

# **Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem**

Endbericht

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik  
(IWES) Kassel  
FuE-Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb

Februar 2010

**Autoren:**

Michael Sterner, Norman Gerhardt, Yves-Marie Saint-Drenan,  
Amany von Oehsen, Patrick Hochloff, Maximilian Kocmajewski,  
Mareike Jentsch, Patrick Lichtner, Carsten Pape, Stefan Bofinger,  
Kurt Rohrig

**Auftraggeber:**

Schluchseewerk AG  
Säckinger Straße 67  
D-79725 Laufenburg  
Tel: +49 – (0)7763 / 9278-0  
E-Mail: info –at– schluchseewerk.de

**Ansprechpartner:**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und  
Energiesystemtechnik (IWES) Kassel  
Königstor 59  
D-34119 Kassel  
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 328

Dr.-Ing. Michael Sterner (Projektleitung)  
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 361  
E-Mail: msterner –at– iset.uni-kassel.de

M.Sc. Dipl.-Ing. Norman Gerhardt  
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 274  
E-Mail: ngerhardt –at– iset.uni-kassel.de

# Inhalt

	<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>Kurzzusammenfassung</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Visionen zu zukünftigen Energieversorgungsstrukturen</b>	<b>11</b>
2.1	Bestandteil Transport und Netzausbau	11
2.1.1	Der EU Stromverbund – das Supergrid	11
2.1.2	Solarstrom aus der Mittelmeerregion und Windstrom aus dem Meer	12
2.2	Bestandteil Speicher	14
2.2.1	Anbindung der europäischen Pumpspeicherkapazitäten	14
2.2.2	Anbindung von Druckluftspeichern und Kavernen für chemische Energieträger	14
2.3	Bestandteil Energiemanagement	14
2.3.1	Supply Side Management – Kombikraftwerke	15
2.3.2	Transport Side Management - Smart Grids	16
2.3.3	Demand Side Management	17
2.4	Vision einer 100% erneuerbaren Energieversorgungsstruktur für Strom, Wärme und Verkehr	17
2.5	Fazit zu Visionen zukünftiger Energieversorgungsstrukturen	20
<b>3</b>	<b>Ausbauszenario zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland</b>	<b>21</b>
3.1	Auswertung einschlägiger Szenarien	21
3.2	Auswahl eines Ausbauszenarios von erneuerbaren Energien	22
3.3	Entwicklung des Bruttostromverbrauchs	24
3.4	Fazit zum Ausbauszenario	24
<b>4</b>	<b>Modellbeschreibung und Simulation der erneuerbaren Einspeisung</b>	<b>26</b>
4.1	Simulation der Windkrafteinspeisung	26
4.2	Simulation der PV-Einspeisung	27
4.3	Erzeugung der Wasserkraftsummenganglinie	27
4.4	Erzeugung der Biomassesummenganglinie	27
4.5	Erzeugung der Geothermiesummenganglinie	28
4.6	Ergebnisse der Simulation der EE-Summenganglinien	29
4.7	Simulation des Einsatzes von Pumpspeicherwerken	34
<b>5</b>	<b>Analyse von Last und erneuerbarer Erzeugung</b>	<b>38</b>
5.1	Analyse der residualen Last	38

5.2	Entwicklung der benötigten Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistung und –energie	41
5.2.1	Definition von Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich	41
5.2.2	Bestimmung des Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarfs	42
5.3	Auswertung der Fluktuationen von Residuallast und Energieüberschüssen	46
5.3.1	Beschreibung der Methodik	46
5.3.2	Einfluss der unterschiedlichen Fluktuationen auf den Spitzenlastbedarf und den Energieüberschuss	47
5.4	Fazit zur Auswertung der Residuallast	54
<b>6</b>	<b>Bestimmung des Regelenergiebedarfs zum Ausregeln von EE-Prognosefehlern</b>	<b>55</b>
6.1	Grundlagen	55
6.2	Methode zur Berechnung des Regelenergiebedarfs	57
6.3	Annahmen	58
6.3.1	Lasten	58
6.3.2	Ausfallwahrscheinlichkeit konventioneller Kraftwerke und Biomasse- und Geothermieanlagen	59
6.3.3	Windprognosefehler	61
6.3.4	PV-Prognosefehler	62
6.3.5	Sicherheitsniveau	64
6.4	Ergebnisse	64
6.5	Fazit zur Regelleistung	69
<b>7</b>	<b>Veränderung des Lastverlaufs durch Transport und Lastmanagement</b>	<b>70</b>
7.1	Auswirkungen von Elektromobilität	70
7.1.1	Veränderung des zukünftigen Lastverlaufs durch Elektromobilität	70
7.1.2	Diskussion des Potentials von Elektromobilität zum Lastausgleich	78
7.2	Qualitative Bewertung von Lastmanagementpotentialen	79
7.3	Veränderung des zukünftigen Lastverlaufs durch Transport (Import/Export)	82
<b>8</b>	<b>Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken</b>	<b>87</b>
8.1	Spitzenlasterzeugung bzw. Lastausgleich	87
8.1.1	Methode	87
8.1.2	Ergebnisse	95
8.1.3	Schlussfolgerung	105
8.2	Regelleistung	107
8.3	Beitrag des Pumpspeicherwerks Atdorf	108
8.3.1	Methode	108
8.3.2	Ergebnisse	109
8.3.3	Schlussfolgerung	113
8.4	Fazit zur energiewirtschaftlichen Einbindung von Pumpspeichern	114

