des Szenarios „80EE-Curtail_{3/4CAES}“ sinken im Vergleich zu „80EE-Basis“ um gut 1 % (0,8 Mrd. €₂₀₀₇). Zwar verringern sich die Kapitalkosten um ca. 3 %, im Gegensatz dazu vergrößert sich der Einsatz der konventionellen Kraftwerke, wodurch die Systembetriebskosten um ca. 5 % steigen.

Bei dem Szenario „80EE-Curtail_{2/4CAES}“ steigt der Einsatz der Speichertechnologien im Vergleich zu dem Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES}“ weiter (vgl. Abbildung 4.21 und 4.22). Hierbei werden zum einen die Pumpspeicher vermehrt für den Wälzbetrieb eingesetzt und zum anderen die diabaten Druckluftspeicher zur Elektrizitätseinspeisung während

langer Zeiten mit geringer erneuerbarer Elektrizitätserzeugung herangezogen. Der Einsatz der mobilen Batteriespeicher zur Elektrizitätseinspeisung steigt ebenfalls, ist allerdings immer noch sehr gering ($< 0,1$ TWh).

Bis zu dem Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES}“ sinken die Systemkosten im Vergleich zu dem „Basis“ Szenario weiter. Vor allem die geringeren Kapitalkosten der Speichertechnologien fallen stärker ins Gewicht, da die Zunahme der Systembetriebskosten durch den vermehrten Einsatz der Speicher und konventionellen Kraftwerke gering bleibt. Allerdings lässt die Versorgungssicherheit nach, so dass in dem Szenario „80EE-Curtail_{2/4CAES}“ bereits 22 Stunden auftreten, in denen die Elektrizitätsnachfrage nicht gedeckt werden kann. In diesem Szenario sind während 22 Stunden die Speicher vollständig entladen und die Summe der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien und der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke reicht nicht, um die Elektrizitätsnachfrage zu decken. In dem Szenario „80EE-Curtail_{3/4CAES}“ können in diesen Stunden die Speicher noch zur Elektrizitätseinspeisung herangezogen werden, da die Speicher vorher stärker beladen wurden. Werden neben der Speicherleistung und -kapazität der Druckluftspeicher auch die Speicherleistung und -kapazität der Pumpspeicher (Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES1/3PS}“) verringert, erhöhen sich die Elektrizitätserzeugung (Abbildung 4.21) sowie die Volllaststunden (Abbildung 4.22) der Druckluftspeicher deutlich. Die Elektrizitätseinspeisung der Pumpspeicher, die vor allem zum Wälzbetrieb eingesetzt wurden, muss in diesem Szenario durch einen erhöhten Einsatz der adiabaten und diabaten Druckluftspeicher ausgeglichen werden. Ebenso müssen die konventionellen Kraftwerke durch den verringerten Wälzbetrieb der Pumpspeicher öfter eingesetzt werden. Dies resultiert zwar in geringeren Systemkosten, allerdings sinkt die Versorgungssicherheit erheblich (vgl. Abbildung 4.23). Für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien inklusive Curtailment werden somit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine Speicherleistung von 67 GW und eine Speicherkapazität von 5,4 TWh benötigt (Szenario „80EE-Curtail_{3/4CAES}“). Die Ergebnisse liegen über den Modellergebnissen von /Kuhn und Kühne 2011/, in denen ein Speicherkapazitätsbedarf von 4,8 TWh ermittelt wurde. Allerdings wird in /Kuhn und Kühne 2011/ die wirtschaftliche Speicherkapazität berechnet. Zudem besteht auch eine Unsicherheit im Vergleich der Ergebnisse, da die zugrunde liegende Jahresganglinie der Stromerzeugung mit Windenergie- und Photovoltaikanlagen in /Kuhn und Kühne 2011/ aus dem Jahr 1983 stammt.

Der veränderte Einsatz der Speichertechnologien der „Curtail“ Szenarien im Vergleich zu dem „Basis“ Szenario eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien wird auch anhand der Speicherfüllstände deutlich. Dafür ist in Abbildung 4.24 der Speicherfüllstand der Pumpspeicher in Prozent, bezogen auf deren Kapazität dargestellt.

Mit sinkendem Anteil der Druckluftspeicher am Speicherportfolio steigt tendenziell der Einsatz der Pumpspeicher. Dies wird vor allem zu Zeiten mit hoher erneuerbarer Elektrizität

tätserzeugung deutlich, in denen auch der Speicherfüllstand der Pumpspeicher mit abnehmender Speicherkapazität der Druckluftspeicher steigt. Zusätzlich werden die Pumpspeicher zeitlich früher beladen.

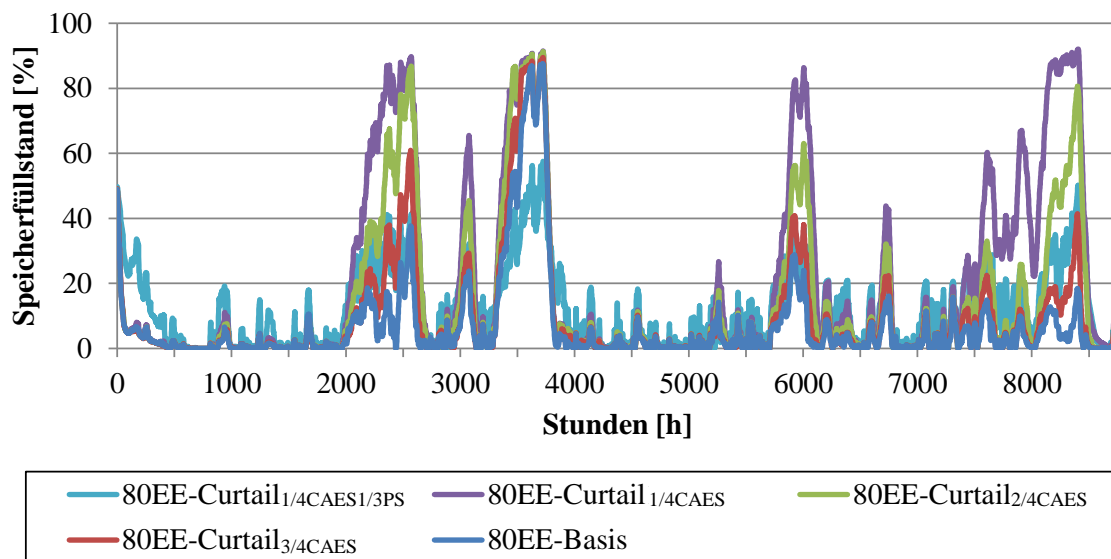


Abbildung 4.24: Speicherfüllstand der Pumpspeicher der Stunden eines Jahres in Prozent, bezogen auf die Kapazität, für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

Für das Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES1/3PS}“, mit rund 1/4 der Speicherleistung und Speicherkapazität der Druckluftspeicher und ca. 1/3 der Speicherleistung und -kapazität von Pumpspeicherwerken, die zur vollständigen Integration benötigt werden, wird ein anderer Verlauf des Speicherfüllstands erkennbar. Im Vergleich zur vollständigen Integration („80EE-Basis“) liegt der Speicherfüllstand leicht höher. Allerdings kann durch die verringerte Speicherkapazität und dadurch resultierende Begrenzung der zur Verfügung stehenden Speicherleistung einiger Pumpspeicher (vgl. Tabelle 6.4 im Anhang) während einer Phase mit hoher erneuerbarer Elektrizitätseinspeisung (Stunden 3.400 bis 3.800) die Überschussenergie nicht im vollen Umfang von den Pumpspeichern aufgenommen werden. Hierdurch müssen die anderen Speicher in dieser Phase verstärkt eingesetzt werden, was an den steileren Gradienten der Speicherfüllstände der adiabaten und vor allem der diabaten Druckluftspeicher (Abbildung 4.26) erkennbar ist.

Der Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher ist in Abbildung 4.25 für die Stunden eines Jahres dargestellt. Durch die hohe Ein- und Ausspeicherleistung werden die adiabaten Druckluftspeicher bereits im Szenario „80EE-Basis“ stark verwendet. Durch eine Verringerung der Leistung und Kapazität dieser erfolgt eine höhere und schnellere Beladung der adiabaten Druckluftspeicher. Dies wird vor allem ab den Stunden 6.000 aufwärts deutlich. Werden zusätzlich die Pumpspeicherleistung und -kapazität verringert, werden die adiabaten Druckluftspeicher vermehrt auch zur Elektrizitätsrückspeisung herangezogen, was an der zeitweise vollständigen Entleerung der adiabaten Druckluft-

speicher (z.B. in Stunden 8.000) erkennbar ist.

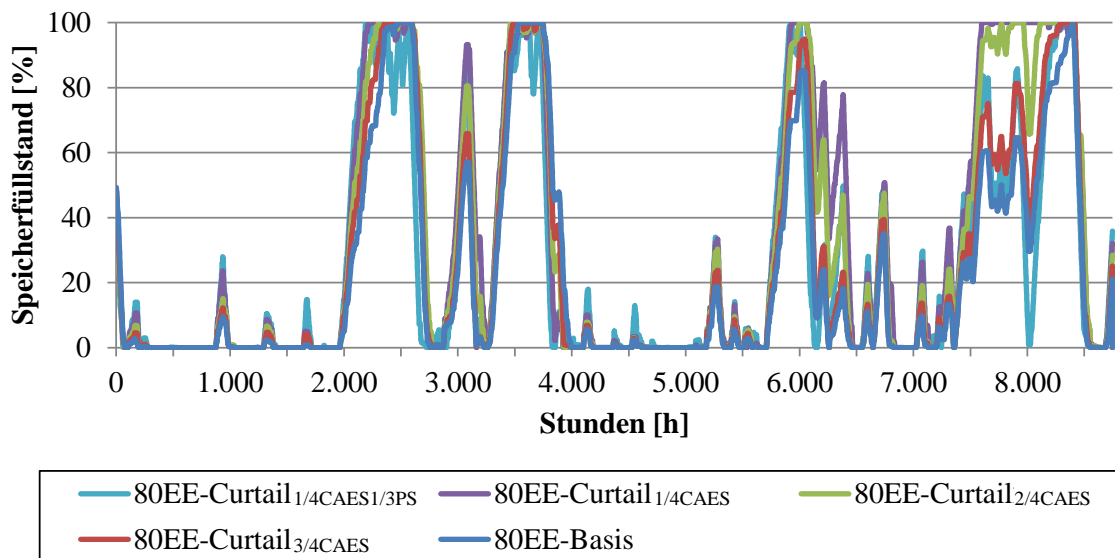


Abbildung 4.25: Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher der Stunden eines Jahres in Prozent, bezogen auf die Kapazität, für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

Im Gegensatz zu den adiabaten Druckluftspeichern ist die Auswirkung einer Verringerung der Speicherleistung und -kapazität bei den diabaten Druckluftspeichern deutlich zu erkennen (vgl. Abbildung 4.26).

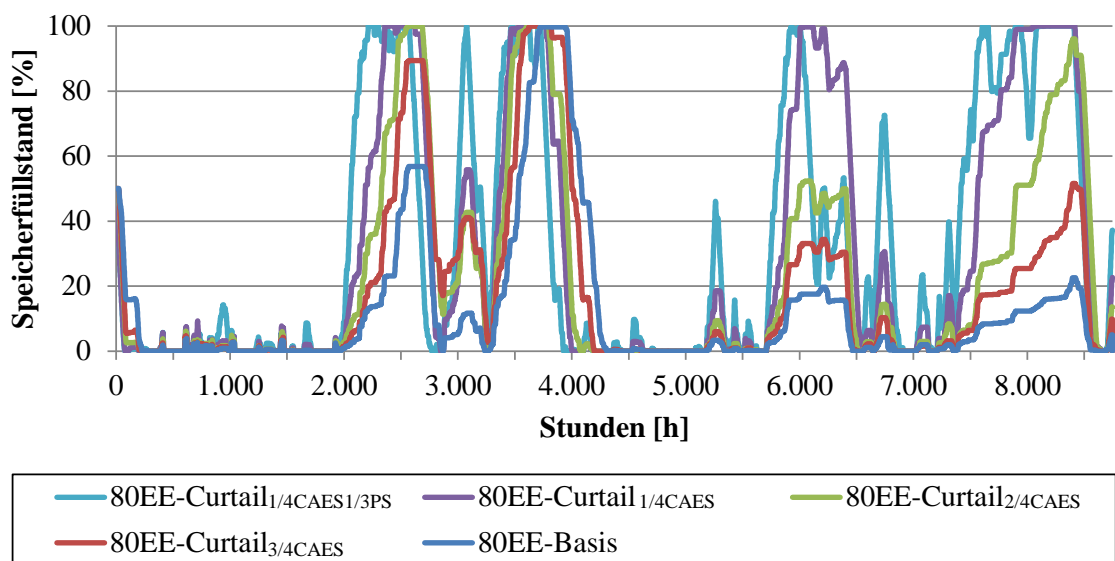


Abbildung 4.26: Speicherfüllstand der diabaten Druckluftspeicher der Stunden eines Jahres in Prozent, bezogen auf die Kapazität, für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

Durch den Erdgaseinsatz im Speicherbetrieb werden die diabaten Druckluftspeicher bei ausreichender Speicherleistung und -kapazität selten eingesetzt. Mit sinkender zur Verfügung stehender Speicherleistung und -kapazität müssen die diabaten Druckluftspeicher

häufiger beladen und entladen werden. Zusätzlich werden auch die Speicher früher beladen, was vor allem aus der Begrenzung der adiabaten Druckluftspeicher resultiert. Der Einsatz der diabaten Druckluftspeicher vergrößert sich nochmals deutlich bei dem Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES1/3PS}“. In diesem Szenario erfolgt auch in kurzen Zeiträumen eine vollständige Be- und Entladung der diabaten Druckluftspeicher, wodurch ein Teil der Überschussenergie, die nicht durch Pumpspeicher und adiabate Druckluftspeicher aufgenommen werden kann, gespeichert wird.

Der Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher schwankt bereits im Szenario „80EE-Basis“ sehr stark (vgl. Abbildung 4.27).

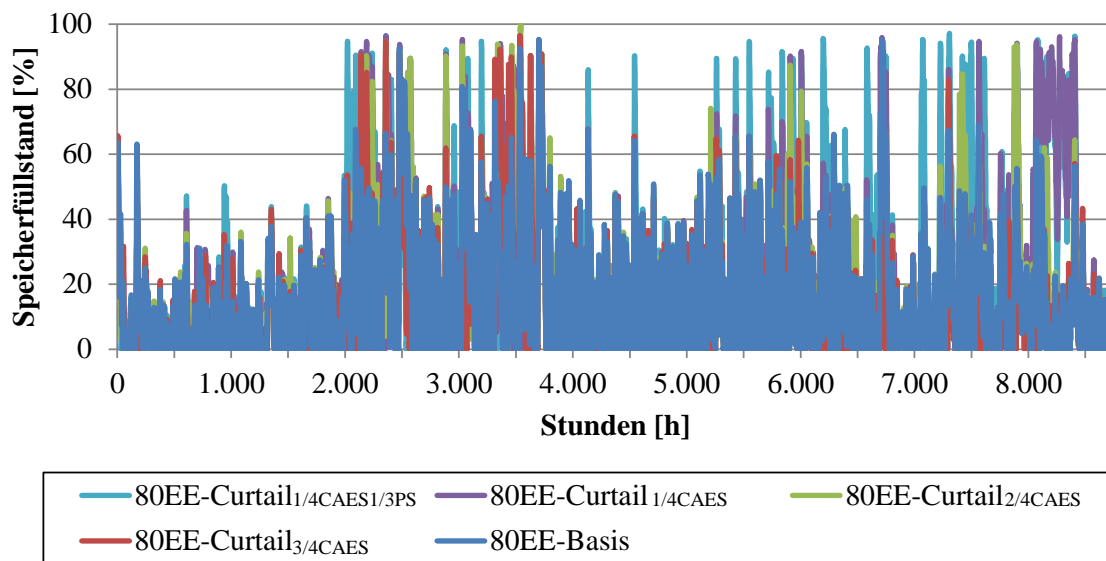


Abbildung 4.27: Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher der Stunden eines Jahres in Prozent, bezogen auf die Kapazität, für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

Allerdings werden die mobilen Batteriespeicher praktisch nicht zur Rückspeisung herangezogen (vgl. Tabelle 4.9). Die Schwankungen des Speicherfüllstands resultieren vor allem aus dem Energieverbrauch durch den Fahrbetrieb der Elektrofahrzeuge. Bei Verringerung der Speicherleistung und -kapazität der Druckluftspeicher, werden die mobilen Batteriespeicher vermehrt auch zur Aufnahme von Überschussenergie herangezogen. Hierdurch erhöht sich der Anteil der Stunden, in denen die Speicherkapazität fast vollständig ausgenutzt wird. Werden zusätzlich die Speicherleistung und -kapazität der Pumpspeicher verringert, steigt der Einsatz der mobilen Batteriespeicher nochmals.

Für die „Curtail“ Szenarien ist in Abbildung 4.28 der prozentuale Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der nicht durch die Speicher aufgenommen werden kann, im Vergleich zum „Basis“ Szenario dargestellt. Der Anteil der Elektrizitätserzeugung mit Windkraftanlagen, der nicht aufgenommen werden kann, ist auf die Summe der jährlichen Elektrizitätserzeugung der Windkraftanlagen bei einer vollständigen Integri-

on bezogen. Gleiches gilt für den nicht aufgenommenen Anteil der Elektrizitätserzeugung mit Photovoltaikanlagen. Mit sinkender Speicherleistung und -kapazität steigt der Anteil

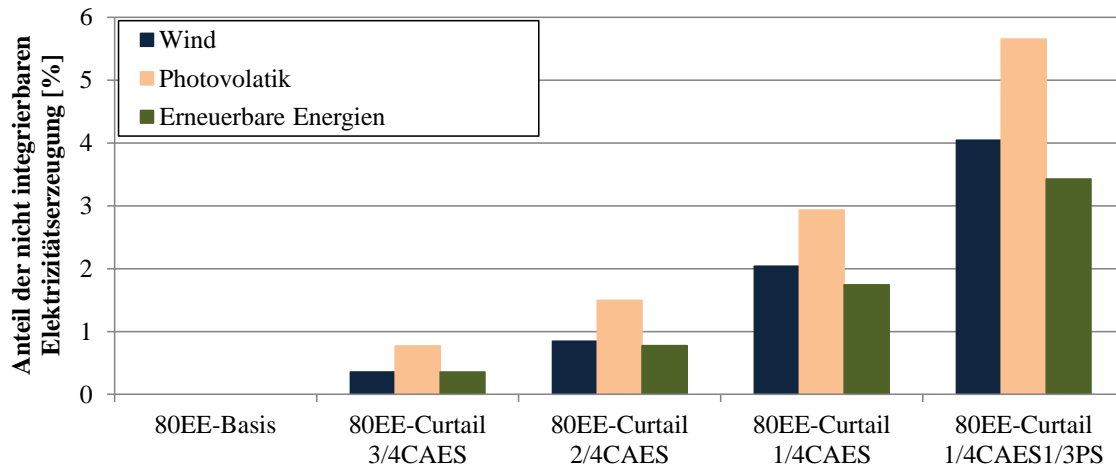


Abbildung 4.28: Prozentualer Anteil der nicht aufgenommenen Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien, bezogen auf die vollständige jährliche Elektrizitätseinspeisung der jeweiligen Technologie für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

nicht aufgenommener Energie an. Hierbei wird prozentual mehr Elektrizität aus Photovoltaikanlagen nicht aufgenommen als aus Windkraftanlagen. Dies liegt vor allem an der Konzentration der Elektrizitätseinspeisung aus Photovoltaikanlagen um die Mittagsstunde. Die Elektrizitätserzeugung aus Windkraftanlagen resultiert zwar in Leistungsspitzen, aber an vielen Zeitpunkten tritt ebenfalls keine große Veränderung der Höhe der Elektrizitätseinspeisung durch Windkraftanlagen auf. In diesen Zeitpunkten wird der kontinuierliche Betrieb der konventionellen Kraftwerke und Speicher erleichtert. Mit sinkender zur Verfügung stehender Speicherleistung und -kapazität steigt der Anteil der nicht aufgenommenen Elektrizitätserzeugung bis zum Szenario „80EE-Curtail_{1/4CAES1/3PS}“ auf über 3% der gesamten erneuerbaren Elektrizitätseinspeisung. Insgesamt verringert sich dadurch auch der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 77%.

4.3.2.3 Vollversorgung mit erneuerbaren Energien (100 % EE)

Für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien (100 % erneuerbare Energien) werden die in Tabelle 4.11 dargestellten Szenarien analysiert. Aufgrund des Erdgaseinsatzes in der Turbine (vgl. Kapitel 4.3.1) werden diabate Druckluftspeicher im Szenario „100EE“ nicht verwendet. Tabelle 4.11 zeigt die Zusammensetzung der Speicherleistung und -kapazität der ausgewählten Szenarien und zum Vergleich die Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „100EE-Basis“.

Tabelle 4.11: Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „100EE-Basis“ und der „Curtail“ Szenarien bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

			Pumpspeicher	Adiabate Druckluftspeicher
Speicherleistung	„100EE-Basis“	[GW]	30,8	108,2
	„100EE-Curtail“			
	6/8CAES	[GW]	30,8	75,5
	5/8CAES	[GW]	30,8	67,6
	4/8CAES	[GW]	30,8	54,1
	5/8CAES1/3PS	[GW]	10,8	27,1
Speicherkapazität	„100EE-Basis“	[TWh]	2	81
	„100EE-Curtail“			
	6/8CAES	[TWh]	2	55,1
	5/8CAES	[TWh]	2	50,6
	4/8CAES	[TWh]	2	40,5
	5/8CAES1/3PS	[TWh]	0,367	20,3

Szenarienkürzel der „Curtail“ Szenarien beschreiben grob, um welchen Anteil die Speicherleistung und -kapazität im Vergleich zum „Basis“ Szenario reduziert wurde; Abkürzung „CAES“ steht für Druckluftspeicher, „PS“ für Pumpspeicher

In Abbildung 4.29 und 4.30 sind die Elektrizitätseinspeisung und die Volllaststunden der betrachteten Speichertechnologien für die in Tabelle 4.11 beschriebenen Szenarien dargestellt. Auffallend ist zunächst, dass durch die Verringerung der Speicherleistung und -kapazität der adiabaten Druckluftspeicher (von Szenario „100EE-Basis“ auf „100EE-Curtail_{6/8CAES}“) der Einsatz der Pumpspeicher deutlich sinkt und die verbliebenen adiabaten Druckluftspeicher im größeren Umfang zur Elektrizitätseinspeisung herangezogen werden.

Dies wird auch anhand der Volllaststunden deutlich, wobei die der Pumpspeicher sich halbieren und die der adiabaten Druckluftspeicher um ca. ein Drittel ansteigen. Im Szenario „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ sind im Vergleich zu dem Szenario „100EE-Basis“ die Pumpspeicher häufiger nahezu leergefahren und der Einsatz der adiabaten Druckluftspeicher steigt dadurch (vgl. dazu auch den niedrigen Speicherfüllstand der Pumpspeicher in Abbildung 4.32). Werden auch die Pumpspeicherleistung und -kapazität verringert (Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES1/3PS}“), so verringern sich die Elektrizitätseinspeisung sowie die Volllaststunden der Pumpspeicher deutlich. Der Wälzbetrieb der Pumpspeicher wird hierbei nochmals vermehrt durch den Einsatz der adiabaten Druckluftspeicher (im Vergleich zu dem Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES}“) ausgeglichen. Werden die Speicherleistung und -kapazität der adiabaten Druckluftspeicher weiter gesenkt, dann steigen die Elektrizitätseinspeisung und die Volllaststunden der Speichertechnologien an.

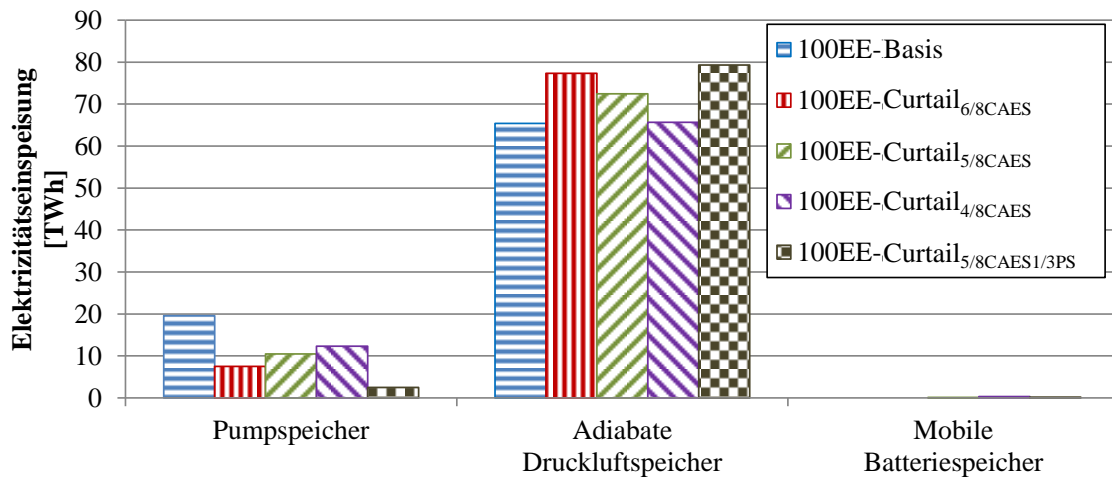


Abbildung 4.29: Elektrizitätseinspeisung der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien

Vor allem für das Szenario „100EE-Curtail_{4/8CAES}“, in dem nur noch die Hälfte der zur vollständigen Integration benötigten Speicherleistung und -kapazität verfügbar ist, wird ein massiver Anstieg der Volllaststunden erkennbar. Diese steigen im Vergleich zu dem Szenario „100EE-Basis“ um den Faktor zwei, die Elektrizitätseinspeisung bleibt allerdings nahezu konstant.