<b>9</b>	<b>Marktanalyse von Stromspeichertechnologien</b>	<b>115</b>
9.1	Pumpspeicherwerke	115
9.1.1	Funktionsweise und Einsatzgebiete	115
9.1.2	Technische Realisierbarkeit / Marktreife	116
9.1.3	Kosten der Technologie	116
9.2	Druckluftspeicher	116
9.2.1	Funktionsweise und Einsatzgebiete	116
9.2.2	Technische Realisierbarkeit / Marktreife	117
9.2.3	Kosten der Technologie	118
9.3	Wasserstoffspeicherung	118
9.3.1	Funktionsweise und Einsatzgebiete	118
9.3.2	Technische Realisierbarkeit / Marktreife	118
9.3.3	Kosten der Technologie	119
9.4	Elektrochemische Speichersysteme	119
9.4.1	Funktionsweise und Einsatzgebiete	120
9.4.2	Blei-Säure Batterie	120
9.4.3	Lithium-Ionen-Batterie	121
9.4.4	Natrium-Schwefel-Hochtemperaturbatterie	122
9.4.5	Redox-Flow-Batterien	123
9.5	Fazit und Vergleich von Pumpspeichern mit den betrachteten Speichertechnologien	124
<b>10</b>	<b>Bedeutung von Speichern für die Versorgungssicherheit</b>	<b>125</b>
10.1	Kurzfristige Versorgungssicherheit	125
10.2	Langfristige Versorgungssicherheit	126
<b>11</b>	<b>Energiepolitischer Ausblick</b>	<b>128</b>
11.1	Politische Unterstützung für virtuelle Kraftwerke	128
11.2	Kombikraftwerks-Bonus	128
11.3	Gleitende Marktprämie	129
<b>12</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen</b>	<b>130</b>
12.1	Einspeisung aus EE, Residuallast und erneuerbare Überschüsse	131
12.2	Bedarf an Regelenergie in zukünftigen Energiesystemen	132
12.3	Vergleich von Pumpspeicherwerken zu anderen EE-Ausgleichs- und Integrationsoptionen	132
12.4	Die energiewirtschaftliche Bedeutung von Pumpspeicherwerken	133
12.5	Der Beitrag des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf	135
<b>13</b>	<b>Literatur</b>	<b>137</b>
	<b>Abkürzungen</b>	<b>143</b>
	<b>Abbildungen</b>	<b>145</b>
	<b>Tabellen</b>	<b>150</b>
	<b>Glossar</b>	<b>151</b>

## Einleitung

Ziel der vorliegenden Studie ist die Abschätzung der energiewirtschaftlichen Bedeutung von Speichern und insbesondere Pumpspeicherwerken im zukünftigen Energieversorgungssystem unter Berücksichtigung einer deutlichen Zunahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Mit den Zielen der Europäischen Union „20-20-20 by 2020“ soll die aktive Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung angestrebt werden. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 20% reduziert werden, der Anteil von erneuerbaren Energien am Energiemix soll auf 20% steigen und die Energieeffizienz um 20% erhöht werden (EC, 2008). In Deutschland hat die neue Bundesregierung in Ihrem Koalitionsvertrag eindeutig das Ziel benannt „[...] dass die erneuerbaren Energien den Hauptteil an der Energieversorgung übernehmen“. (CDU, 2009), S. 27. Die erneuerbaren Energien sollen auch „so schnell wie möglich markt- und speicherfähig“ gemacht werden.