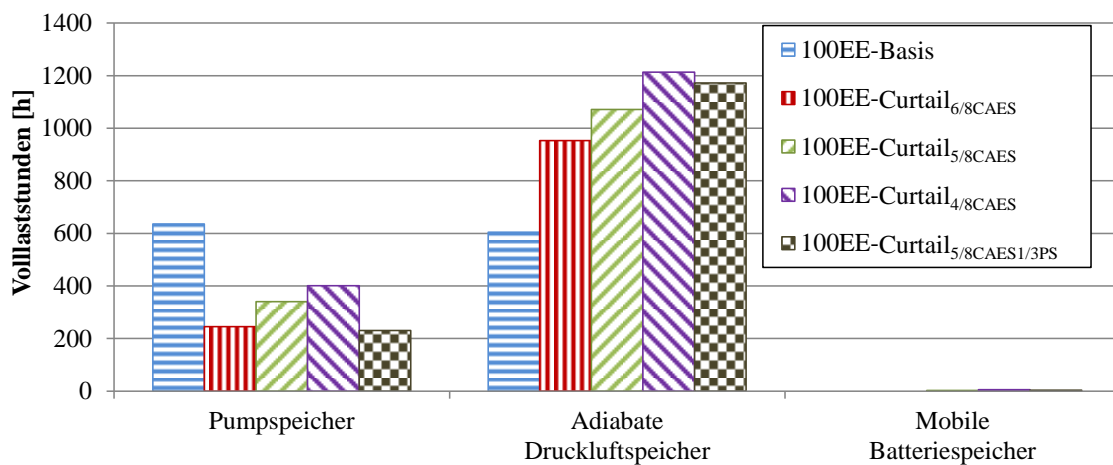


Abbildung 4.30: Volllaststunden der verschiedenen Speicher für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien

Ebenfalls steigt mit verringerter adiabater Druckluftspeicherleistung und -kapazität der Einsatz der mobilen Batteriespeicher in geringem Umfang. Diese werden vermehrt auch für die Aufnahme von erneuerbarer Elektrizitätserzeugung herangezogen, wobei der Anteil, der wiederum in das Stromnetz eingespeist wird, zwar ansteigt, aber trotzdem gering bleibt.

In Abbildung 4.31 sind die Systemkosten getrennt nach dem Anteil der erneuerbaren Energien und der Speicher aufgetragen. Zusätzlich ist in der Abbildung ebenfalls die

Anzahl der Stunden, in denen die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist, aufgetragen. In diesen Stunden muss die Nachfrage durch einen zu geringen Speicherfüllstand und eine gleichzeitig zu geringe Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien verringert werden.

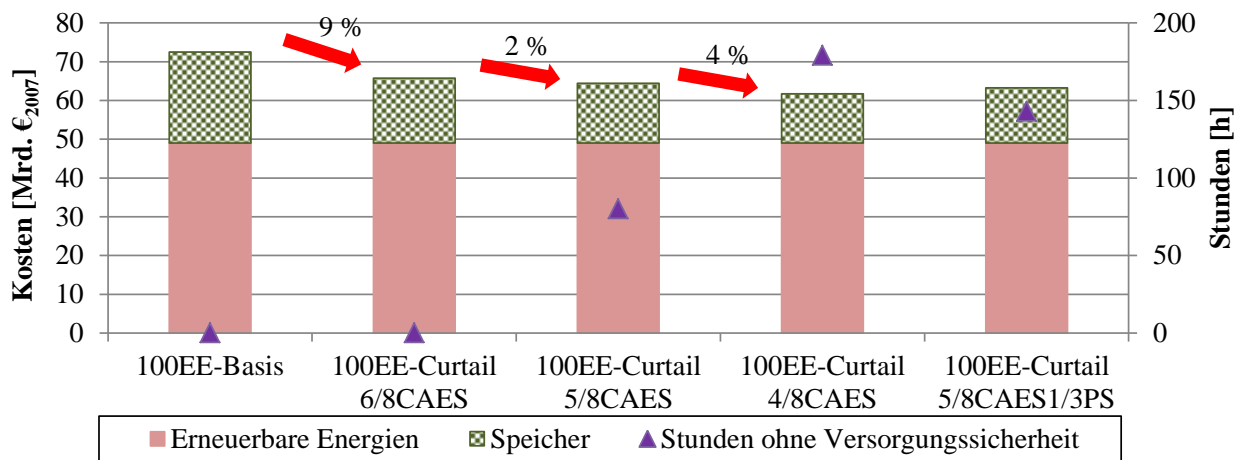


Abbildung 4.31: Vergleich der Systemkosten der Speicher und erneuerbaren Energien einer vollständigen Integration und einer Integration inklusive Curtailment von 100 % erneuerbarer Energien sowie Anzahl der Stunden, in denen die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist

Die Systemkosten sinken mit einer verringerten Speicherleistung und -kapazität der adiabaten Druckluftspeicher deutlich. Zwar werden vermehrt die adiabaten Druckluftspeicher mit höheren variablen Betriebskosten und die mobilen Batteriespeicher mit hohen Kosten für deren Inanspruchnahme eingesetzt, allerdings sind die Auswirkungen auf die Systemkosten geringer als die eingesparten Kapitalkosten. Die Systemkosten sinken bei einer begrenzten adiabaten Druckluftspeicherleistung und -kapazität auf ca. 6/8 der zur vollständigen Integration benötigten Leistung und Kapazität um ca. 9 % (7 Mrd. €₂₀₀₇). Mit einer weiteren Reduktion der zur Verfügung stehenden Leistung und Kapazität sinken die Systemkosten weiter um ca. 2 % für das Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES}“ und nochmals um 4 % für das Szenario „100EE-Curtail_{4/8CAES}“. Im Vergleich zum Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES}“ können die Systemkosten nochmals um gut 2 % durch eine verringerte Pumpspeicherleistung und -kapazität (Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES1/3PS}“) gesenkt werden.

Ab dem Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES}“ steigt die Anzahl der Stunden, in denen die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist. Ohne Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit kann demnach die Speicherleistung auf 106 GW und die Speicherkapazität auf 57 TWh reduziert werden. Die Ergebnisse liegen dabei im Rahmen der Bandbreite, die in den Studien /Klaus et al. 2010/, /SRU 2011/ und /FVEE 2010/ (zwischen 1,45 und 74 TWh) für 100 % erneuerbarer Energien ermittelt wurde. Wie bereits erwähnt (Kapitel 1.1), wurden in den Studien unterschiedliche Annahmen getroffen. So wurde in den Studien eine perfekte

Voraussicht (perfect foresight) modelliert, wodurch der heutige Preisbildungsmechanismus inklusive Prognosehorizont nicht abgebildet wird. Zudem wurde in den Studien eine Einsatzreihenfolge der Kraftwerke vorgegeben.

Zur näheren Analyse des Speichereinsatzes ist in Abbildung 4.32 der stündliche Speicherfüllstand der Pumpspeicher eines Jahres in Prozent der Kapazität dargestellt.

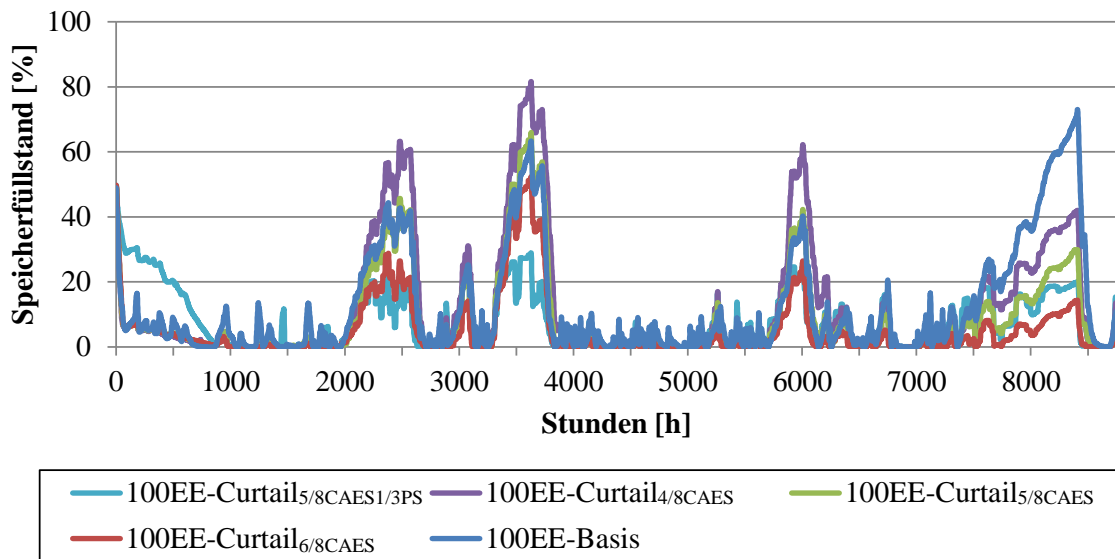


Abbildung 4.32: Speicherfüllstand der Pumpspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien

Wie bereits erwähnt, sinkt der Einsatz der Pumpspeicher zwischen den Szenarien „100EE-Basis“ und „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ zunächst. Mit weiter sinkender adiabater Druckluftspeicherleistung und -kapazität steigt der Einsatz der Pumpspeicher wieder. Der Einsatz der Pumpspeicher im Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES1/3PS}“ ist allerdings deutlich niedriger als im Szenario „100EE-Curtail_{5/8CAES}“. Dies liegt an der zugrunde gelegten Speicherleistung der Pumpspeicher (vgl. Tabelle 6.4 im Anhang). Bei einigen Pumpspeicherwerken ist die Speicherleistung gering, so dass eine Be- und Entladedauer von mehreren Stunden bis Tagen für einen vollständigen Speicherzyklus erreicht wird. Hierdurch können beispielsweise diese Pumpspeicher bei hoher Überschussleistung der Elektrizitätserzeugung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen die hohen Leistungen nicht aufnehmen. Somit wird die zur Verfügung stehende Kapazität nicht vollständig ausgenutzt.

Der Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher eines Jahres, bezogen auf die Kapazität ist in Abbildung 4.33 dargestellt. Die adiabaten Druckluftspeicher werden aufgrund der hohen Überschussleistung und -energie in ähnlichem Umfang in den verschiedenen Szenarien (vgl. Abbildung 4.29) eingesetzt, wodurch der Speicherfüllstand dieser stärker schwankt. Es wird auch deutlich, dass für die Szenarien „100EE-Curtail_{5/8CAES}“ und „100EE-Curtail_{4/8CAES}“ die Versorgungssicherheit zwischen den Stunden 1.700 und 2.000 nicht gegeben ist.

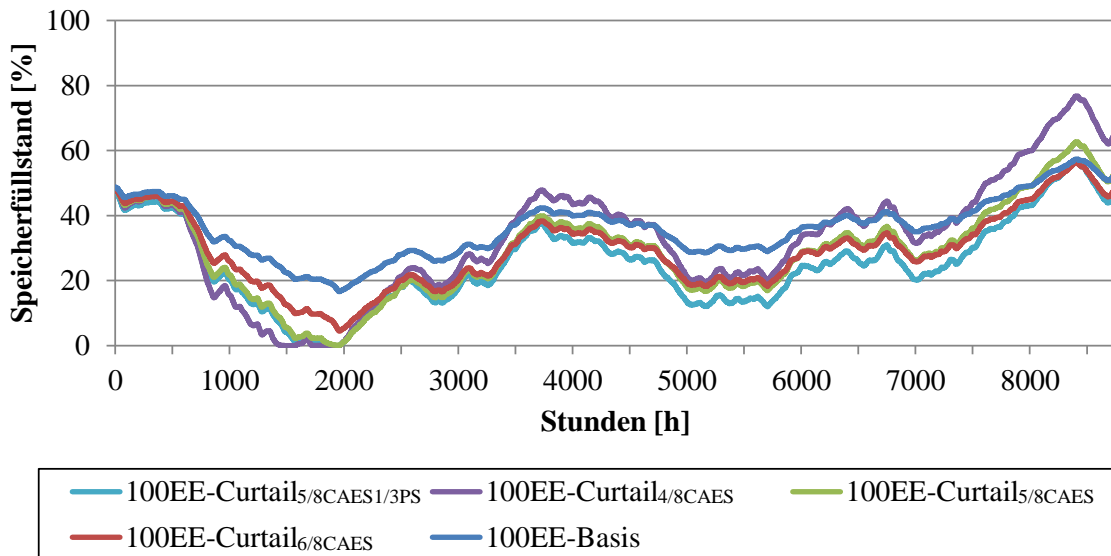


Abbildung 4.33: Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien

Im Vergleich zu dem Speicherfüllstand der „Curtail“ Szenarien mit einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien (vgl. Abbildung 4.27) werden die mobilen Batteriespeicher häufiger zur Erhöhung der Versorgungssicherheit herangezogen (vgl. Abbildung 4.34).

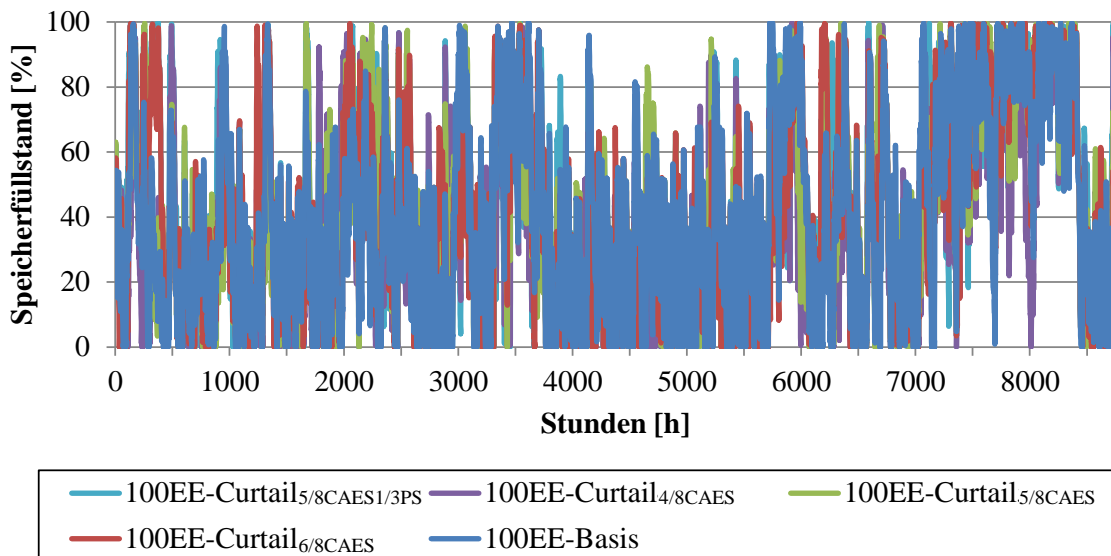


Abbildung 4.34: Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien

Mit sinkender adiabater Druckluftspeicherleistung und -kapazität steigen die Schwankungen des Speicherfüllstands der mobilen Batteriespeicher. Vor allem kurzfristige Spitzen der erneuerbaren Stromerzeugung werden vermehrt mit den Elektrofahrzeugen abgefangen und nicht mit den Pumpspeicherwerken. Ebenfalls werden die mobilen Batterie-

speicher vermehrt für die Rückspeisung genutzt, allerdings im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien in geringem Umfang. Vorwiegend werden die erneuerbaren Erzeugungsspitzen für den späteren Fahrbetrieb des Elektrofahrzeugs genutzt.

Inklusive einem Curtailment der Stromerzeugung der Windenergie- und Photovoltaikanlagen kann die Versorgungssicherheit in dem Szenario mit einem Anteil von 100 % erneuerbarer Energien nur mit einer Speicherleistung von 106 GW und einer Speicherkapazität von 57 TWh gewährleistet werden. Hierdurch stellt sich die Frage, ob durch eine höhere installierte Leistung der Windenergie- oder Photovoltaikanlagen die Speicherleistung und -kapazität reduziert werden kann.

Variante: Auswirkung einer höheren installierten Leistung der Photovoltaikanlagen auf die Systemkosten

Exemplarisch wird dem System in dieser Variante eine um 10 GW erhöhte Leistung der Photovoltaikanlagen zur Verfügung gestellt. Im Vergleich zu dem Szenario „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ wird das Szenario „100EE-Curtail_{6/8CAES+10GW_Solar}“ mit einer um 3 GW verringerten Speicherleistung und einer um 4,5 TWh reduzierten Speicherkapazität analysiert (vgl. Tabelle 4.12). Mit beiden Szenarien kann die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Tabelle 4.12: Speicherleistung und -kapazität des Szenarios „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ und „100EE-Curtail_{6/8CAES+10GW_Solar}“ bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

			Pump- speicher	Adiabate Druckluftspeicher
Speicher- leistung	„100EE-Curtail“			
	6/8CAES	[GW]	30,8	75,5
	6/8CAES+10GW_Solar	[GW]	30,8	72,1
Speicher- kapazität	„100EE-Curtail“			
	6/8CAES	[TWh]	2	55,1
	6/8CAES+10GW_Solar	[TWh]	2	50,6

Der veränderte Einsatz der Speichertechnologien ist in Abbildung 4.35 für das Szenario „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ im Vergleich zu der Elektrizitätseinspeisung der Speicher des Szenarios „100EE-Curtail_{6/8CAES+10GW_Solar}“ abgebildet. Durch die geringere Speicherleistung und Speicherkapazität der adiabaten Druckluftspeicher im Szenario „100EE-Curtail_{6/8CAES+10GW_Solar}“ folgt eine reduzierte Elektrizitätseinspeisung dieser um ca. 5 %. Gleichzeitig erhöht sich der Einsatz der Pumpspeicher um knapp 15 %.

Durch den verringerten Einsatz der adiabaten Druckluftspeicher sind die Systembetriebskosten des Szenarios „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ höher als im Szenario mit einer höheren installierten Leistung der Photovoltaikanlagen. Allerdings steigen die Kapitalkosten des Szenarios „100EE-Curtail_{6/8CAES+10GW_Solar}“ aufgrund der höheren installierten Leistung an

Photovoltaikanlagen, wodurch die geringeren Systembetriebskosten ausgeglichen werden.

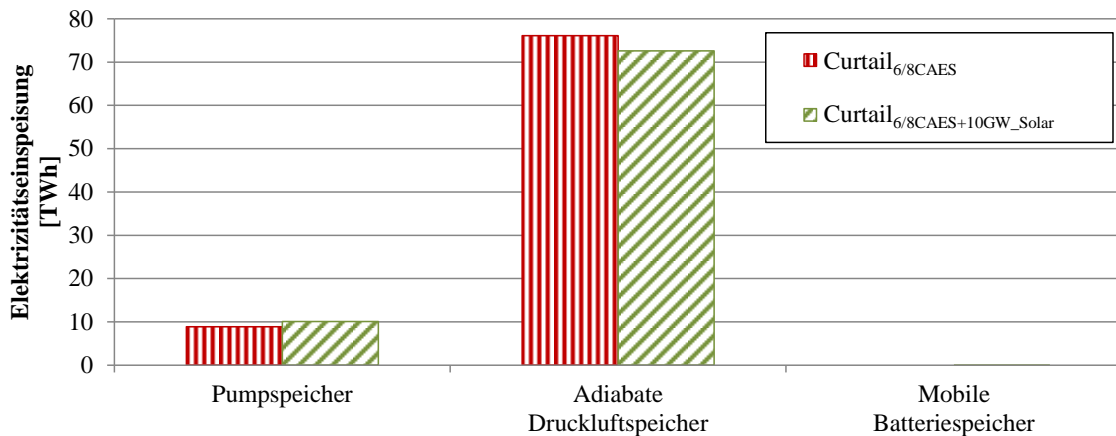


Abbildung 4.35: Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speicher des Szenarios „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ im Vergleich zu dem Szenario „100EE-Curtail_{6/8CAES+10GW_Solar}“ bei einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Insgesamt steigen die Systemkosten des Szenarios „100EE-Curtail_{6/8CAES+10GW_Solar}“ leicht um ca. 0,6 % (400 Mio. €₂₀₀₇) im Vergleich zu dem Szenario „100EE-Curtail_{6/8CAES}“. Es kann somit gefolgert werden, dass mit einer erhöhten installierten Leistung der erneuerbaren Energien bei gleichbleibender Versorgungssicherheit eine geringere Leistung und Kapazität der Speicher erforderlich ist. Dies führt allerdings zu keiner Reduktion der Systemkosten.

4.3.3 Unterschiedliche Beladestrategie für die mobilen Batteriespeicher

In den bisher dargestellten Ergebnissen wurde ein gesteuertes Beladen der mobilen Batteriespeicher vorausgesetzt. Bei der ungesteuerten Beladestrategie wird angenommen, dass die Elektrofahrzeuge ab dem Zeitpunkt, an dem sie von einer Fahrt zurückkommen und mit dem Stromnetz verbunden sind, geladen werden. In diesem Szenario liegt die höchste Elektrizitätsnachfrage der Elektrofahrzeuge im Tagesverlauf zwischen 16:00 Uhr und 20:00 Uhr (vgl. Kapitel 3.1.4.3).

Im Gegensatz dazu werden die Elektrofahrzeuge bei der „gesteuerten Beladung“ nicht notwendigerweise nach deren Rückkehr direkt geladen. Der Zeitpunkt der Beladung der Fahrzeuge kann hier aus ökonomischen Gründen verschoben werden (vgl. dazu Kapitel 4.1). Lediglich zum Startzeitpunkt der Fahrzeuge müssen diese geladen sein.

Für einen Anteil von 50 %, 80 % bzw. 100 % erneuerbarer Energien ist in Abbildung 4.36 die jährliche Elektrizitätseinspeisung der verschiedenen Speicher für die „Basis“ Szenarien (mit einer gesteuerten Beladestrategie) und die „Basis{ungest}“ Szenarien (mit einer ungesteuerten Beladestrategie) dargestellt. In Abbildung 4.37 sind zudem die Volllaststunden der verschiedenen Speichertechnologien aufgezeigt.

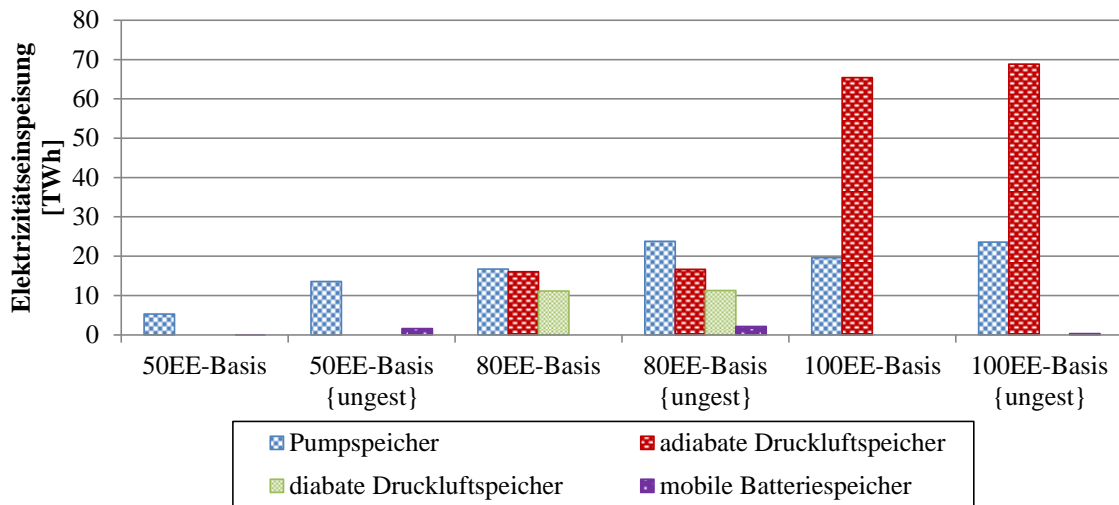


Abbildung 4.36: Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien für eine gesteuerte („Basis“ Szenarien) und ungesteuerte („Basis{ungest}“ Szenarien) Beladestrategie der Fahrzeuge

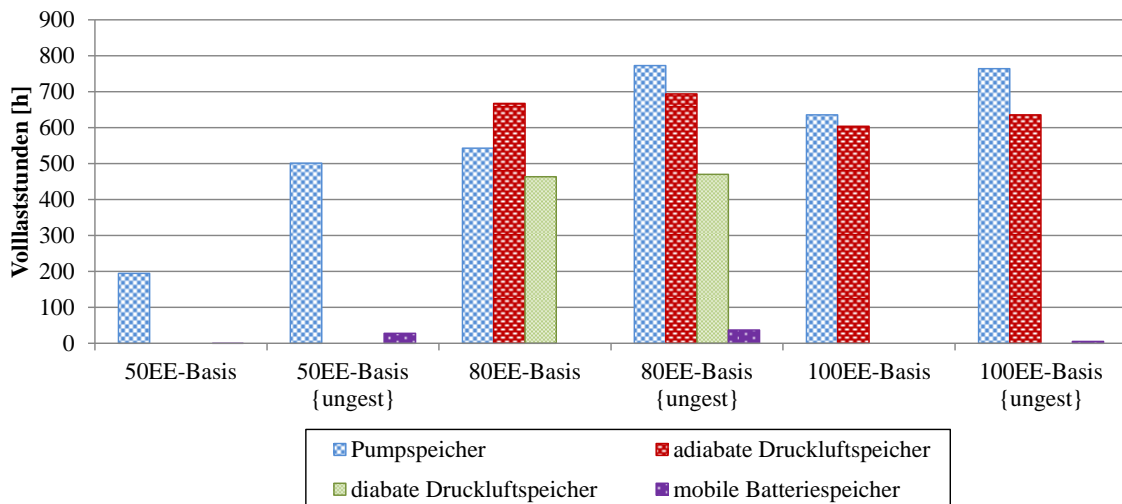


Abbildung 4.37: Volllaststunden der betrachteten Speichertechnologien für eine gesteuerte („Basis“ Szenarien) und ungesteuerte („Basis{ungest}“ Szenarien) Beladestrategie der Fahrzeuge

Für die Szenarien mit 50 % erneuerbaren Energien weist eine Veränderung der Beladestrategie eine große Wirkung auf den Einsatz der Pumpspeicher und den Speichereinsatz der mobilen Batteriespeicher auf. Zwischen dem Szenario „50EE-Basis“ und „50EE-Basis{ungest}“ steigt die Elektrizitätseinspeisung der Pumpspeicher bei einer ungesteuerten Beladestrategie um rund 250 % an. Dies begründet sich durch eine vermehrte Verwendung dieser Speicher zum Wälzbetrieb für eine verbesserte Nutzung von konventionellen Kraftwerken mit im Vergleich niedrigeren variablen Erzeugungskosten. Ebenfalls werden die mobilen Batteriespeicher trotz hoher Kosten für deren Inanspruchnahme häufiger zur Rückspeisung herangezogen. Vor allem zu Zeiten lokaler Maxima der Residuallast werden die mobilen Batteriespeicher eingesetzt. Durch die Korrelation der Zeitpunkte, an denen die größte Anzahl der Fahrzeuge von einer Fahrt zurückkommt und mit dem

Stromnetz verbunden wird und den Spitzen der Residuallast erhöhen sich bei der ungesteuerten Beladestrategie zu diesen Zeiten die lokalen Maxima der Residuallast weiter. Dadurch werden die Pumpspeicher und Druckluftspeicher in vollem Umfang zur Elektrizitätsrückspeisung herangezogen. Bei Bedarf werden zudem die mobilen Batteriespeicher, die mit dem Stromnetz verbunden sind und nicht gerade beladen werden müssen, zur Elektrizitätsrückspeisung verwendet. Durch den Einsatz der Pumpspeicher und mobilen Batteriespeicher des Szenarios „50EE-Basis{ungest}“ im Vergleich zum Szenario „50EE-Basis“ kann der ungesteuerte Elektrizitätsbedarf der Elektrofahrzeuge ohne eine wesentliche Erhöhung der Elektrizitätserzeugung konventioneller Kraftwerke zu Zeiten hoher Elektrizitätsnachfrage der Elektrofahrzeuge gedeckt werden.