Die Zunahme der nicht nachfrageabhängig einspeisenden erneuerbaren Energieträger Wind- und Solarenergie führen zu einer vermehrten Fluktuation des restlichen, durch konventionelle Kraftwerke zu deckenden Strombedarfs sowie zu vermehrten Situationen, in denen die Erzeugung die Nachfrage übersteigen würde, wenn kein Energieexport oder keine Abregelung erneuerbarer Energien durchgeführt würde. Pumpspeicher können zur Vergleichmäßigung der durch konventionelle Kraftwerke zu deckenden Last (Lastglättung) sowie zur Speicherung der Energieüberschüsse genutzt werden und so zu einem technisch effizienteren Einsatz der konventionellen Kraftwerke sowie der Vermeidung des Abregelns erneuerbarer Energien beitragen.

Des Weiteren werden Pumpspeicherwerke zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt und unterstützen damit einen sicheren Netzbetrieb.

Der Beitrag den Speicher in dieser Hinsicht leisten können, wird in dieser Studie auf Grundlage der Simulation der erneuerbaren Einspeisung in stündlicher Auflösung bewertet. Es wird untersucht, inwiefern eine Erschließung weiterer Pumpspeicherpotentiale – wie durch den geplanten Neubau des PSW Atdorf - energiewirtschaftlich sinnvoll sind. Eine Bewertung der ökologischen Eingriffe in die Natur vor Ort bzw. der nicht-energetischen Treibhausgasemissionen durch den Bau und Betrieb des PSW Atdorf wurde nicht vorgenommen.

# 1 Kurzzusammenfassung

## Auf einen Blick

Der Bau des Pumpspeicherwerks Atdorf ist aus energiewirtschaftlicher Sicht empfehlenswert:

- Er fördert die Integration von erneuerbaren Energien,
- vermeidet in Abhängigkeit vom Strommix CO<sub>2</sub>-Emissionen,
- senkt die Kosten der Stromversorgung,
- gleicht Schwankungen in der Stromversorgung aus,
- vermeidet Ausfälle der Stromversorgung
- und erhöht die technische Versorgungssicherheit.

## Aufbau und Ergebnisse der Studie

Ziel der vorliegenden Studie ist die Bewertung der energiewirtschaftlichen Bedeutung von Speichern und insbesondere Pumpspeicherwerken im zukünftigen Energieversorgungssystem. Eine erweiterte Frage besteht darin, ob ein weiterer Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland energiewirtschaftlich sinnvoll ist. Diese Frage ist insbesondere im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien (EE) im Stromsektor zu sehen, hin zu einem von EE dominierten bzw. vollständig regenerativen Energieversorgungssystem. Insbesondere ist zu bewerten, inwiefern wetterabhängige Stromerzeuger wie Windenergie und Solarstrom, die naturgemäß Schwankungen unterliegen, in das System integriert werden können. Hierbei spielen Speicher eine bedeutende Rolle. Es gilt, den Bedarf an Speichern zu identifizieren, der zu einer Integration von EE notwendig ist und die Auswirkungen der Speicher auf den konventionellen Kraftwerkspark hinsichtlich Stromgestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen zu untersuchen. Um diese Fragestellungen zu bewerten, wurde in der vorliegenden Studie wie folgt vorgegangen:

## Visionen zu zukünftiger Energieversorgungsstrukturen

Eingangs wurden die Visionen zukünftiger Energieversorgungssysteme aufgezeigt, um den weitergehenden Untersuchungen einen Rahmen zu geben und eine Einordnung der zukünftigen Rolle von Pumpspei-

cherwerken im Energiesystem vorzubereiten – auch im Vergleich zu anderen Technologien und Entwicklungen.