Für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch verändert sich die Elektrizitätseinspeisung der verschiedenen Speichertechnologien ebenfalls stark bei einer geänderten Beladestrategie von gesteuertem (Szenario „80EE-Basis“) zu ungesteuertem (Szenario „80EE-Basis{ungest}“) Beladen der Fahrzeuge. Um die für den Fahrbetrieb erforderliche Elektrizitätsnachfrage kostenoptimal decken zu können, werden wiederum die Pumpspeicher vermehrt eingesetzt. Ebenfalls werden die mobilen Batteriespeicher aus den im vorherigen Abschnitt erläuterten Gründen zur Rückspeisung herangezogen. Im Gegensatz dazu verringert sich der Einsatz der Druckluftspeicher, vor allem der diabaten Druckluftspeicher, leicht. Anhand der Volllaststunden (vgl. Abbildung 4.37) wird nochmals die Zunahme des Einsatzes der Pumpspeicher deutlich. Für die gesteuerte Beladestrategie „80EE-Basis“ weisen die adiabaten Druckluftspeicher höhere Volllaststunden auf als die Pumpspeicher. Bei der ungesteuerten Beladestrategie „80EE-Basis{ungest}“ erhöhen sich die Volllaststunden um ca. 140 % und liegen über denen der adiabaten Druckluftspeicher.

Bei 100 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt die unterschiedliche Beladestrategie der mobilen Batteriespeicher ebenfalls zu einer geänderten Bewirtschaftung der Pumpspeicher und adiabaten Druckluftspeicher. So nimmt deren Elektrizitätseinspeisung bei einer ungesteuerten Beladung der mobilen Batteriespeicher zu, um die für den Fahrbetrieb erforderliche Elektrizitätsnachfrage kostenoptimal decken zu können. Ebenfalls werden wieder die mobilen Batteriespeicher in geringem Umfang zur Rückspeisung eingesetzt.

Durch den erhöhten Einsatz der Pumpspeicherwerke und daraus resultierenden höheren Systembetriebskosten in Szenario „50EE-Basis{ungest}“ liegen die Systemkosten ca. 0,4 % (200 Mio. €₂₀₀₇) über denen des Szenarios „50EE-Basis“. Für einen Anteil von 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verändern sich die Systemkosten nur noch leicht. Durch einen leicht erhöhten Einsatz der konventionellen Kraftwerke steigen die Systembetriebskosten des Szenarios „80EE-Basis{ungest}“ im Vergleich zum Szenario „80EE-Basis“ leicht an. Ebenfalls werden die Systembetriebskosten geringfügig durch den

vermehrten Einsatz der Speicher vergrößert. Insgesamt steigen die Systembetriebskosten bei einer Veränderung der Beladestrategie von ungesteuertem zu gesteuertem Beladen lediglich um rund 2 %, was in einem Systemkostenanstieg von ca. 0,3 % (180 Mio. €₂₀₀₇) resultiert. Für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien sinkt der Einfluss der Beladestrategie weiter, so dass die Systemkosten zwischen dem Szenario „100EE-Basis“ und „100EE-Basis{ungest}“ nur noch gering (unter 0,1 %, 40 Mio. €₂₀₀₇) steigen.

Eine Korrelation zwischen Zeitpunkten des ungesteuerten Ladens und Spitzen der Residuallast führt tendenziell zu höheren variablen Grenzkosten (vgl. /Kiviluoma und Meibom 2011/). Mit der gesteuerten Beladestrategie können die hohen variablen Grenzkosten vermieden werden, indem der Zeitpunkt des Beladens der Fahrzeuge verschoben und hierdurch ein kostengünstigeres Beladen der Elektrofahrzeuge vorgenommen wird. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien nimmt allerdings die Korrelation zwischen Zeitpunkten des ungesteuerten Ladens und Spitzen der Residuallast ab. Dadurch reduziert sich der Einfluss auf die Systemkosten zwischen den Szenarien mit ungesteuerter Beladestrategie und mit gesteuerter Beladestrategie mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

4.3.4 Verändertes Wind- und Solarenergiedargebot

In den bisherigen Szenarien wurde eine Ganglinie der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit durchschnittlichem Wind- und Solarenergiedargebot zugrunde gelegt. Hiermit wurde der Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf sowie der Speicherbetrieb für eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien („Basis“ Szenarien) und der Integration erneuerbarer Energien inklusive Curtailment („Curtail“ Szenarien) analysiert. Das Dargebot der Wind- und Solarenergie und die daraus resultierende jährliche Elektrizitätserzeugung variieren von Jahr zu Jahr. Nun stellt sich die Frage, wie die Auswirkungen eines Jahres mit geringem Wind- und Solarenergiedargebot auf den Speicherbedarf, den Speicherbetrieb und die Versorgungssicherheit sind.

Hierfür wird, wie in Kapitel 4.2 beschrieben, die jährliche Elektrizitätserzeugung aus Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen um 15 % gesenkt (Kennzeichnung mit dem Kürzel „Dargebot“, vgl. Tabellen 4.1 bis 4.3). In den „Dargebot“ Szenarien wird das Speicher- und Kraftwerkportfolio der „Basis“ Szenarien berücksichtigt. Die „Curtail&Dargebot“ Szenarien weisen das gleiche Speicher- und Kraftwerkportfolio wie die jeweiligen „Curtail“ Szenarien auf.

Anteil von 50 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Auswirkungen der verringerten erneuerbaren Elektrizitätserzeugung werden für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien anhand der Szenarien „50EE-Dargebot“ im Vergleich zu „50EE-Basis“ dargestellt (vgl. Abbildung 4.38). In diesen Szenarien beträgt

die Pumpspeicherleistung 27 GW und die Speicherkapazität 367 GWh. Weiter sind in der Abbildung die Szenarien, in denen Curtailment möglich ist („50EE-Curtail&Dargebot“ im Vergleich zu dem Szenario „50EE-Curtail“) eingetragen. Die Pumpspeicherleistung dieser Szenarien beträgt 10,8 GW und die Kapazität 367 GWh.

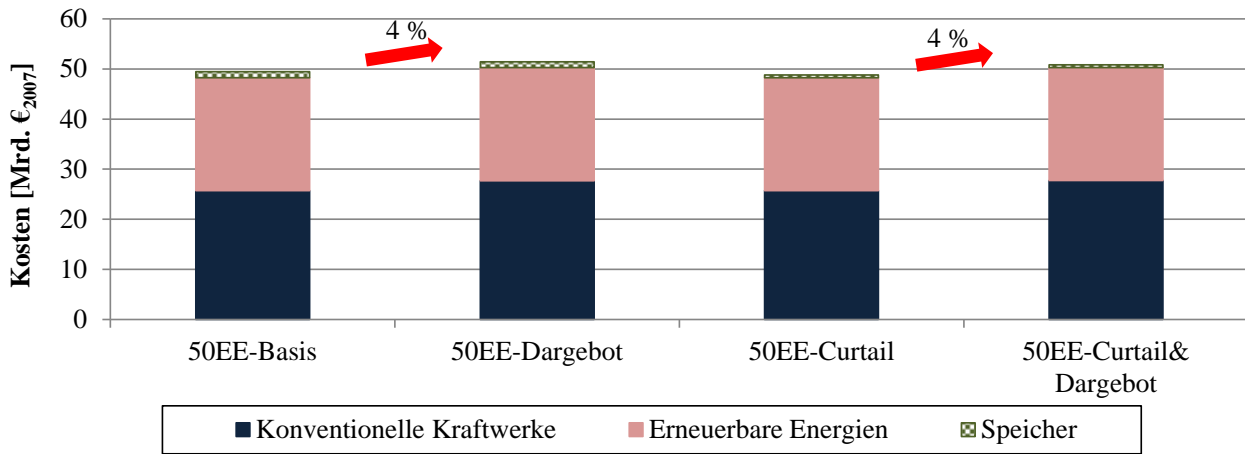


Abbildung 4.38: Vergleich der Systemkosten des konventionellen Kraftwerksparks, der Speicher und erneuerbaren Energien von vollständiger und verringerter Aufnahme eines Anteils von 50 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot

Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien steigen die Systemkosten bei den Szenarien mit verringertem Dargebot um ca. 4 % (2 Mrd. €₂₀₀₇) in einem Jahr mit niedrigem Wind- und Solarenergiedargebot. Dies liegt vor allem an dem gesteigerten Einsatz der konventionellen Kraftwerke, um die Elektrizitätsnachfrage zu decken, wogegen die Elektrizitätseinspeisung der Pumpspeicher und mobilen Batteriespeicher verringert wird (vgl. Abbildung 4.39).

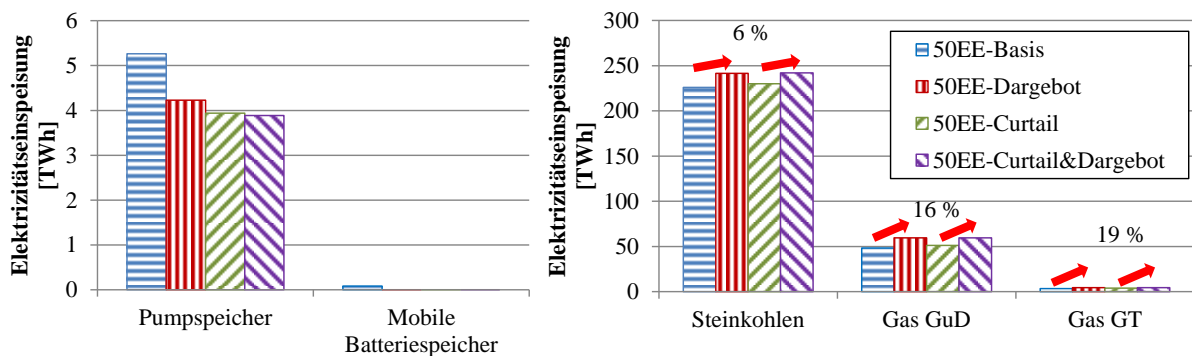


Abbildung 4.39: Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien und konventionellen Kraftwerke für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot

Durch die reduzierte Überschussleistung aufgrund des niedrigen Wind- und Solarenergiedargebots werden die Speichertechnologien in geringerem Umfang eingesetzt. Mit verringertem Dargebot steigt der Einsatz mit Steinkohlen befeuerter Kraftwerke um 6 %, der

Erdgas-Kombikraftwerke um 16 % und der offenen Erdgasturbinen um 19 % an. Dies resultiert ebenfalls in einem deutlichen Anstieg der durchschnittlichen Großhandelspreise, die bei geringerem Dargebot erneuerbarer Energien auf 74 €₂₀₀₇/MWh (um ca. 5 %) ansteigen. Für 50 % erneuerbare Energien ist ein ausreichend großer konventioneller Kraftwerkpark im Einsatz (vgl. Kapitel 4.2.3), so dass ein Jahr mit schwachem Wind- und Solarenergiedargebot keine negative Auswirkung auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit hat. Für das Szenario, in dem ein Curtailment möglich ist und ein Jahr mit geringerem Dargebot der Wind- und solaren Strahlungsenergie auftritt „50EE-Curtail&Dargebot“, sinken die Systemkosten um rund 1 % im Vergleich zu dem Szenario „50EE-Dargebot“ bei gegebener Versorgungssicherheit. Ein Curtailment wirkt sich daher auch in einem Jahr mit um 15 % verringertem Wind- und Solarenergiedargebot positiv auf die Systemkosten aus.

Anteil von 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien werden die Szenarien „80EE-Basis“ und „80EE-Dargebot“ mit vollständiger Integration der erneuerbaren Energien einander gegenüber gestellt. Die Pumpspeicherleistung der Szenarien beträgt 30,8 GW (Leistung der diabaten und adiabaten Druckluftspeicher je 24 GW) und die Pumpspeicherkapazität 2 TWh (Kapazität der diabaten und adiabaten Druckluftspeicher je 2,1 TWh). Für die Bewertung der Szenarien, in denen Curtailment möglich ist, werden die Szenarien „80EE-Curtail_{3/4CAES}“ und „80EE-Curtail&Dargebot_{3/4CAES}“ betrachtet (vgl. Abbildung 4.40). Die Pumpspeicherleistung dieser Szenarien beträgt 30,8 GW und die Kapazität 2 TWh. Die Leistung der diabaten und adiabaten Druckluftspeicher liegt bei je 18 GW und die Kapazität bei je 1,7 TWh.

Die Systemkosten steigen für die Szenarien mit niedrigem Wind- und Solarenergiedargebot um ca. 5 % (3 Mrd. €₂₀₀₇). Dies resultiert aus den wesentlich höheren Systembetriebskosten aufgrund der geringeren Elektrizitätseinspeisung durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen und einem damit verbundenen Anstieg der Elektrizitätserzeugung konventioneller Kraftwerke. Die Elektrizitätseinspeisung der konventionellen Kraftwerke sowie der betrachteten Speichertechnologien für einen Anteil 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in Abbildung 4.41 dargestellt.

Der Einsatz der mit Steinkohlen befeuerten Kraftwerke steigt aufgrund des niedrigen Wind- und Solarenergiedargebots um 19 % bis 26 % und der Erdgas Kombikraftwerke um über 52 %. Die durchschnittlichen Großhandelspreise nehmen daraus resultierend bei geringerem Dargebot erneuerbarer Energien auf 50 €₂₀₀₇/MWh (Anstieg um ca. 40 %) zu. Zusätzlich wird der Anteil der Stunden mit Elektrizitätspreisen von 0 €₂₀₀₇/MWh um 1.500 Stunden verringert.

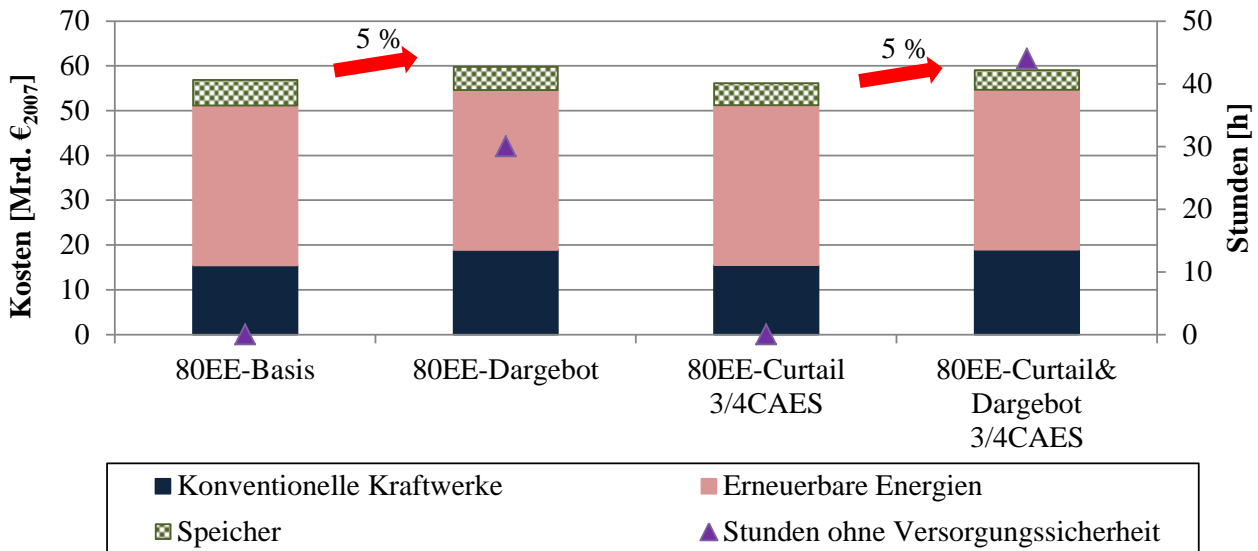


Abbildung 4.40: Vergleich der Systemkosten des konventionellen Kraftwerkparkes, der Speicher und erneuerbaren Energien von vollständiger und verringerter Aufnahme eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien, sowie die Anzahl der Stunden, in denen die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist, bei verringertem Wind- und Solarenergiedargebot

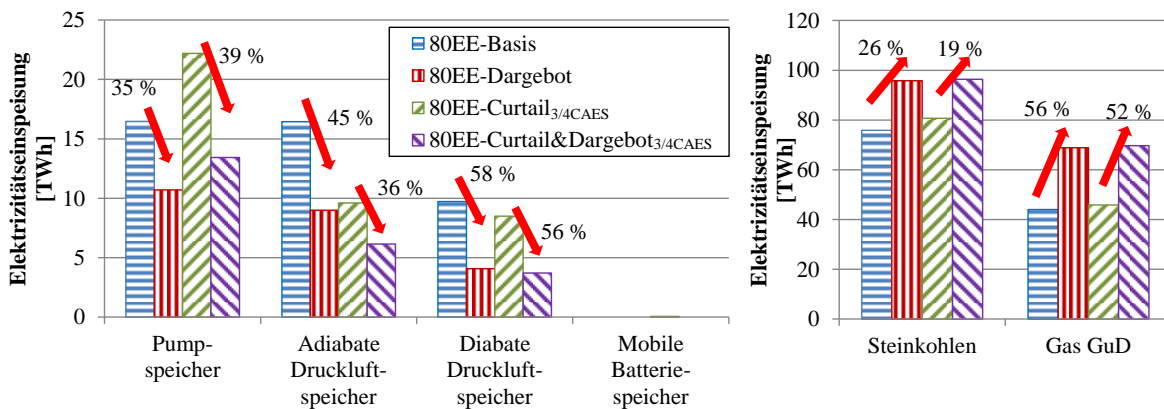


Abbildung 4.41: Jährliche Summe der Elektrizitätseinspeisung der betrachteten Speichertechnologien und konventionellen Kraftwerke für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solarenergiedargebot

Allerdings steigt die Anzahl der Stunden, in denen die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist durch ein verringertes Wind- und Solarenergiedargebot an. Dies liegt daran, dass durch die verringerte Beladung der Speichertechnologien der Speicherfüllstand des Speicherportfolios häufiger nahezu bei null ist (vgl. dazu die stündlichen Speicherfüllstände der Pumpspeicher, adiabaten und diabaten Druckluftspeicher sowie der mobilen Batteriespeicher, Abbildung 6.11 bis 6.14 im Anhang). Ebenfalls durch die verringerte Beladung der Speichertechnologien werden diese auch in reduziertem Umfang zur Elektrizitätsrückspeisung herangezogen. Geht das Dargebot der fluktuierenden Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zurück (Szenario „80EE-Dargebot“), sinkt die Nutzung der Pumpspeicher mit 35 %, adiabaten Druckluftspeicher mit 45 % und der dia-

baten Druckluftspeicher mit 58 % deutlich. Bei verringertem Dargebot und einer begrenzten Druckluftspeicherleistung und -kapazität (Szenario „80EE-Curtail&Dargebot_{3/4CAES}“) sinkt die Nutzung der Pumpspeicher um 39%, der adiabaten Druckluftspeicher um 36 % und der diabaten Druckluftspeicher um 56 % (vgl. dazu Volllaststunden der Szenarien in Abbildung 6.10 im Anhang). Der Einsatz der mobilen Batteriespeicher sinkt ebenfalls für die Szenarien mit niedrigem Wind- und Solarenergiedargebot, allerdings erfolgt der Einsatz dieser für alle Szenarien in sehr geringem Umfang.

Es lässt sich somit festhalten, dass in einem Jahr mit niedrigem Wind- und Solarenergiedargebot bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien der Einsatz aller Speichertechnologien zurück geht und der Einsatz der konventionellen Kraftwerke stark ansteigt. Hierbei wird der Einsatz der Pumpspeicher allerdings nicht im gleichen Maß wie bei den anderen Speichern reduziert. Dies begründet sich in der Verwendung der Pumpspeicher zum Wälzbetrieb für eine verbesserte Nutzung von konventionellen Kraftwerken mit im Vergleich niedrigeren variablen Erzeugungskosten (bei dem Szenario „80EE-Curtail&Dargebot_{1/4CAES}“ begrenzt die geringe Beladeleistung mancher Pumpspeicher die zur Verfügung stehende Speicherkapazität, so dass hier ebenfalls adiabate Druckluftspeicher für den Wälzbetrieb eingesetzt werden).

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es allerdings zwingend erforderlich, dass die Bestimmung des erforderlichen Kraftwerk- und Speicherparks zur Integration eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien mit einer Ganglinie der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit geringem (Verringerung um 15 % im Vergleich zum Durchschnitt) Wind- und Solarenergiedargebot erfolgt. Nur hierdurch kann die Elektrizitätsnachfrage in jeder Stunde auch für Jahre mit unterdurchschnittlichem Ertrag aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen gedeckt werden.

Vollversorgung mit erneuerbaren Energien (100 % EE)

Für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien (100 % erneuerbare Energien) werden die Szenarien „100EE-Basis“ und „100EE-Curtail“ berücksichtigt. Auch werden die Szenarien mit einer reduzierten adiabaten Druckluftspeicherleistung und -kapazität, „100EE-Curtail_{6/8CAES}“ und „100EE-Curtail&Dargebot_{6/8CAES}“, einander gegenüber gestellt. Die Systemkosten der Szenarien sind in Abbildung 4.42 dargestellt.

Ein verringertes Wind- und Solarenergiedargebot weist bei 100 % erneuerbaren Energien eine geringe Auswirkung auf die Systemkosten auf. Diese steigen geringfügig um knapp 0,1 % (30 Mio. €₂₀₀₇). Allerdings erhöht sich die Anzahl der Stunden, in denen die Elektrizitätsnachfrage nicht gedeckt werden kann deutlich auf bis zu 10 % der Stunden des Kalenderjahres. Dies liegt an der steigenden Anzahl der Stunden mit niedrigem Speicherfüllstand (vgl. Abbildung 4.43 sowie Abbildung 6.15 und 6.16 im Anhang).

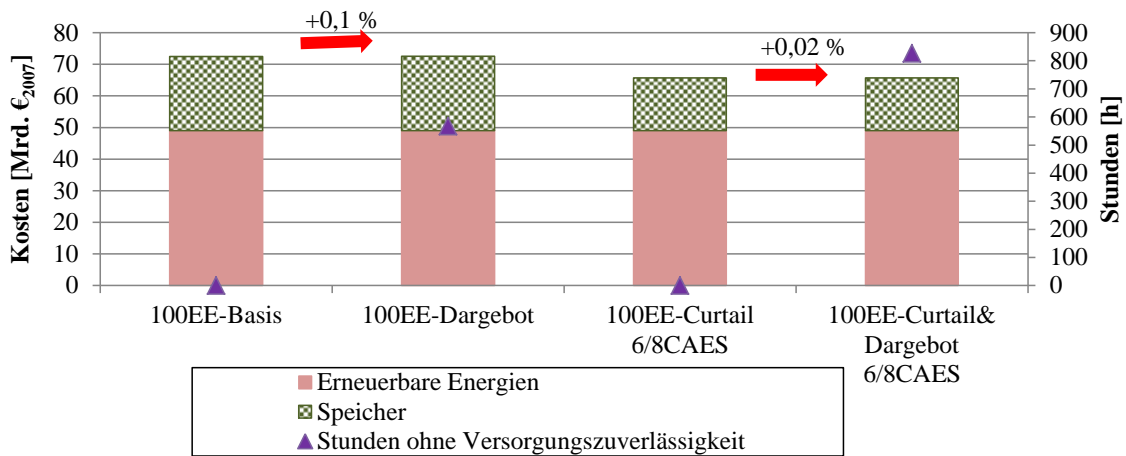


Abbildung 4.42: Vergleich der Systemkosten der Speicher und erneuerbaren Energien einer vollständigen und verringerten Aufnahme von 100 % erneuerbaren Energien sowie die Anzahl der Stunden, in denen die Versorgungssicherheit nicht gegeben ist, bei verringertem Wind- und Solarenergiedargebot

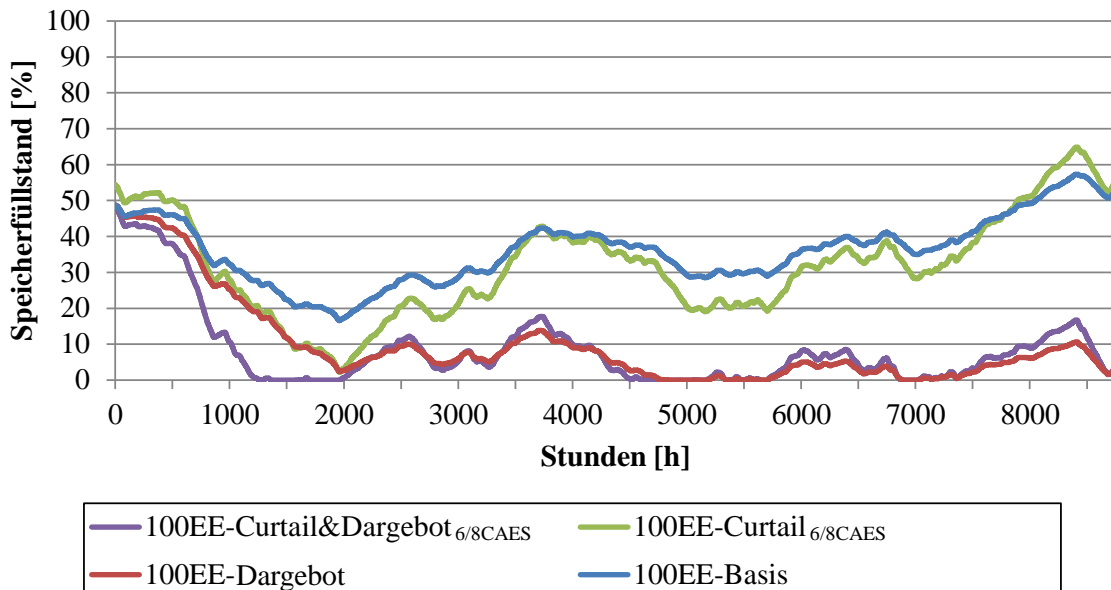


Abbildung 4.43: Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien bei verringertem Wind- und Solarenergiedargebot

Vor allem die Anzahl der Stunden, in denen die adiabaten Druckluftspeicher vollständig entladen sind, steigt deutlich an. In diesen Stunden werden zwar vermehrt die Pumpspeicher und mobilen Batteriespeicher eingesetzt, allerdings reicht deren Speicherleistung und -kapazität nicht aus, um in allen Stunden die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zur Erhöhung der Flexibilität des Systems werden hier Kraftwerke benötigt, die im Lastfolgebetrieb eingesetzt werden können. Hierfür könnte ein Teil der Biomasse im Lastfolgebetrieb eingesetzt werden, was allerdings bei der bestehenden Preisbildung anhand kurzfristiger Grenzkosten zur keiner Entlastung des Systems führt (vgl. „Variante:

Bioenergieanlagen im Lastfolgebetrieb“ in Kapitel 4.3.1.2).