Es besteht eine Notwendigkeit zum Ausbau großer Übertragungskapazitäten in Europa, um zusätzlich zu dem Einsatz von Speichern witterungsbedingte Ausgleichseffekte optimal nutzen zu können bzw. weitere Speicher anzubinden und so zu einer kosteneffizienten Integration von erneuerbaren Energien beizutragen. Es werden Potentiale in der Erschließung von Pumpspeicherkapazitäten in Skandinavien gesehen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Erschließung von Pumpspeicherpotentialen in Mitteleuropa - wie etwa das Pumpspeicherwerk Atdorf - weitaus einfacher umsetzbar ist. Pumpspeicherwerke (PSW) sind als Kurzzeitspeicher für große Stormmengen die wirtschaftlichste Option. Für den langfristigen Ausgleich von wöchentlichen und monatlichen Schwankungen eignen sich Konzepte wie der Speicherung von regenerativem Strom im Erdgasnetz durch Wasserstoff- bzw. Methanherzeugung. Weitere Einsatzbereiche ergeben sich für Speicher in Kombikraftwerken zur Lösung regional netzspezifischer Versorgungsaufgaben.

### Ausbauszenario zur Stromerzeugung

Durch Auswertung der Literatur wurde ein Ausbauszenario zur regenerativen Stromerzeugung und für die Entwicklung des Stromverbrauchs entworfen, welches die Grundlage für die weiteren Analysen bildet. Dabei wurde das Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums als anerkannte Referenz zugrunde gelegt.

### Modellbeschreibung

Um die zukünftige energiewirtschaftliche Bedeutung von Pumpspeichern zu bewerten, ist eine möglichst genaue Bestimmung der Einspeise-Charakteristik erforderlich. Dazu ist eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Simulation der EE-Einspeisung notwendig. Parallel dazu ist die Lastdeckungsoption von Speichern durch die Speicherkapazität begrenzt. Die zugrunde liegenden Simulationsmodelle wurden dargestellt, um die weiteren Berechnungen transparent zu machen. Die Entwicklung der EE-Einspeisung und die verbleibende, vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende, residuale Last wurden als exemplarischer Jahrverlauf ermittelt.



### Auswertung der residualen Last

Anhand der Auswertung der residualen Last wurden grundsätzliche Effekte der zunehmenden EE-Einspeisung auf die residuale Last ermittelt. Unabhängig von der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks konnten so allgemeingültige Aussagen über die Entwicklung des Bedarfs der klassischen energiewirtschaftlichen Lastbereiche Grund-, Mittel-, und Spitzenlast und die zeitliche Auflösung der zunehmenden Fluktuationen getroffen werden.

Es konnte gezeigt werden, dass die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien vor allem zu einem steigenden Bedarf an Spitzenlastleistung führt, während der Grundlastbedarf sinkt. Langfristig geht im Zusammenhang mit wachsenden EE-Überschüssen der Bedarf an Grundlastkraftwerken auf Null zurück. Dadurch bieten sich erhöhte Potentiale für Speicher, um die Auslastung der Grundlastkraftwerke zu erhöhen bzw. EE-Abregelung zu vermindern und Spitzenlastkapazitäten zu ersetzen. Mit zunehmendem EE-Ausbau werden EE-Überschüsse als Stromquelle für Speicher verfügbar. Unter Berücksichtigung der zeitlichen Charakteristik der Fluktuationen wurde festgestellt, dass es zukünftig sowohl zu einem steigenden Ausgleichsbedarf innerhalb eines Tages als auch innerhalb eines Monats bzw. bei Betrachtungen der EE-Überschüsse auch innerhalb einer Woche kommt. Entsprechend besteht zukünftig ein steigender Bedarf an Tagesspeichern wie PSW sowie an Langzeitspeichern. Durch die Simulation der Lastdeckung von PSW konnte nachgewiesen werden, dass diese einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung der Abregelung von EE-Überschüssen und zur Reduzierung von konventioneller Spitzenlastkapazität leisten.

### Bestimmung des Regellenergiebedarfs

Pumpspeicherwerke können neben dem Lastdeckungsbetrieb auch zur Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden. Um die energiewirtschaftliche Bedeutung von PSW im zukünftigen Energiesystem zu bewerten, wurde die Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung ermittelt.

Durch die Abweichung der Prognose von Wind- und Solarstromeinspeisung von der tatsächlichen Einspeisung ist mittelfristig im Zuge des weiteren EE-Ausbaus auch mit einem steigenden Regelleistungsbedarf zu rechnen. Unter der Annahme weiterer Fortschritte in der Prognosegenauigkeit kann längerfristig der Bedarf an Regelleistung sogar unter das gegenwärtige Niveau fallen. Der Ausfall von dezentralen kleinen Stromerzeugern hat geringere Konsequenzen als der Ausfall eines Großkraftwerks, deren Anzahl in Zukunft geringer sein wird. Dennoch ist darauf hinzuweisen, dass Speicher eine wichtige Integrations-

technologie sind, um Prognoseabweichungen der Wind- und Solar-energie auszugleichen oder auch um langfristig im Zusammenspiel mit erneuerbaren Stromerzeugern regenerative Regelleistung bereitzustellen.