Für 100 % erneuerbare Energien wirkt sich ein Jahr mit schwachem Wind- und Solarenergiedargebot daher negativ auf die Versorgungssicherheit aus. Sogar bei der vollständigen Integration der erneuerbaren Energien und einem Speicherportfolio mit einer Speicherkapazität von 81 TWh kann die Elektrizitätsnachfrage in gut 560 Stunden nicht gedeckt werden. Der Speicherbedarf der Szenarien mit einer vollständigen Integration sowie der Szenarien, in denen Curtailment möglich ist, kann nur die Versorgungssicherheit in einem Jahr mit durchschnittlichem Wind- und Solarenergiedargebot garantieren. Um auch in Jahren mit geringem Wind- und Solarenergiedargebot die Nachfrage in jeder Stunde decken zu können, muss die installierte Leistung der erneuerbaren Energien größer dimensioniert werden.

4.4 Zusammenfassung der systemischen Analyse und Bewertung

In diesem Kapitel wurde modellgestützt die Bedeutung von Pumpspeicherwerken, diabaten und adiabaten Druckluftspeichern sowie mobilen Batteriespeichern, unter Berücksichtigung der gesteuerten und ungesteuerten Beladung, zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das deutsche Elektrizitätssystem untersucht. Es sind fünf Szenarien, „Basis“, „Curtail“, „Basis{ungest}“, „Dargebot“ und „Curtail&Dargebot“ analysiert worden. Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der Szenarien zusammengefasst.

„Basis“ Szenarien

In den „Basis“ Szenarien wird eine vollständige Aufnahme (kein „Curtailment“ möglich) der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung vorausgesetzt. Es werden ein durchschnittliches Wind- und Solarenergiedargebot und eine gesteuerte Beladestrategie der Elektrofahrzeuge verwendet.

Anhand der Modellanalysen leitet sich zur vollständigen Integration eines Anteils von 50 % erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland ein Speicherkapazitätsbedarf von 245 GWh und ein Speicherleistungsbedarf von 27 GW ab. Für die vollständige Integration von 80 % erneuerbarer Energien liegt der Speicherkapazitätsbedarf bei 6,3 TWh und der -leistungsbedarf bei 78 GW. Die vollständige Deckung der Elektrizitätsnachfrage auf Basis erneuerbarer Energien (100 %) erfordert dagegen mit 83 TWh eine signifikant höhere Speicherkapazität. Die benötigte Speicherleistung hierfür liegt bei 139 GW.

Von den betrachteten Speichertechnologien werden bei Bedarf zunächst Pumpspeicher, gefolgt von adiabaten Druckluftspeichern eingesetzt. Dies liegt an den hohen Wirkungsgraden (80 % bei Pumpspeichern und 60 % bei adiabaten Druckluftspeichern) und niedrigen variablen Betriebskosten. Diabate Druckluftspeicher werden im Modell vorwie-

gend zur Ausregelung der Elektrizitätserzeugung von Windkraftanlagen während langer Schwachwindphasen herangezogen. Der Beitrag mobiler Batteriespeicher zur Elektrizitätseinspeisung ist gering. Dies liegt an den hohen Kosten der Inanspruchnahme der mobilen Batteriespeicher ($65 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$), wodurch die mobilen Batteriespeicher nur im Ausnahmefall zur Rückspeisung eingesetzt werden.

Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien liegen die Volllaststunden aller Speicher bei ca. 200 h und steigen für 80 % erneuerbare Energien durchschnittlich für alle Speichertechnologien auf 500 h und für 100 % auf über 600 h. Die durchschnittlichen Volllaststunden heutiger Pumpspeicherwerke von 970 h /BDEW 2012/ werden nicht erreicht. Allerdings werden heutige Pumpspeicherwerke auch zu anderen Aufgaben, wie Regelenergiebereitstellung oder Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistungskompensation), herangezogen.

Die jährlichen Systemkosten steigen für einen Anteil von 50 % und 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von knapp 50 Mrd. €_{2007} auf ca. 57 Mrd. €_{2007} . Für 100 % erneuerbare Energien steigen diese aufgrund der hohen Kapitalkosten der erneuerbaren Energien und Speicher im Vergleich zu denen der konventionellen Kraftwerke deutlich auf über 73 Mrd. €_{2007} .

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien treten vermehrt Elektrizitätspreise von $0 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ oder niedriger auf (bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien treten rund 2.900 Stunden mit Elektrizitätspreisen von $0 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$ auf). Es erscheint daher zweifelhaft, ob Eigentümer von konventionellen Kraftwerken unter diesen Bedingungen ausreichende Deckungsbeiträge für einen rentablen Betrieb erwirtschaften können. Für einen rentablen Betrieb von Speichern werden möglichst hohe Fluktuationen der Elektrizitätspreise mit großer Bandbreite zwischen den Minimal- und Maximalwerten benötigt. Die Fluktuation der Elektrizitätspreise nimmt allerdings mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien ab. Es ist daher fraglich, ob genügend Anreize für Investitionen in Speicher gegeben werden können, um die für eine vollständige Aufnahme der Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien erforderlichen Speicherkapazitäten zu realisieren. Für das Szenario mit einer vollständigen Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien liegen die Elektrizitätspreise konstant unter den variablen Betriebskosten der Pumpspeicher ($2,5 \text{ €}_{2007}/\text{MWh}$). Die geringen Elektrizitätspreise, resultierend aus den niedrigen variablen Betriebskosten der eingesetzten Technologien, bieten keine Möglichkeit einen ausreichenden Ertrag zu erwirtschaften, der die hohen Kapitalkosten der erneuerbaren Energien und der Speicher deckt.

Der Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf zur vollständigen Integration der Anteile von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien resultiert vorwiegend aus einer sehr hohen Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien während vergleichsweise weniger Stunden eines Jahres. Hierdurch stellt sich die Frage, ob ein Verzicht auf eine

vollständige Integration - Reduktion der Stromeinspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen - eine ökonomisch vorteilhafte Option ist.

„Curtail“ Szenarien

Anhand der „Curtail“ Szenarien wird der Speicherbedarf und -betrieb bei einer Integration der erneuerbaren Energien inklusive „Curtailment“ analysiert.

Im Vergleich zu dem „Basis“ Szenario, in dem kein Curtailment möglich ist, sinkt für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien bei gleichbleibender Speicherkapazität (367 GWh) der Bedarf an Speicherleistung von 27 GW auf knapp 11 GW. Dadurch werden lediglich 0,14 % der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen nicht aufgenommen und die Systemkosten leicht ($< 0,2$ Mrd. €₂₀₀₇) reduziert.

Bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien wird durch den verringerten Leistungs- und Kapazitätsbedarf an Speichern, der aus der Kappung der Erzeugungsspitzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen resultiert, eine wesentliche Reduktion der Systemkosten erreicht. Insgesamt sind eine Speicherleistung von 66 GW und eine Speicherkapazität von 5,4 TWh (exklusive der mobilen Batteriespeicher) zur Integration eines Anteils von 80 % erneuerbarer Energien erforderlich. Im Vergleich zu dem „Basis“ Szenario reduziert sich für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien der Speicherleistungsbedarf von 79 GW auf 66 GW und der Bedarf an Speicherkapazität von 6,3 TWh auf 5,4 TWh. Die Systemkosten werden um gut 1 % (0,8 Mrd. €₂₀₀₇) verringert. Hierbei werden lediglich knapp 1 % der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nicht aufgenommen und die Versorgungssicherheit ist gegeben.

Für eine vollständige Deckung der Elektrizitätsnachfrage auf Basis erneuerbarer Energien können die Systemkosten um ca. 9 % (7 Mrd. €₂₀₀₇) im „Curtail“ Szenario im Vergleich zum „Basis“ Szenario reduziert werden. Die benötigte Speicherleistung beträgt 106 GW und eine Speicherkapazität 57 TWh, wobei < 1 % der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien nicht aufgenommen wird. Im Vergleich zum „Basis“ Szenario reduziert sich der Bedarf an Speicherleistung von 139 GW auf 106 GW und an Speicherkapazität von 83 TWh auf 57 TWh.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein Curtailment der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen in allen betrachteten Szenarien zu geringeren Systemkosten im Vergleich zu einer vollständigen Integration der erneuerbaren Energien führt. Vor allem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien fällt die Reduktion der Systemkosten höher aus. Für alle Szenarien ist dabei der Anteil der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen, der nicht aufgenommen werden kann, gering (< 1 %).

„Basis{ungest}“ Szenarien

Bei einer ungesteuerten Beladestrategie („Basis{ungest}“ Szenarien) steigen im Vergleich zu einem gesteuerten Beladen („Basis“ Szenarien) der Elektrofahrzeuge die jährlichen Systembetriebskosten und dadurch auch die Systemkosten aller Szenarien. Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien erhöhen sich die Systemkosten um ca. 0,4 % (200 Mio. €₂₀₀₇). Steigt der Anteil der erneuerbaren Energien, wird der Unterschied zwischen gesteuertem und ungesteuertem Beladen der Fahrzeuge geringer. Bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien steigen die Systemkosten der ungesteuerten Beladung der Elektrofahrzeuge um 0,3 % (um 180 Mio. €₂₀₀₇) und bei 100 % erneuerbaren Energien um knapp 0,1 % (40 Mio. €₂₀₀₇). Der geringer werdende Unterschied der Systemkosten zwischen den Szenarien mit ungesteuertem und gesteuertem Beladen der Fahrzeuge liegt an der Korrelation zwischen Zeitpunkten des ungesteuerten Ladens und Spitzen der Residuallast, die tendenziell zu höheren variablen Grenzkosten /Kiviluoma und Meibom 2011/ führt. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien nimmt die Korrelation zwischen Zeitpunkten des ungesteuerten Ladens und Spitzen der Residuallast ab. Dadurch bietet sich einem System mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien und einer gesteuerten Beladestrategie nicht mehr so häufig die Möglichkeit, durch das Verschieben des Beladepunktes auf Zeitpunkte mit geringeren variablen Grenzkosten ein kostengünstigeres Beladen der Elektrofahrzeuge vorzunehmen.

„Dargebot“ und „Curtail&Dargebot“ Szenarien

Ein Jahr mit geringerem Dargebot der Wind- und solaren Strahlungsenergie („Dargebot“ Szenarien) führt zu einem Anstieg der Systembetriebskosten und Elektrizitätspreise durch den erhöhten Einsatz konventioneller Kraftwerke. Für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien kann die Nachfrage in jeder Stunde des Jahres gedeckt werden (Versorgungssicherheit ist gegeben). Für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien kann allerdings die Elektrizitätsnachfrage nicht in jeder Stunde eines Jahres mit unterdurchschnittlichem Ertrag aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen gedeckt werden (Versorgungssicherheit in ca. 0,5 % der Stunden des Jahres; 40 Stunden nicht gegeben). Für 100 % erneuerbare Energien wirkt sich ein Jahr mit schwachem Wind- und Solarenergiedargebot noch schlechter auf die Versorgungssicherheit aus. Hier ist in bis zu 10 % der Stunden eines Jahres die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet. Für die Szenarien, in denen ein Curtailment möglich ist und ein Jahr mit geringerem Dargebot der Wind- und solaren Strahlungsenergie auftritt („Curtail&Dargebot“ Szenarien), steigen für die Anteile erneuerbarer Energien von 80 % und 100 % die Stunden, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann, im Vergleich zu den jeweiligen „Dargebot“ Szenarien weiter an. Ein Curtailment wirkt sich lediglich für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien positiv auf die Systemkosten aus. Es tritt eine Reduktion um rund 1 % im Vergleich zu einer vollständigen Integration

von 50 % erneuerbarer Energien auf.

Es ist daher für die Anteile von 80 % und 100 % erneuerbarer Energien zwingend erforderlich, dass die Bestimmung des erforderlichen Kraftwerk- und Speicherparks anhand von Ganglinien der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit geringem Dargebot erfolgt (Verringerung um 15 % im Vergleich zum Durchschnitt). Vor allem für eine vollständige Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien muss zudem die installierte Leistung der erneuerbaren Energien größer dimensioniert werden.

5 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurden der Einsatz und die Bedeutung von Pumpspeichern, adiabaten und diabaten Druckluftspeichern sowie mobilen Batteriespeichern zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem Deutschlands untersucht.

Das Ziel der technischen Simulation war eine detaillierte Analyse des Betriebs sowie des Wirkungsgrades für einen vollständigen Speicherzyklus der adiabaten Druckluftspeicher, diabaten Druckluftspeicher und mobilen Batteriespeicher. Die technischen und ökonomischen Kennwerte und Potenziale in Deutschland wurden daraufhin mit denen der Pumpspeicher verglichen.

Die wesentlichen Ergebnisse der Analyse und Bewertung der Speichertechnologien lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- In der Simulation des **adiabaten Druckluftspeichers** wurden Wirkungsgrade von bis zu 60 % für einen vollständigen Be- und Entladeprozess für die Systemkonfiguration mit einer 2-stufigen Kompressionseinheit und einer 1-stufigen Turbineneinheit sowie einer Temperatur im thermischen Speicher von ca. 600°C erreicht. Wird die bei der Speicherung entstehende Wärme auf einem Temperaturniveau von > 800°C im thermischen Speicher gespeichert, steigt der Wirkungsgrad auf ca. 70 %. Hierdurch konnte gezeigt werden, dass im Gegensatz zu Literaturangaben (z.B. /Zunft et al. 2005/, /Crotogino und Hamelmann 2007/ und /Succar und Williams 2008/) ein hoher Wirkungsgrad von bis zu 70 % nur mit hohen Speichertemperaturen realisiert werden kann.
- Für einen **diabaten Druckluftspeicher** ohne Rekuperation wurde in der Simulation ein Wirkungsgrad von 47 % für einen vollständigen Be- und Entladeprozess bestimmt. Eine deutliche Steigerung des Wirkungsgrades auf rund 54 % kann durch eine Abgaswärmerückgewinnung erreicht werden. Die Werte stimmen sehr gut mit Angaben von z.B. /Crotogino 2003/ und /Kruck 2008/ überein.
- Die Netzverfügbarkeit der **mobilen Batteriespeicher** variiert über den Tag zwischen ca. 90 % und knapp 100 %. Der Betrieb einer Lithium-Eisen-Phosphat Batterie wurde durch die Kombination eines elektrischen, thermischen und Alterungsteilmodells analysiert. Der Wirkungsgrad für einen vollständigen Be- und Entladeprozess erreicht in der Simulation knapp 90 % (bei angelegter Stromstärke von 0,7 A). Die Simulation hoher Stromstärken zeigt ein starkes Absinken des Wirkungsgrades (Reduktion des Wirkungsgrades auf 75 % bei angelegter Stromstärke von 15 A). Bei einer zyklischen Belastung der Zelle ergeben sich ca. 5.000 Ladezyklen, bevor das „Lebensende“ der Zelle erreicht ist. Die Ergebnisse der Batteriesimulation liegen im Bereich der gemessenen Werte, die beispielsweise in /Kennedy et al. 2000/, /Campa-

nari et al. 2009/, /Shiau et al. 2009/ und /Thomas 2009/ diskutiert wurden.

Mit Hilfe der ermittelten Kenngrößen wurden die Speichertechnologien in einem Optimierungsmodell der Einsatzplanung modelliert und damit der Speicherbedarf und die Speicherbewirtschaftung für eine Stromversorgung Deutschlands mit hohem Anteil erneuerbarer Energien analysiert. Das Ziel war es, den Speicherleistungs- und Speicherkapazitätsbedarf in Deutschland für Anteile erneuerbarer Energien von 50 %, 80 % und 100 % an der Elektrizitätsnachfrage zu quantifizieren und den Speicherbetrieb zu bewerten.

- Zur **vollständigen Integration** eines Anteils von 50 % erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsnachfrage in Deutschland wurde ein Speicherkapazitätsbedarf von 245 GWh und ein Speicherleistungsbedarf von 27 GW ermittelt. Für 80 % erneuerbare Energien wird zur vollständigen Integration des Stroms eine Speicherkapazität von 6,3 TWh und eine Speicherleistung von 78 GW benötigt. Die vollständige Deckung der Elektrizitätsnachfrage mit erneuerbaren Energien erfordert dagegen mit 83 TWh eine signifikant höhere Speicherkapazität. Die benötigte Speicherleistung hierfür liegt bei 139 GW. Die jährlichen Systemkosten steigen von 50 Mrd. €₂₀₀₇ (bei einem Anteil erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsnachfrage von 50 %) über 57 Mrd. €₂₀₀₇ (80 %) bis auf 73 Mrd. €₂₀₀₇ (100 %).
- Die Modellierung des **Elektrizitätssystems, bei dem ein „Curtailement“ möglich ist** (Verzicht auf die vollständige Integration der Elektrizitätseinspeisung erneuerbarer Energien aus ökonomischen Gründen), ergibt für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien im Vergleich zu einer vollständigen Integration eine Reduktion der Systemkosten von lediglich 0,4 % (< 0,2 Mrd. €₂₀₀₇). Hierbei kann bei gleichbleibender Speicherkapazität von 367 GWh die Speicherleistung von 27 GW auf knapp 11 GW verkleinert werden. Bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien kann die Speicherleistung auf 66 GW und die Speicherkapazität auf 5,4 TWh, im Vergleich zu 78 GW und 6,3 TWh bei einer vollständigen Integration der erneuerbaren Energien, verringert werden. Die Systemkosten werden dadurch um ca. 1 % (0,8 Mrd. €₂₀₀₇) gesenkt. Dabei wird weniger als 1 % der erneuerbaren Stromerzeugung nicht aufgenommen. Bei einer vollständigen Deckung der Nachfrage mit erneuerbaren Energien kann die Speicherleistung im Vergleich zu einer vollständigen Integration auf 106 GW (statt 139 GW) und die Speicherkapazität auf 57 TWh (statt 83 TWh) reduziert werden. Hierdurch sinken die Systemkosten deutlich um ca. 9 % (7 Mrd. €₂₀₀₇). Auch hier werden weniger als 1 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht aufgenommen. Ein Curtailement der Windenergie- und Photovoltaikanlagen aus ökonomischen Gründen führt in allen betrachteten Szenarien zu geringeren Systemkosten im Vergleich zu einer vollständigen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

- Eine **unterschiedliche Beladestrategie von Elektrofahrzeugen** hat nur sehr geringe Auswirkungen auf die Systemkosten. Durch eine ungesteuerte Beladung steigen die Systemkosten im Vergleich zu einer gesteuerten Beladung um ca. 0,4 % (200 Mio. €₂₀₀₇) bei einem Anteil von 50 % erneuerbarer Energien. Für größer werdende Anteile erneuerbarer Energien sinkt der Einfluss der Beladestrategie, so dass sich bei einem Anteil von 100 % erneuerbarer Energien die Systemkosten durch ein gesteuertes Beladen der Fahrzeuge lediglich um knapp 0,1 % (40 Mio. €₂₀₀₇) im Vergleich zu einem System mit ungesteuerter Beladestrategie reduzieren.
- Ein **Jahr mit geringem Dargebot an Wind- und solarer Strahlungsenergie** führt für einen Anteil von 50 % erneuerbarer Energien zu keiner Reduktion der Versorgungssicherheit (Deckung der Nachfrage in jeder Stunde des Jahres). Die Systemkosten steigen allerdings aufgrund des vermehrten Einsatzes der konventionellen Kraftwerke. Bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien steigen die Systemkosten ebenfalls, die Elektrizitätsnachfrage kann aber nicht in jeder Stunde gedeckt werden. Hierbei ist die Versorgungssicherheit in 40 Stunden nicht gegeben. Für 100 % erneuerbare Energien steigt der Anteil der Stunden, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann, weiter (in ca. 10 % der Stunden eines Jahres ist die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet). Für Anteile von 80 % und 100 % erneuerbarer Energien ist es daher notwendig, dass die Bestimmung des erforderlichen Kraftwerk- und Speicherparks anhand von Ganglinien der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit geringem Dargebot erfolgt.

Aufbauend auf den in dieser Arbeit erlangten Ergebnissen können die folgenden Arbeitsfelder zur Weiterführung der Untersuchungen zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in ein Elektrizitätssystem identifiziert werden.

Aufbauend auf den simulierten Ergebnissen kann die Planung und Realisierung eines adiabaten Druckluftspeichers erfolgen. In kleinem Maßstab wurde dies in /Wolf 2011/ durchgeführt. In dem Projekt „Adele“ soll eine Demonstrationsanlage ab 2013 errichtet werden (vgl. /RWE 2012/). Es ist wünschenswert, dass die Datenbasis über den adiabaten Druckluftspeicher durch eine detaillierte Veröffentlichung der Projektergebnisse vergrößert wird.

Bei der systemischen Analyse der Stromspeicher im Elektrizitätssystem Deutschlands wurden einige Restriktionen definiert (z.B. keine innerdeutschen Netzengpässe, kein Austausch mit dem Ausland). Eine systematische Erweiterung und Analyse des Modells unter Berücksichtigung von Netzengpässen ist ein weiteres interessantes Forschungsfeld. Durch eine Erhöhung der räumlichen Detaillierung des Optimierungsmodells inklusive der Übertragungskapazitäten kann die gegenseitige Beeinflussung zwischen einem Netz- sowie Speicherausbau und -betrieb untersucht werden. Denkbar ist auch, die unterschiedlichen Netzebenen in dem Modell abzubilden. Hierdurch könnte eine detailliertere

Analyse und Bewertung eines dezentralen Speicherausbaus, z.B. mit mobilen Batteriespeichern, im Vergleich zu einem zentralen Speicherausbau anhand von bspw. Pumpspeichern erfolgen. Zur Einbindung möglicher Speicherkapazitäten im Ausland (potenzieller Pumpspeicherkapazitäten in Skandinavien) sollten zudem die Analysen hinsichtlich eines Elektrizitätsaustauschs mit dem Ausland erweitert werden.

In der Arbeit konnte gezeigt werden, dass sich ein Jahr mit geringem Wind- und Solarenergiedargebot kritisch auf die Versorgungssicherheit (Deckung der Nachfrage in jeder Stunde des Jahres) auswirkt. Eine detaillierte Analyse des Kraftwerk- und Speicherbedarfs sowie -betriebs zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien, basierend auf unterschiedlichen Ganglinien der Stromerzeugung mit Windenergie- und Photovoltaikanlagen stellt ebenfalls eine interessante Weiterentwicklung der Untersuchungen dieser Arbeit dar.

Für hohe Anteile erneuerbarer Energien konnte zudem die Problematik der Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei heutigem Preisbildungsmechanismus (basierend auf kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung) aufgezeigt werden. Die resultierenden Elektrizitätspreise sind gering und weisen keine großen Fluktuationen auf. Hier könnten modellbasiert Kapazitätsmärkte analysiert werden, um deren Eignung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu bewerten und der Frage nachzugehen, ob mit diesen ein rentabler Betrieb der konventionellen Kraftwerke und Speicher darstellbar ist.