### Lastausgleichsoptionen alternativer Technologien

Neben Pumpspeicherwerken werden zukünftig weitere Technologien für einen Lastausgleich herangezogen, die in Konkurrenz zu Tagesspeichern wie Pumpspeicher treten können. Diese Potentiale sind derzeit teilweise schwer abzuschätzen – sowohl ihr Einfluss auf den Lastverlauf in technischer Hinsicht, als auch hinsichtlich der Kosten für deren Erschließung. Aufgrund der Unsicherheiten wurden exemplarisch die Technologien Elektromobilität, Lastmanagement und der Effekt von überregionalen Ausgleichseffekten (Import/Export - bei einem ausgebauten Transportnetz) unabhängig von den weitergehenden energiewirtschaftlichen Berechnungen analysiert.

Dabei wurde festgestellt, dass das lastabhängige gesteuerte Laden von E-KFZ technisch gesehen ein großes theoretisches Potential zur Nutzung der EE-Überschüsse hat, wenn die Ladung der Fahrzeuge gesteuert und nicht nach Belieben erfolgt. Dennoch ist derzeit nicht erfassbar, in welchem Ausmaß und zu welchen Kosten es zu einem Ausbau der Technologie kommt. Des Weiteren ist derzeit nicht absehbar, welche möglichen Geschäftsmodelle und Ladestrategien sich künftig ergeben. Eine Nutzung der Rückspeisung – also die Nutzung der mobilen Batterien als Speicher – ist kurz- bis mittelfristig aus energiewirtschaftlicher Sicht als unwahrscheinlich zu bewerten: einerseits ist das technische Potential gering, ein Eingriff in das Nutzerverhalten notwendig und die Kosten für die Stromspeicherung über Elektromobilität sehr hoch. Auch im Bereich des Lastmanagements werden große Potentiale gesehen. Dennoch sind dabei wirtschaftliche Restriktionen in der Höhe der nötigen Anreizvergütung zu sehen. Durch einen Ausbau der europäischen Übertragungskapazitäten kann der Spitzenlastbedarf gesenkt und die Auslastung von Grundlastkraftwerken erhöht, bzw. die Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung vermieden werden. Um diese Potentiale zu erschließen, sind politische Hürden zu überwinden und gesellschaftliche Akzeptanz zu suchen. Aus wirtschaftlicher Sicht zeigt sich, dass ein wirtschaftliches Optimum zwischen einem überregionalen Ausgleich durch den Ausbau von Übertragungskapazitäten und einem regionalen Ausgleich durch den Ausbau von Stromspeichern zu finden ist.

### Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Basierend auf den eingehenden Betrachtungen wurde der Einsatz aller bereits bestehenden deutschen PSW-Kapazitäten im Bereich des Lastausgleichs bewertet und der Bedarf eines zusätzlichen Pumpspeicherwerks – PSW Atdorf – beurteilt. Anhand einer Kraftwerkseinsatzsimulation und unter Berücksichtigung wärmegeführter Kraftwerke wurde eine realistische Lastdeckungsoption der Pumpspeicherwerke simuliert. Dabei wurden die Ausgleichsmöglichkeiten durch Im- und Exporte durch konservative Annahmen in die Betrachtungen miteinbezogen. Somit konnte quantitativ bewertet werden, welches Potential Pumpspeicher hinsichtlich der Parameter der Vermeidung der Abregelung von EE, der CO<sub>2</sub>-Emissionen und des volkswirtschaftlichen Nutzens haben.

Die Simulation zeigt, dass mit dem zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Energien der Bedarf an flexibel einsetzbaren Spitzenlastkapazitäten steigt. Der Einsatz der heute vorhandenen Pumpspeicherwerke zur Deckung von Lastspitzen ersetzt einen Teil der notwendigen Kapazitäten, der Bedarf an Spitzenlastkapazitäten steigt jedoch weiter an. Durch den Pumpspeichereinsatz wird die Nutzung von Mittel- und Grundlastkraftwerken erhöht und der Betrieb bei weniger effizienter Teillast sowie häufige Anfahrverluste reduziert. Es ist ein Anstieg der Stromgestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen zu verzeichnen, welcher im Wesentlichen auf die Preisszenarien für fossile Rohstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionen zurückzuführen ist. Insgesamt ist eine Vergrößerung der Differenz zwischen den Stromgestehungskosten der Kraftwerke in der Spitzenlast und der Kraftwerke in der Mittellast bzw. Grundlast zu beobachten. Pumpspeicher können diese Preisdifferenz wirtschaftlich nutzen und zur Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten beitragen.

Das PSW Atdorf kann zu einer weiteren Verringerung des steigenden Bedarfs an Spitzenlastkapazität beitragen. In Anbetracht der alternativen Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke kann das PSW zusätzlich die Abregelung von EE vermindern und sich durch den Lastausgleich preisreduzierend auf den Strommarkt auswirken. Das PSW vermeidet in den meisten Fällen fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen. Quantitativ ist dies je nach Zusammensetzung des zukünftigen konventionellen Kraftwerksparks verschieden. Nur bei sehr hohen Anteilen von Strom aus Braunkohlekraftwerken in der Grundlast kann der Betrieb des PSW Atdorf zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Der zusätzliche Pumpspeicher kann im Jahr 2050 einen Anteil von 44 % an der verrichteten Arbeit aus Überschüssen von erneuerbaren Energien leisten. Über den Neubau PSW Atdorf hinaus besteht Bedarf für neue Speicher und Integrationsmaßnahmen für erneuerbare Energien.

### Wirtschaftlicher Vergleich von Stromspeichertechnologien

Neben Pumpspeicherwerken bestehen eine Reihe alternativer Speichertechnologien, die sich teilweise noch in der Entwicklung befinden. Durch eine Marktanalyse wurden die technischen und wirtschaftlichen Einsatzoptionen der Speicher und die Konkurrenzfähigkeit zwischen den Technologien bewertet.

Im Bereich des Lastausgleichs für kurzzeitige Schwankungen stellen sich PSW generell als die kostengünstigste Technologie dar. Dies gilt auch im Hinblick auf die derzeit absehbare Entwicklung der Kostensenkungspotentiale. Auch in technischer Hinsicht stellen sie derzeit noch die einzige ausgereifte Großspeichertechnik dar. Dennoch bieten sich zusätzliche Einsatzbereiche für dezentrale Speichertechnologien kleinerer Leistung und für Langzeitspeicher wie Wasserstoff oder erneuerbares Methan aus Wind- und Solarstrom (Erdgas-Substitut). Zudem ist durch die Entwicklung der adiabaten Druckluftspeichertechnologie bis hin zur Marktreife eine Erschließung von Speicherpotentialen in Norddeutschland – netznah zum Großteil der deutschen Windkraftanlagen – zu erwarten. Das gleiche gilt für die Nutzung von Erdgasspeichern in der gleichen Region zur Aufnahme von Windmethan.

### Bedeutung von Speichern für die Versorgungssicherheit

Abschließend wurde die Bedeutung von Pumpspeichern für die Versorgungssicherheit und für den stabilen Netzbetrieb bewertet. Dabei leisten PSW kurzfristig durch die Erbringung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung, Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Langfristig sind Speicher zwingend notwendig, um zur Sicherung der verfügbaren Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast beizutragen.

Um langfristig eine rein regenerative Energieversorgung zu ermöglichen (100% EE-Systeme), sind Speicher unumgänglich.

## 2 Visionen zu zukünftigen Energieversorgungsstrukturen

Zu Beginn dieser Studie wird ein Überblick über die derzeit diskutierten Visionen zu zukünftigen Energieversorgungsstrukturen gegeben. Dadurch wird den weitergehenden Untersuchungen ein Rahmen gegeben um eine Einordnung der zukünftigen Rolle von Pumpspeichersystemen im Energiesystem vorzubereiten – auch im Vergleich zu anderen Technologien und Entwicklungen.

In den nächsten Jahrzehnten werden die Energieversorgungsstrukturen geprägt sein von einem starken Ausbau der Strominfrastruktur hinsichtlich Übertragungsleistung, Vernetzung und Intelligenz. Es wird eine Einführung der Informations- und Kommunikationstechnologie in allen Bereichen der Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch erwartet. Daher können die Visionen für Energieversorgungsstrukturen der Zukunft nach Transport/Netze, Speicher und Energiemanagement klassifiziert werden. Diese Bestandteile werden nachfolgend kurz anhand von Beispielen erläutert.