Literaturverzeichnis

- A123 2010 A123: High Power Lithium Ion ANR26650M1A. URL http://e-motion.lt/wp-content/uploads/2010/01/ANR26650M1A_Datasheet.pdf, 2010. – Forschungsbericht. [Zugriff: 20.01.2012]
- ADAC 2010 ADAC: Allgemeiner Deutscher Automobil Club, Statistiken. URL www.adac.de, 2010. – Forschungsbericht. [Zugriff: 22.04.2010]
- Albertus et al. 2008 ALBERTUS, P. ; COUTS, J. ; SRINIVASAN, V. ; NEWMAN, J.: II. A combined model for determining capacity usage and battery size for hybrid and plug-in hybrid electric vehicles. In: *Journal Of Power Sources* 183 (2008), September, Nr. 2, S. 771–782
- Alstom 2007 ALSTOM: Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES / Konsortium Alstom Power; Ecofys; E.ON Energie; KBB; IAEW; REpower; Vattenfall Europe Transmission. 2007. – Forschungsbericht
- Altair 2010 ALTAIR: Key Features: 50 Amp Hour Cell. URL http://www.b2i.cc/Document/546/50Ah_Datasheet-012209.pdf, 2010. – Forschungsbericht. [Zugriff: 16.06.2010]
- Anagnostopoulos und Papantonis 2007 ANAGNOSTOPOULOS, John S. ; PAPANTONIS, Dimitris E.: Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant. In: *Energy Conversion and Management* 48 (2007), November, Nr. 11, S. 3009–3017
- Andre 2008 ANDRE, Felix: Modellierung einer Li-Ionen Batterie für Hybridfahrzeug-Simulationen / Technische Universität Berlin; Fakultät IV, Elektrotechnik und Informatik; Institut für Energie- und Automatisierungstechnik. 2008. – Forschungsbericht
- Andre et al. 2006 ANDRE, M. ; JOURMARD, R. ; VIDON, R. ; TASSEL, P. ; PERRET, P.: Real-world European driving cycles, for measuring pollutant emissions from high- and low-powered cars. In: *Atmospheric Environment* 40 (2006), S. 5944–5953
- Arndt et al. 2003 ARNDT, Ulli ; HAUPTMANN, Frank ; KRAUS, Dietmar ; RICHTER, Stefan: Brennstoffzellensysteme für portable und stationäre Kleingeräte - Technikbewertung und Potenziale / Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.; Im Auftrag von Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Verkehr und Technologie. 2003. – Forschungsbericht
- Baake et al. 2008 BAAKE, Egbert ; BOTHE, Michael ; DOPPELBAUER, Martin ; DRUBEL, Oliver ; HAYE, Ralf de la ; HOFMANN, Wilfried ; KLEIMAIER, Martin ; MERTENS, Axel ; MUTSCHLER, Peter ; OSWALD, Bernd ; PETRI, Eberhard ; PYC, Ireneusz ; RAPHAEL, Thomas ; PONICK, Bernd ; SCHRÖPPEL, Wolfgang: Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland - Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf / VDE. 2008. – Forschungsbericht
- Bady und Biermann 2000 BADY, Ralf ; BIERMANN, Jan-Welm: Hybrid-Elektrofahrzeuge Strukturen und zukünftige Entwicklungen. In: *6. Symposium Elektrische Straßenfahrzeuge, Technische Akademie Esslingen*, 2000
- Baehr und Kabelac 2006 BAEHR, Hans D. ; KABELAC, Sven: *Thermodynamik - Grundlagen und technische Anwendungen*. Bd. 13., neu bearb. u. erw. Aufl. Springer-Lehrbuch. Springer Verlag, 2006

- Baehr und Stephan 2010 BAEHR, Hans D. ; STEPHAN, Karl: *Wärme- und Stoffübertragung*. Bd. 7. Springer Verlag, 2010
- Barth et al. 2006 BARTH, R. ; BRAND, H. ; MEIBOM, P. ; WEBER, C.: A stochastic unit-commitment model for the evaluation of the impacts of integration of large amounts of intermittent wind power. In: *9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, 2006
- Barzantny et al. 2009 BARZANTNY, Katja ; ACHNER, Sigrid ; VOMBERG, Sebastian: *Klimaschutz: Plan B 2050: Energiekonzept für Deutschland / Eutech Energie und Management GmbH im Auftrag von Greenpeace*. 2009. – Forschungsbericht
- Bauer et al. 2007 BAUER, Christian ; BOLLIGER, Rita ; TUCHSCHMID, Matthias ; FAIST-EMMENEGGER, Mireille: *Wasserkraft / Paul Scherrer Institut, Villigen; ESU-services Ltd., Uster*. 2007. – Forschungsbericht
- Baxter 2006 BAXTER, R: *Energy Storage / Tulsa, PennWell Corporation*. 2006. – Forschungsbericht
- Böcker et al. 2010 BÖCKER, Joachim ; BÖSING, Mathhias ; BREDEHORN, Matthias: *Elektrofahrzeuge - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf / VDE - ETG*. 2010. – Forschungsbericht
- BDEW 2012 BDEW: *Durchschnittliche Ausnutzungsdauer der Kraftwerke im Jahr 2007 in Stunden*. URL http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten, 2012. – Forschungsbericht. [Zugriff: 16.04.2012]
- Beer et al. 2009 BEER, M. ; CORRADINI, R. ; FIEGER, C. ; GOBMAIER, T. ; KÖLL, L. ; PODHAJSKY, R. ; STECK, M. ; ZOTZ, M. ; KARL, H.-D.: *Energiezukunft 2050 / Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) in Zusammenarbeit mit dem Institut für Wirtschaftsforschung (ifo) im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe*. 2009. – Forschungsbericht
- BfN 2010 BfN: *Habitat mare - aktiv für die marine Lebensvielfalt. Natura 2000 in der deutschen AWZ - Schutzgebiete, Übersicht und Kurzfakten / Bundesamt für Naturschutz (BfN)*. 2010. – Forschungsbericht
- BfN 2011 BfN: *Naturverträglicher Hochwasserschutz / Bundesamt für Naturschutz*. URL http://www.bfn.de/0324_hochwasserschutz.html, 2011. – Forschungsbericht. [Zugriff: 05.01.2011]
- Bhide und Shim 2009 BHIDE, S. ; SHIM, Taehyun: *Development of improved Li-ion battery model incorporating thermal and rate factor effects*. In: *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE*, 2009, S. 544 –550
- Blank 2007 BLANK, Tobias: *Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen / Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.; im Auftrag von e.on energie*. 2007. – Forschungsbericht
- Blesl et al. 2011 BLES, M. ; BRUCHOF, D. ; FAHL, U. ; KOBER, T. ; KUDER, R. ; GÖTZ, B. ; VOSS, A.: *Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime / Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)*. Februar 2011 (Band 106). – Forschungsbericht

- Blesl et al. 2009 BLES, Markus ; BRUCHOF, David ; HARTMANN, Niklas ; ÖZDEMİR, Enver D. ; FAHL, Ulrich ; ELTROP, Ludger ; VOSS, Alfred: Entwicklungsstand und Perspektiven der Elektromobilität / Institutes für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). 2009. – Forschungsbericht
- BMU 2011 BMU: Entwurf: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2011. – Forschungsbericht
- BMU 2012a BMU: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) - Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung.* 2012
- BMU 2012b BMU: Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012 / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2012. – Forschungsbericht
- BMWi 2010 BMWi: Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem / CONSENTEC GMBH and R2B ENERGY CONSULTING GMBH, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). 2010. – Forschungsbericht
- Bodach 2006 BODACH, Mirko: *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen*, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Chemnitz, Dissertation, 2006
- Boll 2008 BOLL, Jörn-Peter: *Stromspeicherung - Die Gestaltung einer umweltfreundlichen und sicheren Energieversorgung als Herausforderung für Recht und Politik*, Leuphana Universität Lüneburg Deutschland, Diplomarbeit, 2008
- von Borck et al. 2008 BORCK, Felix von ; EBERLEH, Björn ; RINKER, Michael: Die Traktionsbatterie - Schlüsseltechnologie für den Durchbruch elektrischer Fahrzeugantriebe. In: *ATZelektronik* 2008-01 (2008)
- Boyce 2006 BOYCE, Meherwan P.: *Gas Turbine Engineering Handbook*. Bd. 3rd Edition. URL http://knovel.com/web/portal/browse/display?_EXT_KNOVEL_DISPLAY_bookid=1887&VerticalID=0, 2006. – [Zugriff: 20.04.2012]
- Braess und Seiffert 2007 BRAESS, Hans-Hermann ; SEIFFERT, Ulrich: *Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik*. Vieweg+Teubner Verlag, 2007
- Brandt 1999 BRANDT, Fritz ; 1, FDBR-Fachbuchreihe ; (Hrsg.): *Brennstoffe und Verbrennungsrechnung*. Bd. 3. Essen : Vulkan-Verl., 1999
- Bérest und Brouard 2003 BÉREST, P. ; BROUARD, B.: Safety of Salt Caverns Used for Underground Storage Blow Out; Mechanical Instability; Seepage; Cavern Abandonment. In: *Oil & Gas Science and Technology - Rev.* 58 (2003), Nr. 3, S. 361–384
- Bräunling 2009 BRÄUNLING, Willy J.: *Flugzeugtriebwerke*. Kap. Reale Triebwerkskreisprozesse, S. 1141 – 1251. In: *VDI-Buch*, Springer Berlin Heidelberg, 2009. – URL http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-76370-3_14. – [Zugriff: 20.04.2012]. ISSN 978-3-540-76370-3

- Buchanan et al. 2001 BUCHANAN, C.S. ; MCKINNON, K.I.M. ; SKONDRAS, G.K.: The Recursive Definition of Stochastic Linear Programming Problems within an Algebraic Modeling Language. In: *Annals of Operations Research* 104 (2001), April, Nr. 1, S. 15–32. – URL <http://dx.doi.org/10.1023/A:1013126632649>. – [Zugriff: 20.04.2012]. – ISSN 0254-5330
- Bullough 2004 BULLOUGH, C.: AA-CAES - Integration of Wind Energy. In: *European Wind Energy Conf. EWEC 2004, 22-25 November 2004 London UK, 2004*
- Bullough et al. 2004 BULLOUGH, C. ; GATZEN, C. ; JAKIEL, C. ; KOLLER, M. ; NOWI, A. ; ZUNFT, S.: Advanced adiabatic compressed air energy storage for the integration of wind. In: *European Wind Energy Conf. EWEC 2004, 22-25 November 2004 London UK, 2004*
- Bundesregierung 2011 BUNDESREGIERUNG: Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011 / Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2011. – Forschungsbericht
- BWE 2010 BWE: *Windjahr in Prozent zum langjährigen Mittel*. Dezember 2010. – URL <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windjahr-prozent-zum-langjaehrigen-mittel>. – [Zugriff: 30.03.2012]
- Calaminus 2007 CALAMINUS, Bernd: Innovatives Druckluftspeicherwerk der EnBW - Adiabatic Compressed Air Energy Storage (CAES) - Kraftwerk zur Speicherung grosser Mengen regenerativ erzeugten Stroms. In: *Energietage Hannover, 2007*
- Calaminus 2009 CALAMINUS, Bernd: Adiabater Druckluft als Option für Bulk-Stromspeicher. In: *Vortrag bei der Hochschulgruppe Kine, 2009*
- Campanari et al. 2009 CAMPANARI, Stefano ; MANZOLINI, Giampaolo ; IGLESIA, Fernando Garcia de la: Energy analysis of electric vehicles using batteries or fuel cells through well-to-wheel driving cycle simulations. In: *Journal of Power Sources* 186 (2009), Januar, Nr. 2, S. 464–477. – ISSN 0378-7753
- Castronuovo und Lopes 2004 CASTRONUOVO, Edgardo D. ; LOPES, Joao A. P.: Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 26 (2004), Dezember, Nr. 10, S. 771–778
- Cavallo 2007 CAVALLO, Alfred: Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES). In: *Energy* 32 (2007), Februar, Nr. 2, S. 120–127
- Chachine und Guerrini 2000 CHACHINE, Alexandre ; GUERRINI, Yannick: *More underground storage for increased gas consumption*. 2000. – URL <http://www.unece.org/press/pr2000/00ene1e.htm>. – [Zugriff: 27.01.2012]
- Chau et al. 2003 CHAU, K.T. ; WU, K.C. ; CHAN, C.C. ; SHEN, W.X.: A new battery capacity indicator for nickel-metal hydride battery powered electric vehicles using adaptive neuro-fuzzy inference system. In: *Energy Conversion and Management* 44 (2003), Nr. 13, S. 2059 – 2071. – ISSN 0196-8904
- Chen und Rincon-Mora 2006 CHEN, Min ; RINCON-MORA, Gabriel A.: Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Runtime and I-V Performance. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 21 (2006), S. 504–511

- Conrads et al. 2009 CONRADS, Dieter ; DÖRING, Egon ; DÖRING, Peter ; GIERENS, Heribert ; LIEBENSTEIN, Reinhard von ; KEMNITZ, Arnfried ; STEFFEN, Horst ; WELLENREUTHER, Günter ; ZASTROW, Dieter ; PLASSMANN, Wilfried (Hrsg.) ; SCHULZ, Detlef (Hrsg.): *Handbuch Elektrotechnik: Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker*. Vieweg+Teubner, 2009. – ISBN 978-3-8348-9245-4
- Corselli-Nordblad 2010 CORSELLI-NORDBLAD, L: Stichprobenerhebung zur Bodennutzung/Bodenbedeckung. Ergebnisse zur EU Bodenbedeckung und Bodennutzung / Eurostat Pressemitteilung. URL http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_PUBLIC/5-04102010-BP/DE/5-04102010-BP-DE.PDF, 2010. – Forschungsbericht. [Zugriff: 04.01.2011]
- Crotogino 2006 CROTOGINO: Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie / Stand der Technik und neue Entwicklungen. In: 6. *Flensburger Windenergie-Forum*. KBB Underground Technologies GmbH, 2006
- Crotogino und Hamelmann 2007 CROTOGINO, F. ; HAMELMANN, R.: Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots. In: 14 *Symposium zur Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik*, 2007
- Crotogino 2003 CROTOGINO, Fritz: Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. In: *Tagung Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung der VDI-Gesellschaft Energietechnik*, Stuttgart, 2003
- Crotogino 2010 CROTOGINO, Fritz: Grid Scale Energy Storage Based on Pumped Hydro, Compressed Air and Hydrogen. In: *Jornada Almacenamiento de Energía: La asignatura pendiente del sistema eléctrico?* Seville, June 2010
- Crotogino und Kleinfeld 2005 CROTOGINO, Fritz ; KLEINFELD, Bärbel: Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In: *Energieforum Druckluftspeicher-Kraftwerke*, 2005
- Czisch 2005 CZISCH, Gregor: *Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung; Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien*, Universität Kassel; Institut für Elektrische Energietechnik / Rationelle Energiewandlung, Dissertation, 2005
- Daimler 2008 DAIMLER: *Electric Drive. Der Start ins Zeitalter der Elektromobilität*. 2008. – URL http://www.daimler.de/Projects/c2c/channel/documents/1656482_daimler_inno_2008_booklets_electricdrive_de.pdf. – [Zugriff: 16.06.2010]
- Dena 2010a DENA: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. / Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). 2010. – Forschungsbericht
- Dena 2010b DENA: dena-Netzstudie II. - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025. / Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). 2010. – Forschungsbericht
- DeVries 2003 DEVRIES, K.L.: Improved Modeling Increases Salt Cavern Storage Working Gas. In: *GasTIPS* 9 (2003), Nr. 1, S. 33–36

- DIW 2003 DIW: Mobilität in Deutschland 2002 (MID 2002) / Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Abt. Energie, Verkehr, Umwelt. 2003. – Forschungsbericht
- Drenckhahn et al. 2009 DRENCKHAHN, Wolfgang ; RUKES, Bert ; RIEDLE, Klaus: Eine Frage der Effizienz. Konventionelle Kraftwerkstechnologien. In: *BWK Das Energie Fachmagazin* Jg.: 61, Nr.7/8 (2009), S. 72–78
- Duvall 2005 DUVALL, Mark S.: Battery Evaluation for Plug-In Hybrid Electric Vehicles. In: *IEEE Explore* (2005), S. 338–343
- EC 2011 EC: Commission staff working paper - Impact Assessment Accompanying the document Communication from the commission to the council, the european Parliament, the european economic and social committee and the committee of the regions - Energy Roadmap 2050 / European Commission. 2011. – Forschungsbericht
- Eckroad 2003 ECKROAD, S.: Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications / EPRI-DOE. 2003. – Reference 1001834
- Emmrich 2009 EMMRICH, Roland: *Experimentelle und numerische Untersuchungen an einem einstufigen Axialverdichter mit Casing-Treatment*, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Dissertation, 2009
- E.ON 2010 E.ON: *Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Waldeck 2*. 2010. – URL <http://www.eon.com/de/media/news-detail.jsp?id=10079>. – [Zugriff: 16.01.2012]
- EPRI 1993 EPRI: History of First U.S. Compressed Air Energy Storage (CAES) Plant (110-MW-26 h): Volume 1: Early CAES Development / Electric Power Research Institute. 1993. – Forschungsbericht
- EPRI 2007 EPRI: Environmental Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles Volume 1: Nationwide Greenhouse Gas Emissions / EPRI - Electric Power research Institute. 2007. – Forschungsbericht
- EPRI-DOE 2003 EPRI-DOE: Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications / EPRI, DOE. 2003. – Forschungsbericht
- Erdinc et al. 2009 ERDINC, O. ; VURAL, B. ; UZUNOGLU, M.: A dynamic lithium-ion battery model considering the effects of temperature and capacity fading. In: *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, June 2009, S. 383–386
- Fiebig 2011 FIEBIG, André: Implikationen bei der Einführung akustischer Warnsignale für leise Fahrzeuge. In: *5. DEGA-Symposium E-Mobilität & Akustik*, 2011
- FNR 2010 FNR: *Biokraftstoffe Basisdaten Deutschland - Stand*. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Juni 2010
- Follmer et al. 2002 FOLLMER, Robert ; KUNERT, Uwe ; KLOAS, Jutta: *Mobilität in Deutschland - Ergebnisbericht*. ifas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). 2002
- Fontaras et al. 2008 FONTARAS, G. ; PISTIKOPOULOS, P. ; SAMARAS, Z.: Experimental evaluation of hybrid vehicle fuel economy and pollutant emissions over real-world simulation driving cycles. In: *Atmospheric Environment* 42 (2008), S. 4023–4035

- Franken 2005 FRANKEN, M: Sächsisches Wunderwerk. In: *Neue Energie (Magazin für erneuerbare Energien)* 4 (2005), S. 38–43
- FVEE 2010 FVEE: Energiekonzept 2050 : Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien / FVEE - Forschungsverbund Erneuerbare Energien. 2010. – Forschungsbericht
- Gao et al. 2002 GAO, L. ; S.LIU ; DOUGAL, R.A.: Dynamic Lithium-Ion Battery Model for System Simulation. In: *IEEE TRANSACTIONS ON COMPONENTS AND PACKAGING TECHNOLOGIES*, 25 (2002), S. 495–505
- Garche 2012 GARCHE, Jürgen: Elektrochemische Speicher für Regenerative Energien und Netzlastmanagement. In: *Energiespeicher-Symposium Stuttgart - Schlüsselkomponente für nachhaltige Energiekonzepte*, 06./07. März 2012
- Gatzen 2008 GATZEN, Christoph: *The Economics of Power Storage - Theory and Empirical Analysis for Central Europe*. Oldenbourg Industrieverlag, Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts, 2008
- Giesecke und Mosonyi 2005 GIESECKE, J. ; MOSONYI, E.: *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*. Bd. 4. Springer Berlin Heidelberg, 2005
- Gonder et al. 2007 GONDER, J. ; MARKEL, T. ; THORNTON, M. ; SIMPSON, A.: Using global positioning system travel data to assess real-world energy use of plug-in hybrid electric vehicles. In: *Transportation Research Record* (2007), Nr. 2017, S. 26–32
- Gonzalez et al. 2004 GONZALEZ, Adolfo ; GALLACHÓIR, Brian Ó. ; MCKEOGH, Eamon ; LYNCH, Kevin: Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential to Address Wind Energy Intermittency in Ireland / Sustainable Energy Research Group, Department of Civil and Environmental Engineering, University College Cork and Rockmount Capital Partners, Cork. 2004. – Forschungsbericht
- Grazzini und Milazzo 2008 GRAZZINI, Giuseppe ; MILAZZO, Adriano: Thermodynamic analysis of CAES/TES systems for renewable energy plants. In: *Renewable Energy* 33 (2008), Nr. 9, S. 1998 – 2006. – ISSN 0960-1481
- Greenblatt et al. 2007 GREENBLATT, Jeffery B. ; SUCCAR, Samir ; DENKENBERGER, David C. ; WILLIAMS, Robert H. ; SOCOLOW, Robert H.: Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation. In: *Energy Policy* 35 (2007), März, Nr. 3, S. 1474–1492
- Griesbach und Heinze 1996 GRIESBACH, Helga ; HEINZE, Frank ; TECHNIK, 130 Die Bibliothek der (Hrsg.): *Untergroundspeicherung. Exploration, Errichtung, Betrieb*. Landsberg/Lech: Verl. Moderne Industrie, 1996
- Groscurth und Bode 2009 GROSCURTH, Helmuth-M. ; BODE, Sven: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt / arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. 2009. – Forschungsbericht
- Götz et al. 2011 GÖTZ, Manuel ; BUCHHOLZ, Dominic ; BAJOHR, Siegfried: Speicherung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Erdgasnetz. In: *bbr Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau - Sonderheft* Jg. 62 (2011), S. 14–19

- Guille und Gross 2008 GUILLE, C. ; GROSS, G.: Design of a Conceptual Framework for the V2G Implementation. In: *Proc. IEEE Energy 2030 Conference ENERGY 2008*, 2008, S. 1–3
- Gyuk 2004 GYUK, Imre P.: *Energy Storage for Grid Connected Wind Generation Applications. Technical Update*. 1000 Independence Ave., S.W. Washington, DC 20585: EPRI-DOE Handbook Supplement of Energy Storage for Grid Connected Wind Generation Applications U. S. Department of Energy (Veranst.), December 2004
- Hadjipaschalis et al. 2009 HADJIPASCHALIS, Ioannis ; POUILLIKAS, Andreas ; EFTHIMIOU, Venizelos: Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009), S. 1513–1522
- Hahne 2004 HAHNE, E.: *Der 2. Hauptsatz. Technische Thermodynamik - Einführung und Anwendung*. Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 2004
- Hartmann et al. 2009 HARTMANN, N. ; KRUCK, C. ; ELTROP, L. ; SPAHIC, E.: Integration großer Windenergiekapazitäten durch Speichersysteme / Projekt Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. 2009. – Forschungsbericht
- Hartmann und Özdemir 2011 HARTMANN, N. ; ÖZDEMİR, E.D.: Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030. In: *Journal of Power Sources* 196 (2011), Nr. 4, S. 2311 – 2318. – ISSN 0378-7753
- Hartmann et al. 2012 HARTMANN, Niklas ; SALZER, Johannes ; BAUER, Nikolaus: Stromspeicherpotenziale für Deutschland / IER, IHS, ZSW, Studie im Auftrag des Zentrum für Energieforschung (ZfES) e. V. 2012. – Forschungsbericht
- Hartmann et al. 2011 HARTMANN, Niklas ; VÖHRINGER, O. ; KRUCK, C. ; ELTROP, L.: Simulation and analysis of different adiabatic Compressed Air Energy Storage plant configurations. In: *Applied Energy* 93 (2011), S. 541 – 548. – ISSN 0306-2619
- Hauck 2003 HAUCK, Bernhard: *Elektronische Überwachungs- und Steuergeräte zum Erhalt der aktuellen Qualität vielzelliger elektrochemischer Speichersysteme*. Habilitationsschrift im Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Kaiserslautern. 2003
- Heinemann 2007 HEINEMANN, D.: *Strukturen von Batterie- und Energiemanagementsystemen mit Bleibatterien und Ultracaps*, Fakultät Elektrotechnik und Informatik der Technischen Universität Berlin, Dissertation, 2007
- Henken-Mellies 2005 HENKEN-MELLIES, Fritz: Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf - Technik und Betriebserfahrung. In: *5. dena-EnergieForum - Druckluftspeicherkraftwerke*, 2005
- Herb 2010 HERB, Frieder: *Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen*, Fakultät für Naturwissenschaften der Universität Ulm, Dissertation, 2010
- Hildebrandt 2009 HILDEBRANDT, Eugen: *Technisch-/ ökonomische Evaluierung und Analyse der möglichen Technologien für die Umsetzung von Vehicle-to-Grid (V2G) Konzepten*, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Diplomarbeit, 2009

- Hoffeins et al. 1980 HOFFEINS, Hans ; ROMEYKE, Norbert ; HEBEL, Dieter ; SUETTERLIN, Fritz: Die Inbetriebnahme der ersten Luftspeicher-Gasturbinengruppe. In: *Brown Boveri Mitteilungen. Mannheim, BBC 67* (1980), Nr. 8, S. 465–473
- Hu et al. 2011 HU, Y. ; YURKOVICH, S. ; GUEZENNEC, Y. ; YURKOVICH, B.J.: Electro-thermal battery model identification for automotive applications. In: *Journal of Power Sources* 196 (2011), Nr. 1, S. 449 – 457. – ISSN 0378-7753
- Hundt et al. 2009 HUNDT, M. ; BARTH, R. ; SUN, N. ; WISSEL, S. ; VOSS, A: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio. Studie im Auftrag der E.ON Energie AG / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart. 2009. – Forschungsbericht
- Hundt et al. 2010 HUNDT, Matthias ; BARTH, Rüdiger ; SUN, Ninghong ; BRAND, Heike ; VOSS, Alfred: Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag der E.ON Energie AG / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart. 2010. – Forschungsbericht
- Ibrahim et al. 2008 IBRAHIM, H. ; ILINCA, A. ; PERRON, J.: Energy storage systems– Characteristics and comparisons. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (2008), Juni, Nr. 5, S. 1221–1250
- IEA 2010 IEA, International Energy A.: World Energy Outlook 2010 / IEA. International Energy Agency (IEA), 2010. – Forschungsbericht
- IEA-NEA 2010 IEA-NEA: Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition / International Energy Agency (IEA) and the OECD Nuclear Energy Agency (NEA). 2010. – Forschungsbericht
- IER et al. 2009 IER ; RWI ; ZEW: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009, Schlussbericht. / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung Essen, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung Mannheim. Stuttgart, Essen, Mannheim. 2009. – Forschungsbericht
- IFEU 2009 IFEU: Wasserstoff und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbaren Energien: Analyse der kurzund mittelfristigen Perspektive / Ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung). 2009. – Forschungsbericht
- Jakiel 2005 JAKIEL, Christoph: Entwicklung von Großdampfturbinen, Wärmespeichern und Hochtemperatur-Kompressoren für adiabate Druckluftspeicherkraftwerke. In: *dena-EnergieForum Druckluftspeicherkraftwerke*, 2005
- Jia et al. 2004 JIA, Guang-Zheng ; WANG, Xuan yin ; WU, Gen mao: Investigation on wind energy-compressed air power system. In: *Journal of Zhejiang University SCIENCE* 5 (2004), Nr. 3, S. 290–295
- Joseph und Shahidehpour 2006 JOSEPH, Ami ; SHAHIDEHPOUR, Mohammad: Battery storage systems in electric power systems. In: *IEEEExplore* (2006), S. 1–8
- KBA 2011 KBA: Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar 2011 / Kraftfahrt-Bundesamt. 2011. – Forschungsbericht

- Keles et al. 2011 KELES, Gogan ; GENOESE, Massimo ; FICHTNER, Wolf: Bewertung von Speicherkraftwerken unter Unsicherheit basierend auf einem Realloptionsansatz. In: *Optimierung in der Energiewirtschaft - VDI-Berichte 2157*, 2011
- Kempton und Dhanju 2006 KEMPTON, W. ; DHANJU, A.: Electric Vehicles with V2G - Storage for Large-Scale Wind Power / University of Delaware, USA. 2006. – Forschungsbericht
- Kempton und Tomic 2005a KEMPTON, W. ; TOMIC, J.: Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. In: *Journal Of Power Sources* 144 (2005), Juni, Nr. 1, S. 268–279
- Kempton und Tomic 2005b KEMPTON, W. ; TOMIC, J.: Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. In: *Journal Of Power Sources* 144 (2005), Juni, Nr. 1, S. 280–294
- Kempton und Letendere 1997 KEMPTON, Willett ; LETENDERE, Steven: Electric vehicles as a new power source for electric utilities. In: *Transpn Res.- D* Vol. 2, No. 3 (1997), S. 157–175
- Kennedy et al. 2000 KENNEDY, B ; PATTERSON, D ; CAMILLERI, S.: Use of lithium-ion batteries in electric vehicles. In: *Journal of Power Sources* 90 (2000), Oktober, Nr. 2, S. 156–162. – ISSN 0378-7753
- Kiviluoma und Meibom 2011 KIVILUOMA, Juha ; MEIBOM, Peter: Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles. In: *Energy* 36 (2011), März, Nr. 3, S. 1758–1767. – ISSN 0360-5442
- Klaus et al. 2010 KLAUS, Thomas ; VOLLMER, Carla ; WERNER, Kathrin ; LEHMANN, Harry ; MÜSCHEN, Klaus: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen / Umweltbundesamt. 2010. – Forschungsbericht
- Kloess 2009 KLOESS, Maximilian: Die Wirtschaftlichkeit teil- und voll elektrifizierter Antriebe in Österreich bis 2030. In: *6. Internationale Energiewirtschaftstagung*, 2009
- König 2009 KÖNIG, Andreas: *Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030*, Fakultät der Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart, Dissertation, 2009
- Knoche et al. 1994 KNOCHE, K. F. ; RUDOLPH, M. ; SCHAEFER, H.: Zur Problematik der Bewertung von Energieträgern und Energieumwandlungsprozessen. In: *BWK (Brennstoff Wärme Kraft)* Band 46, Nr. 10 (1994), S. 431–436
- Koch et al. 2005 KOCH, Hans-Joachim ; HAAREN, Christina von ; BRUNNER, Paul H. ; FOTH, Heidi ; JÄNICKE, Martin ; MICHAELIS, Peter ; OTT, Konrad: Umwelt und Straßenverkehr Hohe Mobilität - Umweltverträglicher Verkehr, Sondergutachten / Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). 2005. – Forschungsbericht
- Kohler 2008 KOHLER, Stephan: Entwicklung der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020. In: *Konferenz Kraftwerke und Netze für eine nachhaltige Energieversorgung; Berlin 2008*, 2008

- Kopswerk 2011 KOPSWERK: *Kopswerk II: Das neue Pumpspeicherkraftwerk der Vorarlberger Illwerke AG in Gaschurn-Patenen*. 2011. – URL http://www.kopswerk2.at/downloads/Folder_061006_deutsch.pdf. – [Zugriff: 15.09.2011]
- Köpke 2006 KÖPKE, R.: Mit Druck in den Untergrund / VDI nachrichten. 2006 (9). – Forschungsbericht
- Kranzmann 2005 KRANZMANN, Axel: Stromerzeugung ohne CO₂ Ausstoß in die Erdatmosphäre - CO₂-Reduktions-Technologie. In: *DPG Jahrestagung*. Berlin, 2005
- Kroeze und Krein 2008 KROEZE, R.C. ; KREIN, P.T.: Electrical battery model for use in dynamic electric vehicle simulations. In: *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, june 2008, S. 1336–1342. – ISSN 0275-9306
- Kruck und Eltrop 2007a KRUCK, C. ; ELTROP, L.: Einfluss der Förderung auf die Kostenentwicklung von Windenergie- und PV-Anlagen / Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). 2007. – Forschungsbericht
- Kruck und Eltrop 2007b KRUCK, C. ; ELTROP, L.: Perspektiven der Stromerzeugung aus Solar- und Windenergienutzung für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland / Projekt Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Stuttgart. 2007. – Forschungsbericht
- Kruck 2008 KRUCK, Christoph: *Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken*, Universität Stuttgart, Dissertation, 2008
- Kruck und Eltrop 2009 KRUCK, Christoph ; ELTROP, Ludger: Zur Entwicklung der Investitionskosten von Offshore-Windenergieanlagen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 59. Jg., Heft 9 (2009), S. 76–79
- Kuhn und Kühne 2011 KUHN, Philipp ; KÜHNE, Maximilian: Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus mit einem iterativen und hybriden Model. In: *Optimierung in der Energiewirtschaft VDI-Berichte Band 2157* (2011), S. 305 – 317
- Laing und Tamme 2008 LAING, Doerte ; TAMME, Rainer: Speichertechnik nicht nur für Solarenergie. In: *4. Solartagung Rheinland-Pfalz - Klimaschutz durch Sonnenenergie*, 2008
- Lange et al. 2011 LANGE, Bernhard ; ROHRIG, Kurt ; DOBSCHINSKI, Jan ; WESSEL, Arne ; SAINT-DRENAN, Yves-Marie ; FELDER, Martin: Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren / FVEE Themen. 2011. – Forschungsbericht
- Lechner und Seume 2010 LECHNER, Christof ; SEUME, Jörg: *Stationäre Gasturbinen*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010
- Lee et al. 2007 LEE, Sang-Seung ; KIM, Young-Min ; PARK, Jong-Keun ; MOON, Seung-II ; YOON, Yong-Tae: Compressed Air Energy Storage Units for Power Generation and DSM in Korea. In: *IEEE* (2007)
- Leonhard et al. 2008 LEONHARD, W. ; BUENGER, U. ; CROTOGINO, F. ; GATZEN, Ch. ; GLAUN-SINGER, W. ; HUEBNER, S. ; KLEIMAIER, M. ; KOENEMUND, M. ; LANDINGER, H. ; LEBIODA, T. ; SAUER, D. U. ; WEBER, H. ; WENZEL, A. ; WOLF, E. ; WOYKE, W. ; ZUNFT, S.: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf / VDE. 2008. – Forschungsbericht

- Letendre und Kempton 2002 LETENDRE, Steven ; KEMPTON, Willett: The V2G Concept: A New Model For Power? Connecting utility infrastructure and automobiles. In: *Public Utilities Fortnightly* February 15 (2002), S. 16–26
- Liaw und Dubarry 2007 LIAW, Bor Y. ; DUBARRY, Matthieu: From driving cycle analysis to understanding battery performance in real-life electric hybrid vehicle operation. In: *Journal Of Power Sources* 174 (2007), S. 76–88
- Linden 2002 LINDEN, David ; MCGRAW-HILL (Hrsg.): *Handbook of Batteries*. Bd. 3. David Linden, 2002
- van der Linden 2006 LINDEN, Septimus van der: Bulk energy storage potential in the USA, current developments and future prospects. In: *Energy* 31 (2006), Dezember, Nr. 15, S. 3446–3457
- Lund und Kempton 2008 LUND, H. ; KEMPTON, W.: Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. In: *Energy Policy* 36 (2008), September, Nr. 9, S. 3578–3587
- Lund et al. 2009 LUND, Henrik ; SALGI, Georges ; ELMGAARD, Brian ; ANDERSEN, Anders N.: Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices. In: *Applied Thermal Engineering* 29 (2009), S. 799–806
- Lund und Paatero 2006 LUND, P.D. ; PAATERO, J.V.: Energy storage options for improving wind power quality. In: *NORDIC WIND POWER CONFERENCE*. ESPOO, FINLAND, MAY 2006
- Mauch et al. 2009 MAUCH, Wolfgang ; MEZGER, Tomás ; STAUDACHER, Thomas: Anforderungen an elektrische Energiespeicher für den stationären und mobilen Einsatz. In: *Veranstaltung des VDI Wissensforum, Fulda, 2009*
- Meibom et al. 2010 MEIBOM, P. ; BARTH, R. ; HASCHE, B. ; BRAND, H. ; WEBER, C. ; O'MALLEY, M.: Stochastic Optimization Model to Study the Operational Impacts of High Wind Penetrations in Ireland. In: *Power Systems, IEEE Transactions on DOI - 10.1109/TPWRS.2010.2070848* PP (2010), Nr. 99, S. 1–12. – ISSN 0885-8950
- Meyer 2007 MEYER, F: Druckluftspeicher-Kraftwerke / Bine Projektinfo 05/2007. URL <http://www.bine.info/pdf/publikation/projekt0507internetx.pdf>, 2007. – Forschungsbericht. [Zugriff: 04.02.2008]
- Mi et al. 2007 MI, C. ; LI, Ben ; BUCK, D. ; OTA, N.: Advanced Electro-Thermal Modeling of Lithium-Ion Battery System for Hybrid Electric Vehicle Applications. In: *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE*, sept. 2007, S. 107 –111
- Mitsubishi 2009 MITSUBISHI: *Mitsubishi i MiEV mit Elektro-Antrieb. Start der Flottentests in der Schweiz*. Mitsubishi Press Release No. 3/2009. 2009. – URL http://www.raebmatter.ch/pdf/PressReleases/PR03%20Mitsubishi%20i%20MiEV%20mit%20Elektro-Antrieb%20_2_.doc.pdf. – [Zugriff: 14.04.2009]
- Mock und Schmid 2008 MOCK, Pater ; SCHMID, Stephan: Brennstoffzellen- und Hybridfahrzeuge - Kurzfristiger Hype oder langfristiger Trend? In: *6. VDI Tagung, Innovative Fahrzeugantriebe*, 2008

- Moessner 2008 MOESSNER, Manuel: *Entwicklungsperspektiven von Technologien zur Speicherung elektrischer Energieversorger*, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Diplomarbeit, 2008
- Musiol et al. 2012 MUSIOL, Frank ; NIEDER, Thomas ; RÜTHER, Thorsten ; WALKER, Marion ; ZIMMER, Ulrike ; MEMMLER, Michael ; ROTHER, Stefan ; SCHNEIDER, Sven ; MERKEL, Katja: *Erneuerbare Energien in Zahlen / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2012. – Forschungsbericht*
- Nakhamkin 2007 NAKHAMKIN, Michael: *Novel Compressed Air Energy Storage Concepts*. In: *Developed by ESPC, 2007*
- Naunin 2007 NAUNIN, Dietrich ; BARTZ, Wilfried J. (Hrsg.) ; WIPPLER, Elmar (Hrsg.): *Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge; Technik, Strukturen und Entwicklungen*. Expertverlag, 2007
- Nitsch et al. 2012 NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; NAEGLER, Tobias ; HEIDE, Dominik ; TENA, Diego L. de ; TRIEB, Franz ; SCHOLZ, Yvonne ; NIENHAUS, Kristina ; GERHARDT, Norman ; STERNER, Michael ; TROST, Tobias ; OEHSSEN, Amany von ; SCHWINN, Rainer ; PAPE, Carsten ; HAHN, Henning ; WICKERT, Manuel: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Schlussbericht / Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IfNE). 2012. – Forschungsbericht*
- Nitsch et al. 2010 NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; SCHOLZ, Yvonne ; NAEGLER, Tobias ; STERNER, Michael ; GERHARDT, Norman ; OEHSSEN, Amany von ; PAPE, Carsten ; SAINT-DRENAN, Yves-Marie: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2010 / Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Ingenieurbüro für neue Energien (IfNE). 2010. – Forschungsbericht*
- Nitsch und Wenzel 2009 NITSCH, Joachim ; WENZEL, Bernd: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung - Leitszenario 2009 / DLR Stuttgart; IfNE Teltow, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2009. – Forschungsbericht*
- Nölke 2006 NÖLKE, Marcus: *Compressed Air Energy Storage (CAES) - Eine sinnvolle Ergänzung zur Energieversorgung? In: Promotionsvortrag, Institut für Energieforschung - Brennstoffzellen am Forschungszentrum Jülich GmbH, 2006*
- Nowi 2005 NOWI, Andreas: *Entwicklung von Großdampfturbinen, Wärmespeichern und Hochtemperatur-Kompressoren für adiabate Druckluftspeicherkraftwerke Teil 2: Wärmespeicher und Luftturbine. In: dena-EnergieForum - Druckluftspeicherkraftwerke, 2005*
- Oertel 2008 OERTEL, Dagmar: *Energiespeicher - Stand und Perspektiven - Sachstandsbericht zum Monitoring Nachhaltige Energieversorgung / Büro für Technikfolgeabschätzung beim Deutschen Bundestag. 2008. – Forschungsbericht*

- Pehnt und Höpfner 2009 PEHNT, Martin ; HÖPFNER, Ulrich: Kurzgutachten - Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive / Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU) im Auftrag von Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). 2009. – Forschungsbericht
- Peterson et al. 2010a PETERSON, Scott B. ; APT, Jay ; WHITACRE, J.F.: Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. In: *Journal of Power Sources* 195 (2010), Nr. 8, S. 2385 – 2392. – ISSN 0378-7753
- Peterson et al. 2010b PETERSON, Scott B. ; WHITACRE, J.F. ; APT, Jay: The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage. In: *Journal of Power Sources* 195 (2010), Nr. 8, S. 2377 – 2384. – ISSN 0378-7753
- Rost 2000 ROST, Manfred: Pumpspeicherkraftwerke - Aufgaben und Zukunft im Stromwettbewerb. In: *Wasserwirtschaft* 7/8, Juli/August (2000), S. 328 –331
- RWE 2012 RWE: *ADELE - Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung*. 2012. – URL <http://www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovationen/stromerzeugung/energiespeicherung/druckluftspeicher/projekt-adele/>. – [Zugriff: 02.03.2012]
- Santhanagopalan und White 2008 SANTHANAGOPALAN, S. ; WHITE, R.E.: State of charge estimation for electrical vehicle batteries. In: *Control Applications, 2008. CCA 2008. IEEE International Conference on*, sept. 2008, S. 690 –695. – ISSN 1085-1992
- Sauer 2006 SAUER, Dirk U.: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. In: *Solarzeitalter* 4 (2006), S. 34
- Sauer 2008 SAUER, Dirk U.: Speichertechnologien der Zukunft. In: *Innovationen für Energie und Klimaschutz - Tagung der Deutschen Umwelthilfe, Berlin, 13.10.2008*, 2008
- Sauer 2009 SAUER, Dirk U.: Elektrische Energiespeicher in Hybrid- und Elektrofahrzeugen. In: *Seminar für Kraftfahrzeug- und Motorentechnik TU Berlin*, 2009
- Schainker 2008 SCHAINKER, Robert B.: Emerging Technologies to Increase the Penetration and Availability of Renewables, Energy Storage - Executive Summary. In: *CEC Integrated Energy Policy Workshop*, 2008
- Schernthanner und Lackner 2010 SCHERNTHANNER, J. ; LACKNER, J.: Pumped storage power stations as a guarantor for secure power supply. In: *16th Intern. Seminar on Hydropower Plants, Vienna*, 2010
- Schäfer 2012 SCHÄFER, Andreas: *Potenzial des Demandside Managements*. 2012. – URL http://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/binaer/andreas_schaefer_potenzial_des_demandsid.pdf. – [Zugriff: 28.02.2012]
- Schlenkhoff und Heinz 2011 SCHLENKHOFF, A. ; HEINZ, G.: Ein Blick auf die öffentliche Debatte über Energiespeicher und das Potential von Pumpspeicher in Deutschland. In: *34. Dresdner Wasserbaukolloquium*, 2011

- Schlesinger et al. 2010 SCHLESINGER, Michael ; HOFER, Peter ; KEMMLER, Andreas ; KIRCHNER, Almut ; STRASSBURG, Samuel ; LINDENBERGER, Dietmar ; FÜRSCH, Michaela ; NAGL, Stephan ; PAULUS, Moritz ; RICHTER, Jan ; TRÜBY, Johannes ; LUTZ, Christian ; KHORUSHUN, Oleksii ; LEHR, Ulrike ; THOBE, Ines: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung / prognos AG, ewi (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) und gws (Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. 2010. – Forschungsbericht
- Schluchseewerk 2010 SCHLUCHSEEWERK: *Atdorf*. 2010. – URL <http://www.schluchseewerk.de/de>. – [Zugriff: 05.06.2012]
- Schluchseewerk 2011 SCHLUCHSEEWERK: *Neubauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Atdorf*. 2011. – URL <http://www.schluchseewerk.de/de/root-werkgruppe-3/home.html>. – [Zugriff: 11.11.2011]
- Schluchter 2007 SCHLUCHTER, Christian: Die Idee des Vehicle to grid (V2G) / Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH) EEH Power Systems Laboratory. 2007. – Forschungsbericht
- Schoenung und Hassenzahl 2002 SCHOENUNG, Susan M. ; HASSENZAHL, William V.: Short v. Long Term Energy Storage Analysis. In: *DOE Energy Storage Systems Program Review, November 19, 2002, 2002*
- Schuster 2009 SCHUSTER, Andreas: Eigenschaften heutiger Batterie- und Wasserstoffsysteme für eine nachhaltige elektrische Mobilität. In: *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2009*
- Sedlacek 1999 SEDLACEK, R.: Untertage Erdgasspeicherung in Europa. In: *Erdöl Erdgas Kohle* 115 (1999), Nr. 11, S. 537–540
- SEO 2011 SEO: *Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerkes Vianden Projekt M11*. Société Électrique de l'Our, SEO: Basispräsentation Maschine 11. 2011. – URL <http://www.seo.lu/de/Hauptaktivitaeten/Projekt-Maschine-11>. – [Zugriff: 11.11.2011]
- Shell 2009 SHELL: Shell PKW-Szenarien bis 2030 - Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität / Shell Deutschland Oil GmbH. 2009. – Forschungsbericht
- Shiau et al. 2009 SHIAU, Ching-Shin N. ; SAMARAS, Constantine ; HAUFFE, Richard ; MICHALEK, Jeremy J.: Impact of battery weight and charging patterns on the economic and environmental benefits of plug-in hybrid vehicles. In: *Energy Policy* 37 (2009), Juli, Nr. 7, S. 2653–2663. – ISSN 0301-4215
- Siemes 2008 SIEMES, Philipp Mathias K.: *Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern*, Technische Hochschule Aachen, Dissertation, 2008
- Smith 2010 SMITH, K.A.: Electrochemical Control of Lithium-Ion Batteries [Applications of Control]. In: *Control Systems, IEEE* 30 (2010), april, Nr. 2, S. 18 –25. – ISSN 1066-033X
- Song und Evans 2000 SONG, Li ; EVANS, James W.: Electrochemical-Thermal Model of Lithium Polymer Batteries. In: *Journal of The Electrochemical Society* 147 (2000), Nr. 6, S. 2086–2095

- Sovacool und Hirsh 2009 SOVACOO, B. K. ;HIRSH, R. F.: Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition. In: *Energy Policy* 37 (2009), März, Nr. 3, S. 1095–1103
- Spahic et al. 2007 SPAHIC, E. ; BALZER, G. ; HELLMICH, B. ; MUNCH, W.: Wind Energy Storages - Possibilities. In: *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne (2007)*, S. 615–620
- Spindler 2011 SPINDLER, Klaus: Grundlagen der Wärmeübertragung / Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW). 2011. – Forschungsbericht
- SRU 2011 SRU: Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung / SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen. 2011. – Forschungsbericht
- Steinmann et al. 2010 STEINMANN, Wold-Dieter ; SCHULTE, René ; SCHERRER, Peter: EVA - Thermische Energiespeicher zur Verstromung diskontinuierlicher Abwärme / Forschungsbericht BWPLUS. 2010. – Forschungsbericht
- Sterner et al. 2010 STERNER, Michael ; GERHARDT, Norman ; SAINT-DRENAN, Yves-Marie ; OEHSEN, Amany von ; HOCHLOFF, Patrick ; KOCMAJEWSKI, Maximilian ; JENTSCH, Mareike ; LICHTNER, Patrick ; PAPE, Carsten ; BOFINGER, Stefan ; ROHRIG, Kurt: Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem / Schluchseewerk AG. Februar 2010. – Endbericht
- Stiegeler 2008 STIEGELER, Markus: *Entwurf einer vorausschauenden Betriebsstrategie für parallele hybride Antriebsstränge*, Universität Ulm, Fakultät für Ingenieurwissenschaften und Informatik, Dissertation, 2008
- Succar und Williams 2008 SUCCAR, Samir ; WILLIAMS, Robert H.: Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power / Energy Systems Analysis Group, Princeton Environmental Institute, PRINCETON UNIVERSITY. 2008. – Forschungsbericht
- Sun und Ellersdorfer 2009 SUN, Ninghong ; ELLERSDORFER, Ingo: Typical Hour Based Modeling of the Power Generation System. In: *6th International Conference on the European Energy Market (EEM09)*. Leuven (BE), 2009
- Sun et al. 2008 SUN, Ninghong ; ELLERSDORFER, Ingo ; SWIDER, Derk J.: Model-based long-term electricity generation system planning under uncertainty. In: *3rd Int. Conf. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. Nanjing, 2008, S. 1298–1304
- Sun et al. 2010 SUN, Ninghong ; HUNDT, Matthias ; BLES, Markus ; VOSS, Alfred: Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke / Studie im Auftrag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). 2010. – Forschungsbericht
- SWT 2009 SWT: *Bedingungen zur Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)*. 2009. – URL http://www.swtue.de/fileadmin/user_upload/PDF_Gesetzesblaetter/09_05_01_Ergaenzende_Bedingungen_NAV.pdf. – [Zugriff: 15.08.2009]
- Think-City 2011 THINK-CITY: 2011. – URL <http://www.thinkev-usa.com/why-think-city/specs/>. – [Zugriff: 05.09.2011]
- Thomas 2009 THOMAS, C.E.: Fuel cell and battery electric vehicles compared. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (2009), August, Nr. 15, S. 6005–6020. – ISSN 0360-3199

- Thomsen und Liebsch-Dörschner 2007 THOMSEN, Claudia ; LIEBSCH-DÖRSCHNER, Thomas: Vorrat ist der beste Rat - Möglichkeiten der energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes von Schleswig-Holstein / Jahresbericht Landesamt für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein 2006/07. 2007. – Forschungsbericht
- Vadasz 1999 VADASZ, P.: Compressed Air Energy Storage: Optimal Performance and Techno-Economical Indices. In: *Int.J. Applied Thermodynamics* Vol. 2 (No. 2) (1999), S. 69 – 80
- Valdés et al. 2003 VALDÉS, Manuel ; DURÁN, Ma D. ; ROVIRA, Antonio: Thermo-economic optimization of combined cycle gas turbine power plants using genetic algorithms. In: *Applied Thermal Engineering* 23 (2003), Nr. 17, S. 2169–2182
- VDI 2011 VDI: *Die deutsche Renaissance der Pumpspeicher*. VDI nachrichten.com. 2011. – URL <http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Die-deutsche-Renaissance-der-Pumpspeicher/55356/2>. – [Zugriff: 11.11.2011]
- Vennemann et al. 2008 VENNEMANN, Peter ; THIEL, Lothar ; FUNKE, Hans-Christoph: Pumped Storage Plants in the Future Power Supply System. In: *VGB PowerTech* (2008)
- Verbund 2011 VERBUND: *Energiespeicher Riedl*. Verbund and Rhein-Main-Donau-AG. 2011. – URL <http://www.verbund.com/cc/de/news-presse/aktuelle-projekte/oesterreich/riedl>. – [Zugriff: 11.11.2011]
- Vezzini 2009 VEZZINI, A.: Lithiumionen-Batterien als Speicher für Elektrofahrzeuge. In: *Fachbeitrag im Bulletin SEV/VSE* 3/2009 (2009), S. 19 – 23
- VGB 2011 VGB: Investment and Operation Cost Figures - Generation Portfolio / VGB PowerTech e.V. December 2011. – Forschungsbericht
- Voß und Barth 2011 VOSS, A. ; BARTH, R.: Compatibility of Renewable Energies and Nuclear Power in the Electricity Generation Portfolio: The case of Germany. In: *WPNE Workshop: The system effects of nuclear power 24th May 2011 in Paris, 2011*
- Wagner et al. 2004 WAGNER, U. ; GEIGER, B. ; HARDI, M. ; BRÜCKL, O. ; ROTH, H. ; TzSCHEUTSCHLER, P.: CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen / Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik Technische Universität München. 2004. – Forschungsbericht
- Wallentowitz und Reif 2006 WALLENTOWITZ, Henning ; REIF, Konrad: *Handbuch Kraftfahrzeugelektronik*. Vieweg Teubner Verlag, 2006
- Wang et al. 2011 WANG, John ; LIU, Ping ; HICKS-GARNER, Jocelyn ; SHERMAN, Elena ; SOUKIAZIAN, Souren ; VERBRUGGE, Mark ; TATARIA, Harshad ; MUSSER, James ; FINAMORE, Peter: Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells. In: *Journal of Power Sources* 196 (2011), Nr. 8, S. 3942 – 3948. – ISSN 0378-7753
- Wissel et al. 2010 WISSEL, S. ; BLESSEL, M. ; FAHL, U. ; VOSS, A.: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015 / Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. 2010. – Forschungsbericht

- Wolf und Dötsch 2009 WOLF, D. ; DÖTSCH, C.: Druckluftspeicherkraftwerke - Technologischer Vergleich, Einsatzszenarien und zukünftige Entwicklungstrends. In: *VDI-Gesellschaft Energietechnik: Elektrische Energiespeicher. Schlüsseltechnologie für energieeffiziente Anwendungen*, 2009
- Wolf 2011 WOLF, Daniel: *Methods for Design and Application of Adiabatic Compressed Air Energy Storage Based on Dynamic Modeling*, Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum, Dissertation, 2011
- Özdemir 2012 ÖZDEMİR, Enver D.: *The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus in road transport*, Fakultät der Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart, Dissertation, 2012
- Zhang und Chow 2010 ZHANG, Hanlei ; CHOW, Mo-Yuen: Comprehensive dynamic battery modeling for PHEV applications. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, July 2010, S. 1 –6. – ISSN 1944-9925
- Zhang und Wang 2009 ZHANG, Yancheng ; WANG, Chao-Yang: Cycle-Life Characterization of Automotive Lithium-Ion Batteries with LiNiO₂ Cathode. In: *Electrochem. Soc. 7* (2009), S. A527–A535
- Ziesing 2009 ZIESING, Dr. Hans-Joachim: *Modell Deutschland: Klimaschutz bis 2050 - Vom Ziel her denken / Prognos AG - Oeko-Institut. Studie im Auftrag des WWF Deutschland (Berlin). 2009. – Forschungsbericht*
- Zisenis 2010 ZISENIS, Marcus: *10 messages for 2010 - Protected areas / European Environment Agency. 2010. – Forschungsbericht*
- Zunft 2005 ZUNFT, S.: Diabate und Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke. In: *5. dena-EnergieForum - Druckluftspeicherkraftwerke*, September 2005
- Zunft et al. 2005 ZUNFT, S. ; TAMME, R. ; NOWI, A. ; JAKIEL, C.: Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke: Ein Element zur netzkonformen Integration von Windenergie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* (2005), Nr. 7, S. 451 – 455
- Zunft et al. 2006 ZUNFT, Stefan ; JAKIEL, Christoph ; KOLLER, Martin ; BULLOUGH, Chris: *Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power. In: Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Windfarms. Delft, the Netherlands, 2006*

6 Anhang

Anhang A: Analyse eines Ladevorgangs des adiabaten Druckluftspeichers bei maximalem Druckspiel einer Kaverne

Das Druckspiel einer Kaverne in Tiefen bis zu 2.000 Meter kann zwischen dem Minimum von 55 bar und Maximum von 370 bar liegen. In Abbildung 6.1 sind die Ergebnisse eines konstanten Ladevorgangs für die minimalen und maximalen Druckgrenzen der Kaverne anhand des Drucks in der Kaverne $p_{Kaverne}$, der Leistung des Kompressors P_{el_Kompr} , der Austrittstemperatur nach dem ersten Kompressor T_{out} und des kumulierten Energieaufwands E_{Kuehl} , der für die Kühlung der komprimierten Luft benötigt wird, dargestellt.