### 2.1 Bestandteil Transport und Netzausbau

#### 2.1.1 Der EU Stromverbund – das Supergrid

Der Transport von elektrischer Energie zwischen Regionen und Ländern kann einen Ausgleich der unterschiedlichen Einspeisung aus erneuerbarer Energie (EE-Einspeisung) und dem Stromverbrauch (Last) herstellen. Dafür sind flexible bzw. schaltfähige Netze mit großen Durchleitungskapazitäten notwendig.

Der Stromtransport über große Distanzen ist mit Leitungsverlusten verbunden, welche unter anderem mit der Länge der Leitung zunehmen. Aus diesem Grund wird versucht, elektrische Energie möglichst nahe, im Umkreis einiger 100 km von den Verbrauchern, zu erzeugen und nur in Ausnahmefällen über weite Distanzen von 1000 km und mehr zu transportieren.

Das EU-Supergrid [WFC 2008] beinhaltet die Vision einer räumlich ausgedehnten Infrastruktur des Stromnetzes. Die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) bietet sich dazu an, da die Übertragungsverluste im Gleichstrom mit nur ca 2-3% über 1000km gering sind. Diese Technik unterstützt somit den Aufbau einer zusätzlichen, transnationalen Energieversorgungsstruktur für Europa. Dies wird z.T. schon mit der Verlegung von HGÜ-Unterseekabeln oder in aktueller Anwendung zur Festlandanbindung von Offshore Windparks erprobt. Das bisherige, auf Wechselstrom basierende Netz wird nicht einfach ersetzt, sondern es soll parallel dazu eine übergeordnete Struktur von Übertragungsleitungen über große Distanzen geschaffen werden. Die-

se Technologie ist Stand der Technik und wird an vielen Orten wie z.B. Brasilien und China eingesetzt (Siemens, 2009).

Im Allgemeinen ist der Neubau von Stromübertragungsleitungen jedoch nicht unproblematisch. Verschiedene Interessensgruppen und langwierige Genehmigungsverfahren behindern oft den Ausbau der Transportkapazitäten. Zudem ist er mit hohen Kosten verbunden.

Viele Studien zeigen die Notwendigkeit des Ausbaus der europäischen Netze. Dies bezieht sich zum Einen auf die kontinentalen Übertragungskapazitäten als auch auf die Verbindung zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten. Dabei soll die Versorgungssicherheit auch beim Ausfall einer Hauptleitung durch redundante Ausführungen gesichert werden. Eine Schätzung der Kosten ergibt für den notwendigen Ausbau von Länderverbindungen in Europa mit einer Übertragungsleistung von 58 GW (ca 5.000km, AC) eine Summe von 5 Milliarden Euro. Ausgewählte Verbindungen für das Supergrid und die Anbindung der Offshore-Windenergie in der Nordsee belaufen sich nach Schätzungen auf ca. 16 Mrd Euro belaufen (28 GW Übertragungsleistung, ca 5000km, DC) (EREC et al., 2009).

### 2.1.2 Solarstrom aus der Mittelmeerregion und Windstrom aus dem Meer

Die Vision eines europäischen Supergrids liegt auch der Vision eines europäisch-nordafrikanischen Energieverbundes zu Grunde (Czisch, 2005; DESERTEC, 2009). Abbildung 2-1 zeigt die gedachte Infrastruktur im Projekt „Desertec“.

Abbildung 2-1:  
Mögliche Infrastruktur eines gemeinsamen EU-MENA-Supernetzes, welches Europa (EU), Nahen Osten (ME) und Nordafrika (NA) nachhaltig verbinden soll.  
Quelle:  
(DESERTEC, 2009).



Szenarien des DLR ergeben für Nordafrika und den Nahen Osten Potentiale von bis zu 470.000 MW für solarthermische Kraftwerke bis 2050. Diese generieren Strom analog zu einem konventionellen Dampfkraftwerk mit Turbine und Generatoreinheit, wobei der Dampf durch Solarenergie erzeugt wird. Mit Hilfe von Wärmespeichern können solarthermische Kraftwerke auch nachts Strom liefern. Über die Anbindung der Mittelmeerregion kann auch ein erhebliches Potential an Windenergie genutzt werden. Über die Anbindung von Skandinavien können ähnlich wie im Alpenraum große Pumpspeicherkapazitäten erschlossen werden, welche notwendig sind um den Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch herzustellen .