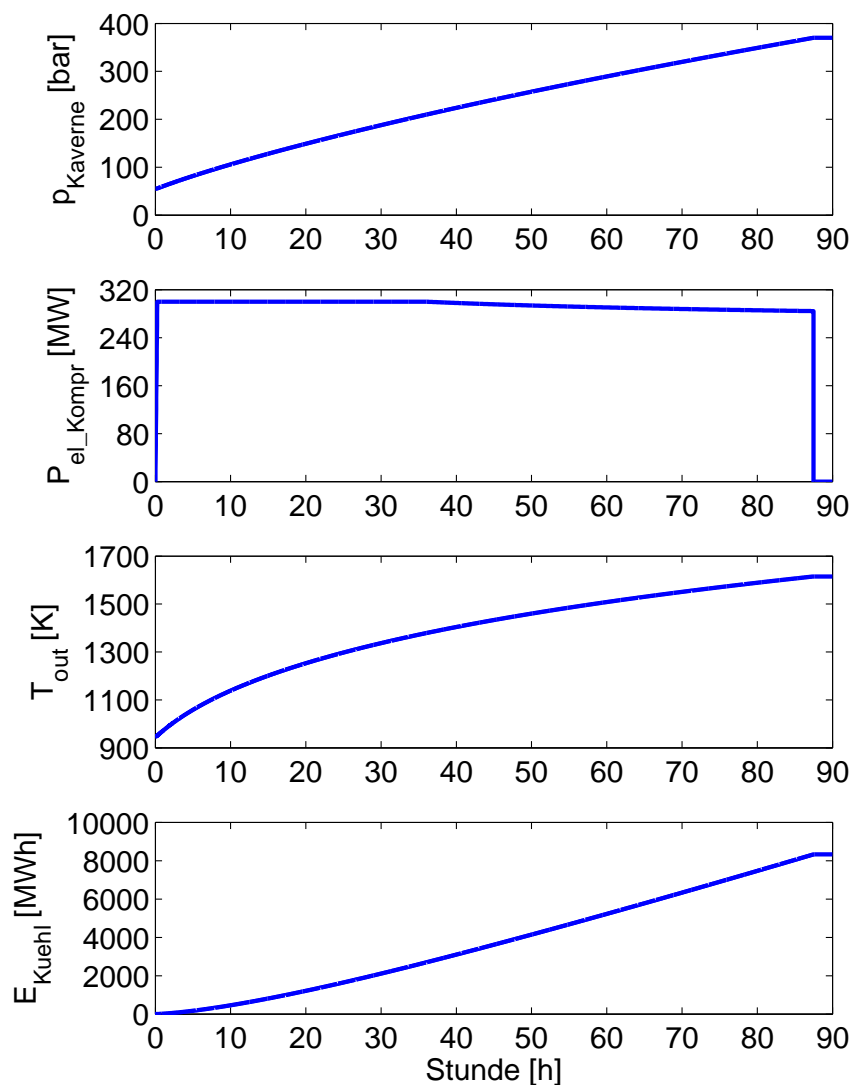


Abbildung 6.1: Druck in der Kaverne $p_{Kaverne}$, Leistung des Kompressors P_{el_Kompr} , Austrittstemperatur nach dem ersten Kompressor T_{out} und kumulierter Kühlernergieaufwand E_{Kuehl} für einen konstanten Ladevorgang mit maximaler Ladeleistung des adiabaten Druckluftspeichers über 90 Stunden für ein Druckspiel zwischen 55 und 370 bar (1-stufige Kompression)

Anhang B: Parameter α_s , β und ΔE

Mit den Parametern α_s , β und ΔE kann der Ladezustand nach /Gao et al. 2002/ einer Lithium-Eisen-Phosphat Zelle berechnet werden. Die Parameter α_s und β beschreiben das Verhalten der Batterie bei einer Änderung der Entladestromstärke bzw. Batterietemperatur. Durch ΔE wird die Auswirkung einer veränderten Temperatur in der Batterie auf die Änderung der Klemmspannung beschrieben.

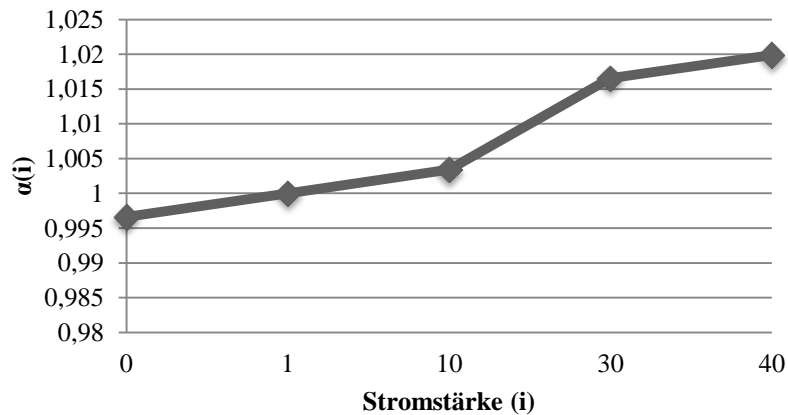


Abbildung 6.2: α_s in Abhängigkeit der Stromstärke nach /Gao et al. 2002/ und /A123 2010/

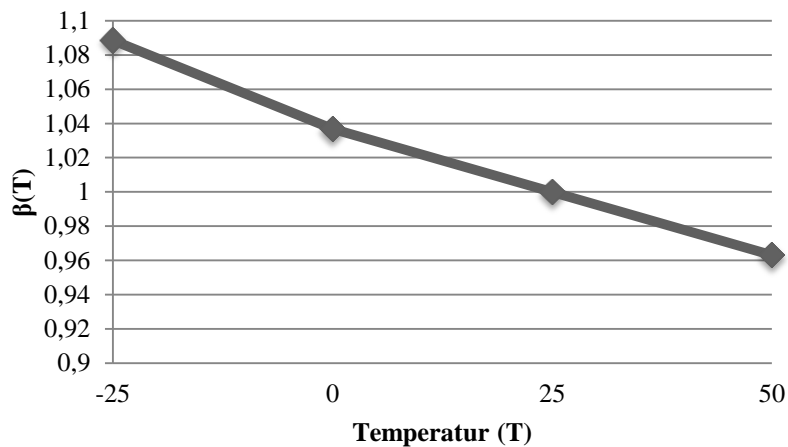


Abbildung 6.3: β in Abhängigkeit der Temperatur nach /Gao et al. 2002/ und /A123 2010/

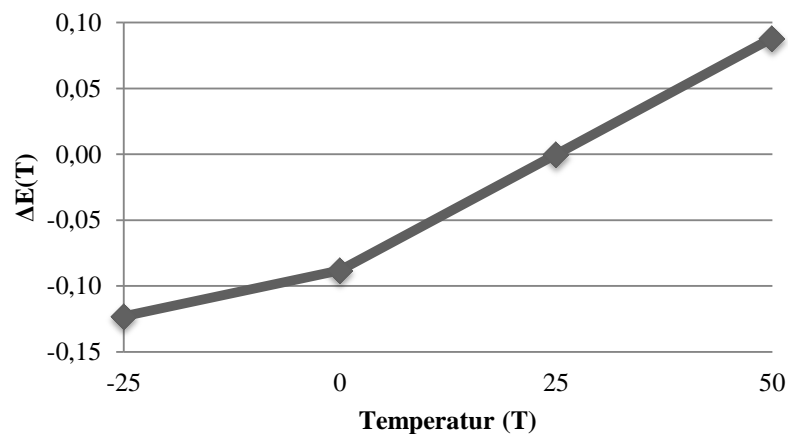


Abbildung 6.4: ΔE in Abhängigkeit der Temperatur nach /Gao et al. 2002/ und /A123 2010/

Anhang C: Belastung einer Lithium-Eisen-Phosphat Zelle mit 7 A

Die Ergebnisse des Spannungsverlaufs, der Zelleistung, des Temperaturverlaufs und des Stromverlaufs der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Entladung, die nach /Peterson et al. 2010a/ mit einer maximalen Entladestromstärke von 7 A belastet wird, sind in Abbildung 6.5 dargestellt. Es zeigt sich, dass das Temperaturniveau der Zelle unter dem Maximalwert von 40°C bleibt.

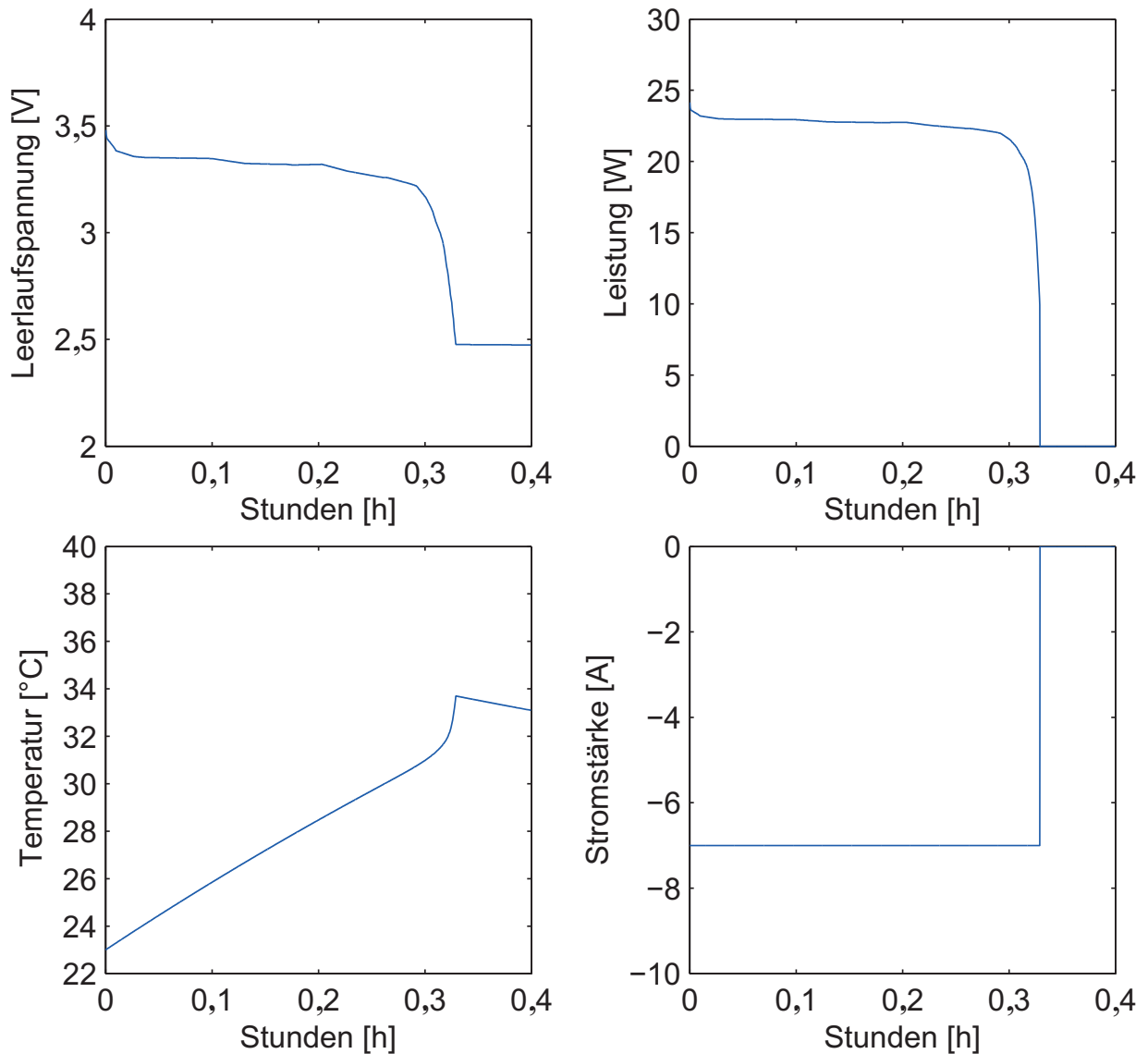


Abbildung 6.5: Spannungsverlauf, Zelleistung, Temperaturverlauf und Stromverlauf der Lithium-Eisen-Phosphat Zelle bei konstanter Entladung mit 7 A (Entladung mit maximaler Stromstärke einer Zelle für den Antrieb des Fahrzeugs /Peterson et al. 2010a/)

Anhang D: Spezifische Investitionskosten und fixe Betriebskosten der erneuerbaren Energien

Abbildung 6.6: Kalkulation für spezifische Investitionskosten von onshore und offshore Windenergieanlagen bis zum Jahr 2050; Angaben von /Blesl et al. 2011/ zwischen den Jahren 2040 und 2050 konstant fortgeschrieben; Angaben für offshore Windenergieanlagen von /VGB 2011/ und /EC 2011/ auf den Ausgangswert des „EEG-Erfahrungsberichts“ für das Basisjahr 2010 (ca. 3.440 €₂₀₀₇/kW) /BMU 2011/ bezogen; Spezifische Investitionskosten onshore im Basisjahr 2010 ca. 1.460 €₂₀₀₇/kW /BMU 2011/. Die spezifischen Investitions-

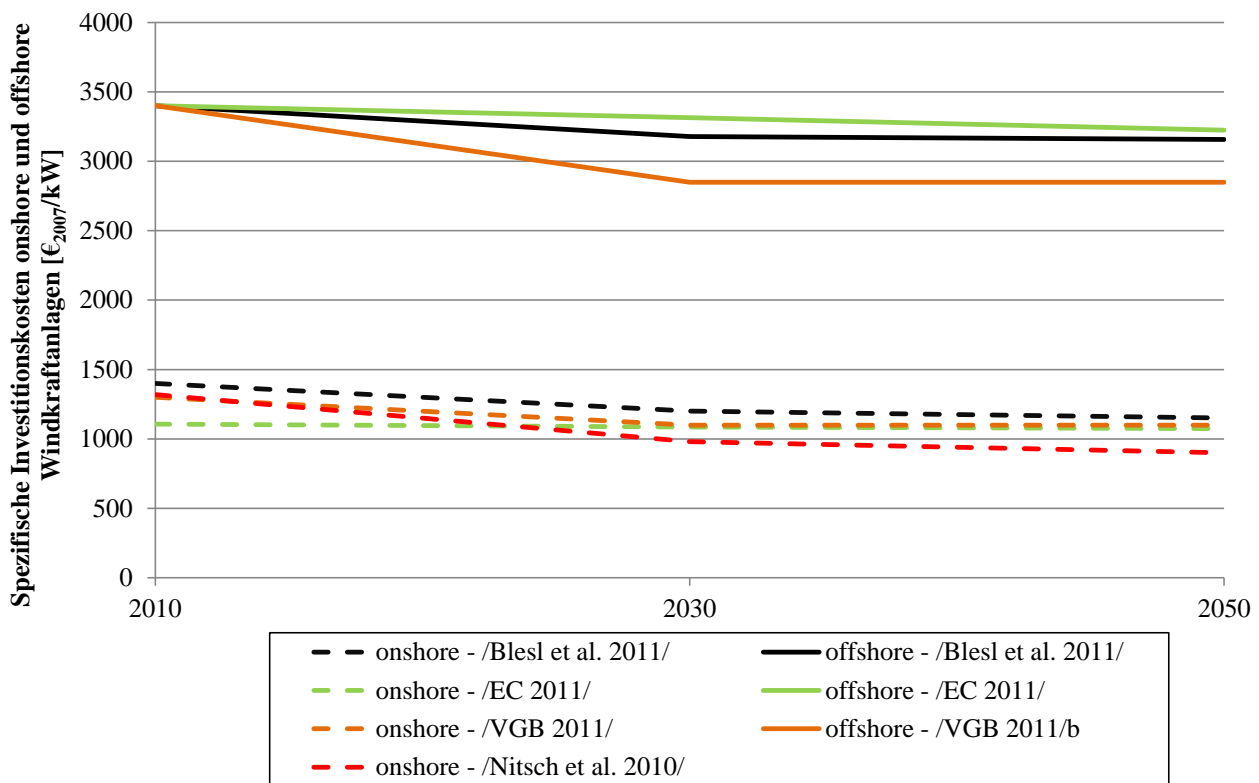


Abbildung 6.6: Kalkulation für spezifische Investitionskosten von onshore und offshore Windenergieanlagen bis zum Jahr 2050

kosten für Windenergieanlagen wurden als Basis für die Berechnung in dieser Arbeit anhand von Mittelwertbildung der Kalkulationen in Abbildung 6.6 zwischen den Jahren 2030 bis 2050, aufgrund der technischen Nutzungsdauer von Windenergieanlagen von 20 Jahren (vgl. Tabelle 4.5), ermittelt. Hierdurch ergeben sich durchschnittliche spezifische Investitionskosten für onshore Windenergieanlagen von 1.070 €₂₀₀₇/kW und in Höhe von 3.090 €₂₀₀₇/kW für offshore Windenergieanlagen.

Abbildung 6.7: Angaben von /Blesl et al. 2011/ zwischen dem Jahren 2040 und 2050 konstant fortgeschrieben; Angaben von /Blesl et al. 2011/: Mittelwert für Photovoltaikanlagen einer Leistung zwischen 2kW_p (Dachanlage) und 500 kW_p (Freiflächenanlage); Anga-

ben von /VGB 2011/: Mittelwert für Photovoltaikanlagen einer Leistung zwischen 5kW_p und 500kW_p ; Spezifische Investitionskosten im Basisjahr 2010 laut /BMU 2011/ zwischen $2.030\text{€}_{2007}/\text{kW}_p$ (5kW_p Dachanlage) und $2.830\text{€}_{2007}/\text{kW}_p$ (20MW_p Freiflächenanlage).

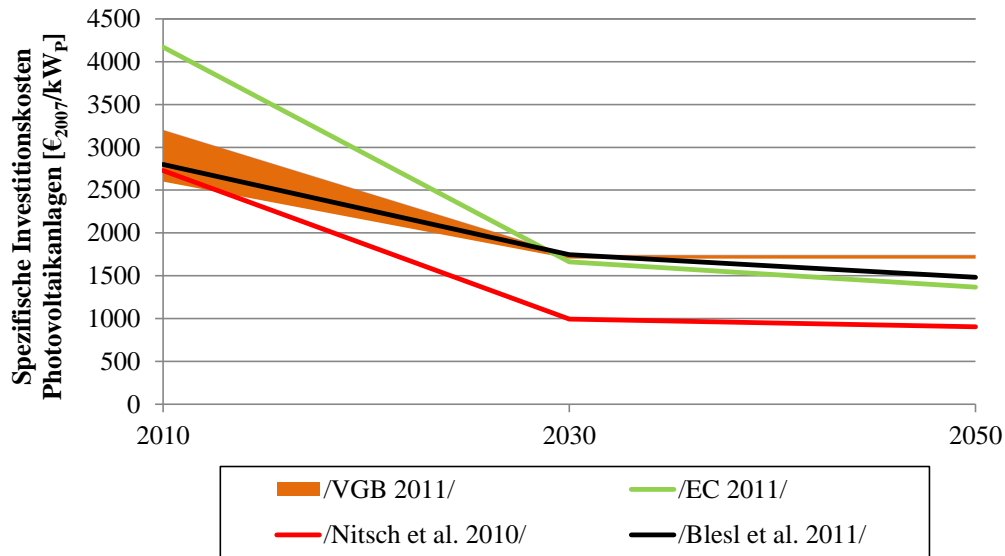


Abbildung 6.7: Kalkulation für spezifische Investitionskosten von Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2050

Die spezifischen Investitionskosten für Photovoltaikanlagen wurden als Basis für die Berechnung in dieser Arbeit anhand von Mittelwertbildung der Kalkulationen in Abbildung 6.7 zwischen den Jahren 2030 bis 2050, aufgrund der technischen Nutzungsdauer von Photovoltaikanlagen von ca. 25 Jahren (vgl. Tabelle 4.5), ermittelt. Hierdurch ergeben sich durchschnittliche spezifische Investitionskosten für Photovoltaikanlagen von $1.440\text{€}_{2007}/\text{kW}_p$.

Abbildung 6.8: Kalkulation für spezifische Investitionskosten von Bioenergieanlagen⁵ und Laufwasserkraftwerken bis zum Jahr 2050; Angaben von /Blesl et al. 2011/ zwischen dem Jahren 2040 und 2050 konstant fortgeschrieben; Angaben von /Blesl et al. 2011/: Vergasung und Gasmotor mit einer Leistung von 2 MW; /Nitsch et al. 2010/: Angaben für Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse (Vergasung und Nutzung in BHKW) mit einer Leistung zwischen 500 kW und 20 MW, Angaben für Anlagen zur Nutzung von Biogas mit einer Leistung zwischen 15 kW und 5 MW; /FNR 2010/: Angaben für Anlagen zur Nutzung von Biogas mit einer Leistung von 500 kW.

Angaben von /Blesl et al. 2011/: Mittelwert für Laufwasserkraftwerke einer Leistung zwischen 0,2 und 50 MW; Angaben von /Nitsch et al. 2010/: Mittelwert für Laufwasserkraft-

⁵Annahme bzgl. Bioenergieanlagen ist, dass zukünftig vor allem Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse (Vergasung und Nutzung in BHKW) eingesetzt werden /König 2009/. Nach der Kosten-Potenzial-Kurve zellulosehaltiger Biomasse (vgl. /Özdemir 2012/) werden daher zu 70 % Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse eingesetzt. Der restliche Bedarf (30 %) wird aus Anlagen zur Nutzung von Biogas bereitgestellt.

werke einer Leistung zwischen 15 kW und 20 MW.

Die spezifischen Investitionskosten für Bioenergieanlagen und Laufwasserkraftwerke wurden als Basis für die Berechnung in dieser Arbeit anhand von Mittelwertbildung der Kalkulationen in Abbildung 6.7 zwischen den Jahren 2010 bis 2050 ermittelt. Dies resultiert aus der hohen technischen Nutzungsdauer von Bioenergieanlagen (ca. 20 Jahre einer Biogasanlage und 30 Jahre eines Biomassekondensationskraftwerks) sowie der technischen Nutzungsdauer von Laufwasserkraftwerken von ca. 60 Jahren (vgl. Tabelle 4.5). Hierdurch ergeben sich durchschnittliche spezifische Investitionskosten für Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse von 3.100 €₂₀₀₇/kW und für Anlagen zur Nutzung von Biogas von 2.950 €₂₀₀₇/kW und in Höhen von 3.300 €₂₀₀₇/kW für Laufwasserkraftwerke.

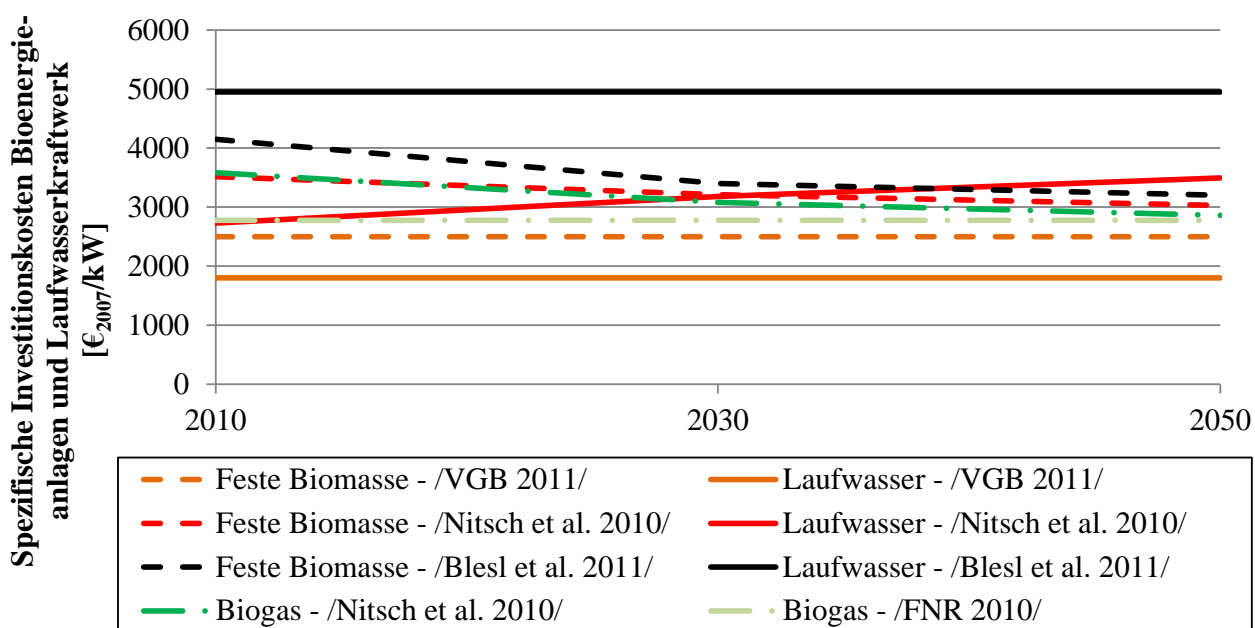


Abbildung 6.8: Kalkulation für spezifische Investitionskosten von Bioenergieanlagen und Laufwasserkraftwerken bis zum Jahr 2050

Die Kalkulationen der fixen Betriebskosten der erneuerbaren Energien aus Literaturquellen sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst.

Tabelle 6.1: Kalkulation der fixen Betriebskosten der erneuerbaren Energien; zukünftige Kostenangaben für das Jahr 2050 in €₂₀₀₇

	Mittelwert	Wert	Quelle
fixe Betriebskosten			
Laufwasser	105 € ₂₀₀₇ /kWa	18 € ₂₀₀₇ /kWa 192 € ₂₀₀₇ /kWa	/VGB 2011/ /Nitsch et al. 2010/
Feste Biomasse	216 € ₂₀₀₇ /kWa	216 € ₂₀₀₇ /kWa	/Nitsch et al. 2010/
Biogas	175 € ₂₀₀₇ /kWa	175 € ₂₀₀₇ /kWa	/Nitsch et al. 2010/
Wind - onshore	36 € ₂₀₀₇ /kWa	36 € ₂₀₀₇ /kWa 36 € ₂₀₀₇ /kWa	/VGB 2011/ /Nitsch et al. 2010/
Wind - offshore	83 € ₂₀₀₇ /kWa	94 € ₂₀₀₇ /kWa 72 € ₂₀₀₇ /kWa	/VGB 2011/ /Nitsch et al. 2010/
Photovoltaik	13 € ₂₀₀₇ /kWa	17 € ₂₀₀₇ /kWa 9 € ₂₀₀₇ /kWa	/VGB 2011/ /Nitsch et al. 2010/

Anhang E: Spezifische Investitionskosten und fixe Betriebskosten der konventionellen Kraftwerke

Tabelle 6.2: Kalkulation für spezifische Investitionskosten und fixe Betriebskosten konventioneller Kraftwerke; zukünftige Kostenangaben für das Jahr 2050 in €₂₀₀₇

	Mittelwert	Wert	Quelle
spezifische Investitionskosten			
Erdgas GT	530 € ₂₀₀₇ /kW	650 € ₂₀₀₇ /kW 400 € ₂₀₀₇ /kW	/VGB 2011/ /Dena 2010a/
Erdgas GuD	725 € ₂₀₀₇ /kW	800 € ₂₀₀₇ /kW 700 € ₂₀₀₇ /kW 700 € ₂₀₀₇ /kW	/VGB 2011/ /Blesl et al. 2011/ /Nitsch et al. 2010/ /IEA-NEA 2010/
Steinkohlen DT	1.300 € ₂₀₀₇ /kW	1.300 € ₂₀₀₇ /kW 1.300 € ₂₀₀₇ /kW 1.300 € ₂₀₀₇ /kW	/VGB 2011/ /Nitsch et al. 2010/ /Blesl et al. 2011/ /IER et al. 2009/
fixe Betriebskosten			
Erdgas GT	20 € ₂₀₀₇ /kWa	20 € ₂₀₀₇ /kWa	/VGB 2011/
Erdgas GuD	20 € ₂₀₀₇ /kWa	20 € ₂₀₀₇ /kWa 19 € ₂₀₀₇ /kWa	/VGB 2011/ /Wissel et al. 2010/
Steinkohlen DT	31 € ₂₀₀₇ /kWa	26 € ₂₀₀₇ /kWa 35 € ₂₀₀₇ /kWa	/VGB 2011/ /Wissel et al. 2010/

Anhang F: Installierte Leistung des Kraftwerkparks und resultierende jährliche Elektrizitätserzeugung

Tabelle 6.3: Installierte Leistung des Kraftwerkparks und resultierende jährliche Elektrizitätserzeugung bei einem Anteil von 50 %, 80 % und 100 % erneuerbarer Energien ohne Speicher

	Steinkohlen	Erdgas GuD	Erdgas GT	Biomasse	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik
	Installierte Leistung [GW]							
50 % EE	36,3	21,1	15,5	16,8	4,6	30,6	20,3	58
80 % EE	18,6	41,5	-	18,6	4,6	46,8	46,8	92,8
100 % EE	-	-	-	22,4	4,6	62,9	73,3	127,6
	Jährliche Elektrizitätserzeugung der EE [TWh/a]							
50 % EE				60	25	70	65	55
80 % EE				70	25	107	150	88
100 % EE				80	25	144	235	121

Anhang G: Eingesetzte Pumpspeicher und deren wesentliche Charakteristika

Die in den Szenarien eingesetzten Pumpspeicherwerke, bestehend aus den in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherwerken, den Bezugsrechten an Pumpspeicherwerken im Ausland und in Planung befindlichen Anlagenprojekten, sind in Tabelle 6.4 dargestellt.

Tabelle 6.4: Eingesetzte Pumpspeicher und deren wesentliche Charakteristika (vgl. /Hartmann et al. 2012/, /Dena 2010a/)

	Land	Pump- leistung [MW]	Turbinier- leistung [MW]	Speicher- kapazität [MWh]	Wirkungs- grad [%]
Atdorf	DE	1.400	1.400	15.010	75
Blautal	DE	46	45	430	74
Bleiloch	DE	80	32	750	61
Drohn	DE	8	6	45	75
Einsiedel	DE	1	1	7	75
Erzhausen	DE	220	231	945	74
Geesthacht	DE	105	96	599	68
Glems	DE	90	68	558	73
Goldisthal	DE	1.060	1.145	8.480	80
Häusern	DE	144	104	514	70
Happurg	DE	160	126	896	72
Höllbach 3	DE	2	1	336	75
Hohenwarte I	DE	63	34	798	60
Hohenwarte II	DE	320	310	2.080	68
Jochenstein/Riedl	DE	300	300	4.170	80
Koepchenwerk Herdecke	DE	150	150	585	75
Langenprozelten	DE	168	153	943	75
Leitzachwerk I	DE	51	40	551	76
Leitzachwerk II	DE	49	38	551	76
Markersbach	DE	1.150	1.150	4.025	73
Maxhofen-Oberberg	DE	10	11	123	65
Niederwartha	DE	120	118	768	53
Pfreimd - Reisach	DE	100	84	630	75

Fortsetzung auf der folgenden Seite

Tabelle 6.4 – Fortsetzung der vorherigen Seite

	Land	Pump- leistung [MW]	Turbinier- leistung [MW]	Speicher- kapazität [MWh]	Wirkungs- grad [%]
Pfreimd - Tanzmühle	DE	35	25	403	69
Rönkhausen	DE	140	140	686	75
Säckingen	DE	353	300	2.047	77
Schwarzenbachwerk	DE	45	18	198	55
Sorpekraftwerk	DE	10	6	44	60
Waldshut	DE	176	79	581	65
Waldeck I	DE	140	97	476	75
Waldeck II	DE	440	475	3.432	80
Waldeck II+	DE	300	300	413	80
Wehr	DE	980	990	6.076	76
Wendefurth	DE	80	72	616	70
Witznau	DE	220	128	880	61
Zemm-Ziller-Häusling	A	122	122	45.272	75
VIW Kopswerk II	A	263	226	43.050	80
VIW Lünenseewerk	A	173	161	126.930	75
VIW Rifawerk	A	6	6	750	75
Zemm-Ziller-Roßhag	A	78	78	59.879	75
Kühtai / Sellrain-Silz	A	145	125	25.390	75
Vianden	L	1.100	649	4.730	75
Vianden Zubau	L	200	118	860	75

Anhang H: Elektrizitätspreise eines Jahres für einen Anteil von 50 % und 80 % erneuerbarer Energien

In Abbildung 6.9 sind die Elektrizitätspreise der Szenarien „50EE-Basis“ und „80EE-Basis“ für ein Jahr dargestellt. Es zeigt sich, dass in dem Szenario „80EE-Basis“ die Stunden mit Elektrizitätspreisen von $0\text{€}_{2007}/\text{MWh}$ „Blockweise“ auftreten. Große Fluktuation der Elektrizitätspreise sind nicht gegeben.

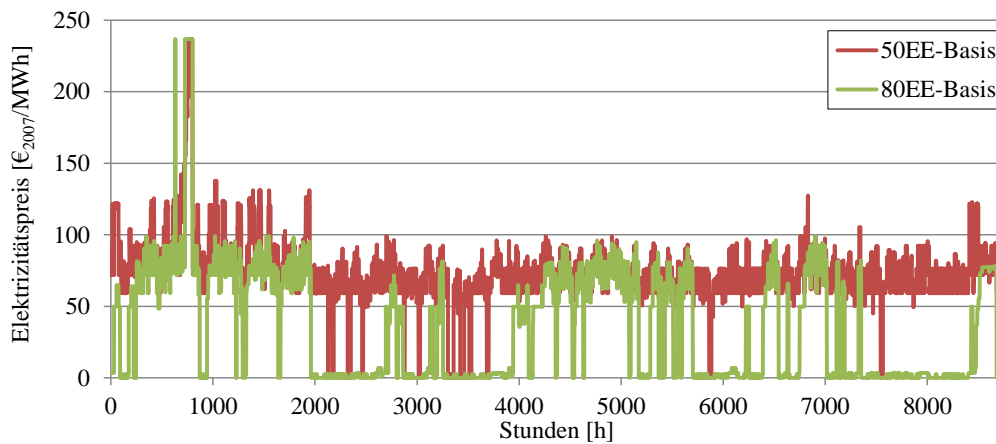


Abbildung 6.9: Day-ahead-Großhandelspreise für Elektrizität für die Szenarien „50EE-Basis“ und „80EE-Basis“

Anhang I: Volllaststunden der verschiedenen Speichertechnologien für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

In Abbildung 6.10 sind die Volllaststunden der Speichertechnologien für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien dargestellt. In den „Basis“ und „Dargebot“ Szenarien ist kein Curtailment möglich, in den „Curtail“ und „Curtail&Dargebot“ Szenarien kann das Curtailment aus ökonomischen Gründen angewendet werden.

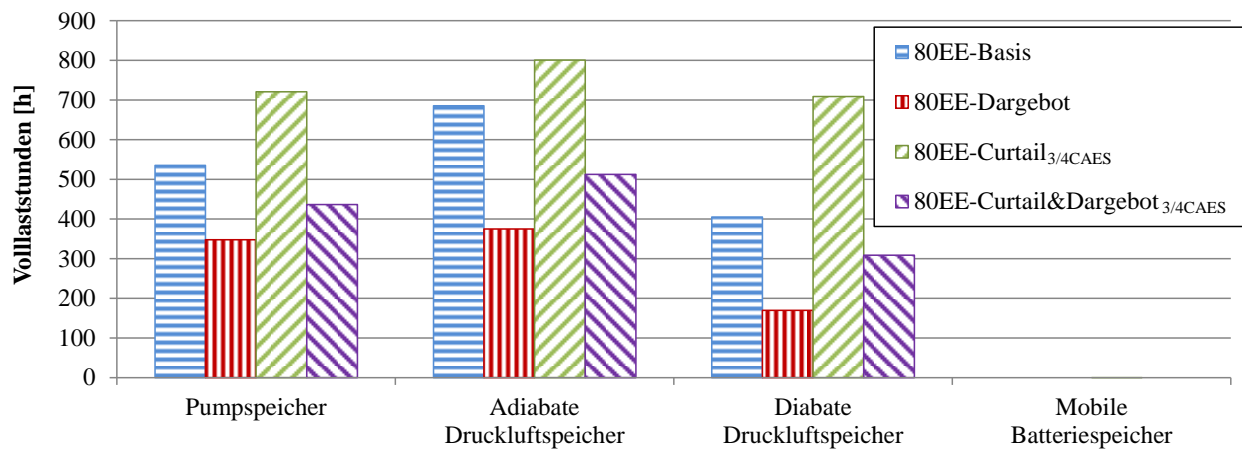


Abbildung 6.10: Volllaststunden der verschiedenen Speichertechnologien für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot

Anhang J: Speicherfüllstand der Speicher der Szenarien mit Curtailment („Curtail“ Szenarien) und einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien

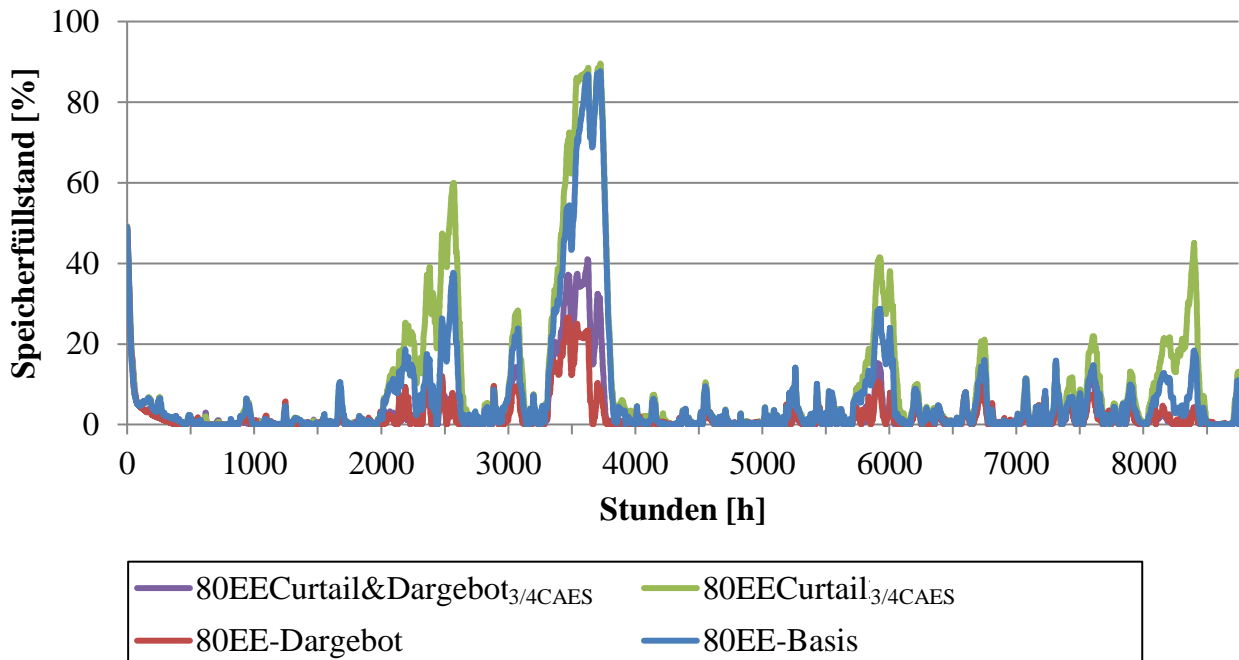


Abbildung 6.11: Speicherfüllstand der Pumpspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot

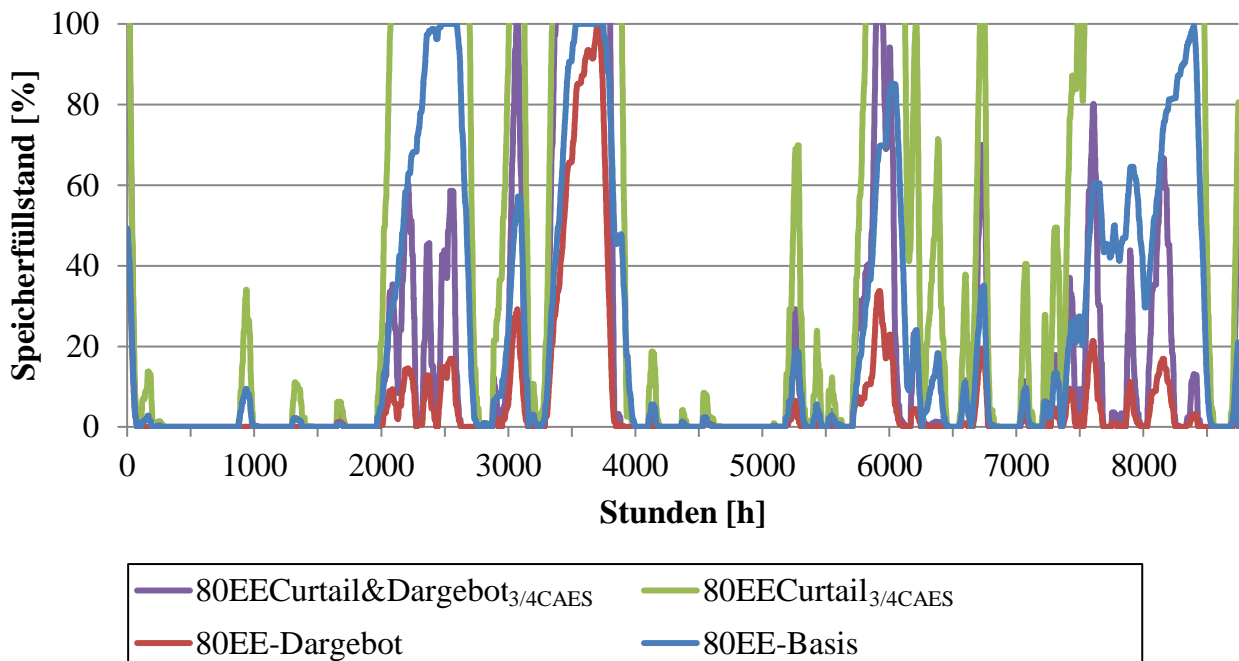


Abbildung 6.12: Speicherfüllstand der adiabaten Druckluftspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot

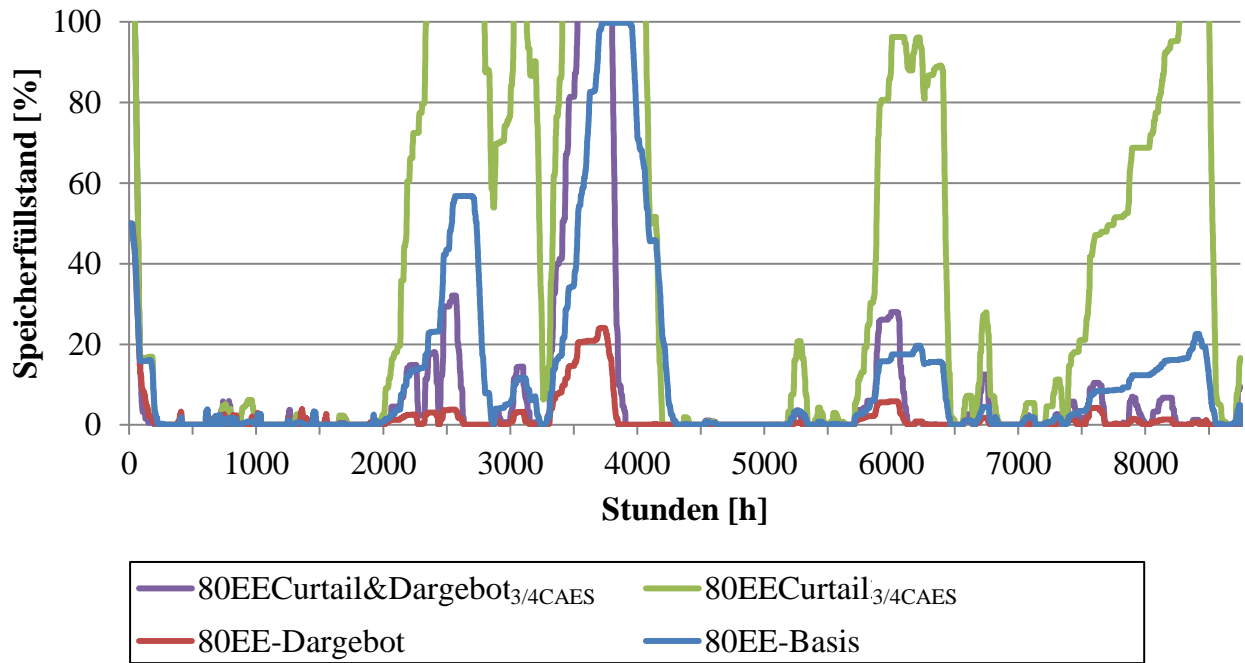


Abbildung 6.13: Speicherfüllstand der diabaten Druckluftspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot

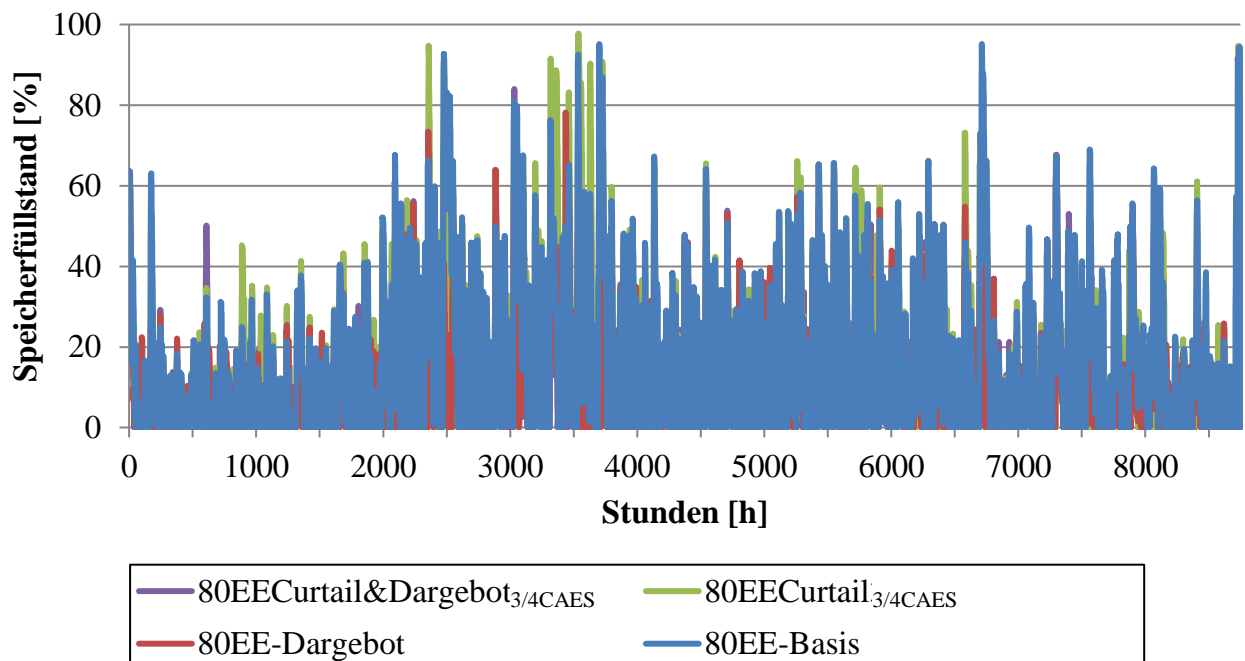


Abbildung 6.14: Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot

Anhang K: Speicherfüllstand der Speicher der Szenarien mit Curtailment („Curtail“ Szenarien) und einem Anteil von 100 % erneuerbarer Energien

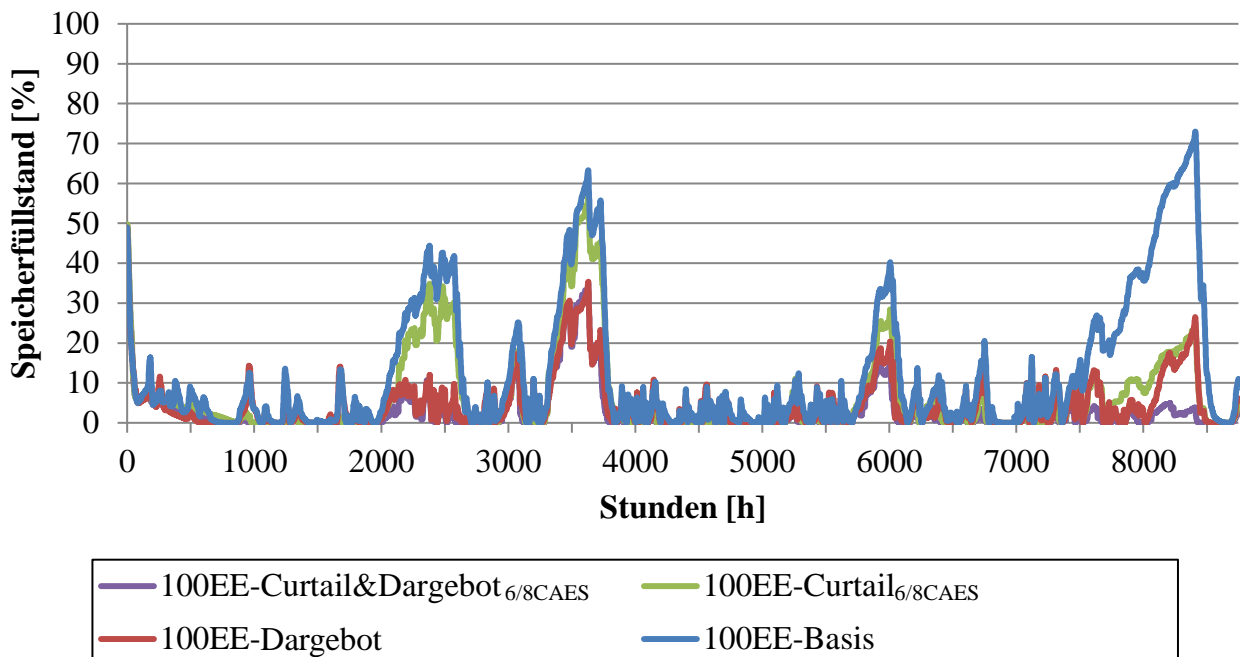


Abbildung 6.15: Speicherfüllstand der Pumpspeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot

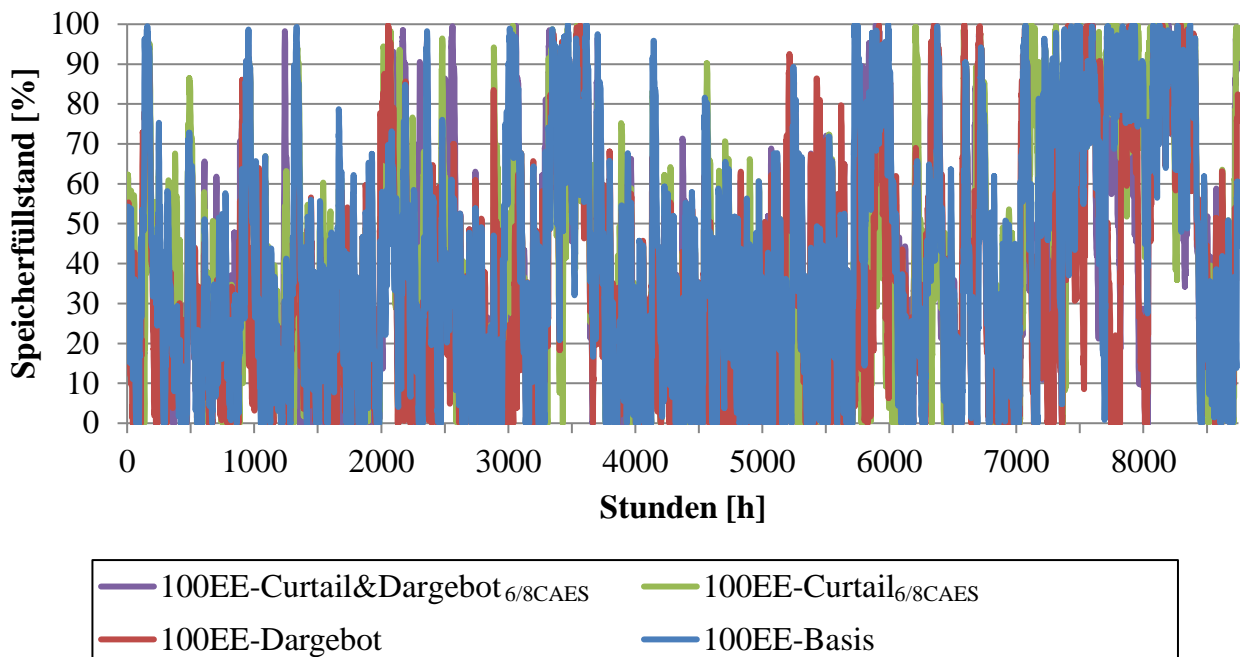


Abbildung 6.16: Speicherfüllstand der mobilen Batteriespeicher der Stunden eines Jahres, bezogen auf die Kapazität für unterschiedliche Anteile der Speicherleistung und -kapazität für einen Anteil von 100 % erneuerbarer Energien mit verringertem Wind- und Solardargebot

Erklärung

Ich, Niklas Hartmann, geboren am 10. Februar 1981 in Freiburg im Breisgau, erkläre hiermit, dass ich die hier vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der in der Arbeit angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungskommission vorgelegt.

Stuttgart, den 13. Juni 2013

Niklas Hartmann