Die Kosten für die Anbindung der Mittelmeerregion (MENA-Region) bis 2050 werden für eine Leitungskapazität von 100 GW bei einem Energievolumen von 700 TWh / Jahr zu etwa 400 Mrd. Euro abgeschätzt, wovon 350 Mrd Euro für die Kraftwerke und ca 50 Mrd Euro für die Transportnetze anfallen. Daraus ergeben sich geschätzte Stromerzeugungskosten von 4 cent/kWh und Transportkosten von 1 cent/KWh (Trieb, 2006). Dieser theoretische Wert erscheint sehr günstig, allerdings steht seine Umsetzung in der Realität noch aus, wozu größere Hürden (transnationale Netze, energiepolitische Einbindung der MENA-Region, etc.) zu überwinden sind.

Den Stellenwert, den die Sonnenenergie im Süden Europas und in Nordafrika inne hat, besitzt im Norden für die Windenergie. Im November 2009 wurde 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum in der deutschen Nordsee (und weltweit) erster echter Offshore Windpark fertig gestellt. Er besteht aus zwölf einzelnen Turbinen mit je einer Leistung von 5MW. Wissenschaftlich begleitet wird diese Initiative vom RAVE-Projekt (RAVE).

Um den Ausbau der großen Mengen an Offshore Windenergie elektrisch an den Kontinent bzw. Großbritannien / Norwegen anzubinden wird seitens der Europäischen Windenergieagentur EWEA ein Offshore Supergrid in der Nordsee vorgeschlagen (EWEA, 2009).

Zusammen sollen sich die geschätzten Kosten auf 30 Mrd. Euro für eine 100 GW Anbindung der Offshore Wind-Kapazitäten mittels Unterseekabel in der Nordsee belaufen (Guardian, 03.01.2010).

Die Option des Ausgleichs von fluktuierender Erzeugung und Verbrauch über transnationale Übertragungsleitungen werden in Kapitel 7 diskutiert.

## **2.2 Bestandteil Speicher**

### **2.2.1 Anbindung der europäischen Pumpspeicherkapazitäten**

Neben dem Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch über den Transport steht als weitere Hauptkomponente von zukünftigen Energiekonzepten die Speicherung von Strom im Mittelpunkt.

Über ein europäisches Supergrid soll die Anbindung von Pumpspeicherwerken in Skandinavien und der Alpenregion erfolgen. In diesen Regionen sind große Energiespeicherpotentiale vorhanden. Über die Erschließung der bestehenden Wasserreservoirs mit Pumpspeicherwerken können in Norwegen etwa 82 TWh, in Schweden 34 TWh und in Finnland 5,5 TWh Speicherkapazität verfügbar gemacht werden (ENTSO-E, 2009).

Diese Vielzahl von Pumpspeicherwerken mit etwa 120 TWh können große Mengen an überschüssiger regenerativer Energie aufnehmen und Zeiten mit geringer erneuerbarer Erzeugung (z.B. Windflauten) überbrücken – d.h. für etwa 2,5 Wochen bei einem derzeitigen EU-Stromverbrauch von etwa 2800 TWh.

Die Erschließung dieses Potentials in Skandinavien bedingt aber das europäische Supergrid, welches noch nicht existiert.

Pumpspeicherkapazitäten in der Alpenregion und in den angrenzenden Mittelgebirgen wie etwa Atdorf sind elektrotechnisch weitaus einfacher einzubinden, da diese Region zentral in Europa liegt und gut an das bestehende Stromnetz anzuschließen sind.

### **2.2.2 Anbindung von Druckluftspeichern und Kavernen für chemische Energieträger**

Über die Pumpspeicherkapazitäten hinaus wird die Anbindung von weiteren Speichern wie Druckluftspeichern oder chemischen Energieträgern wie Wasserstoff oder Methan diskutiert.

Im Vergleich zu Pumpspeicherwerken weisen diese Technologien einerseits nicht denselben technischen Reifegrad auf, haben höhere Wirkungsgradverluste und höhere Speicherkosten. Andererseits ist vor allem Wasserstoff und Methan für den Anwendungsbereich der Langzeitspeicherung interessant (siehe Kapitel 9 und Sterner, 2009).

## **2.3 Bestandteil Energiemanagement**

Energiemanagement kann in 3 Segmente unterteilt werden: Supply Side Management, Transport Side Management und Demand Side Management.

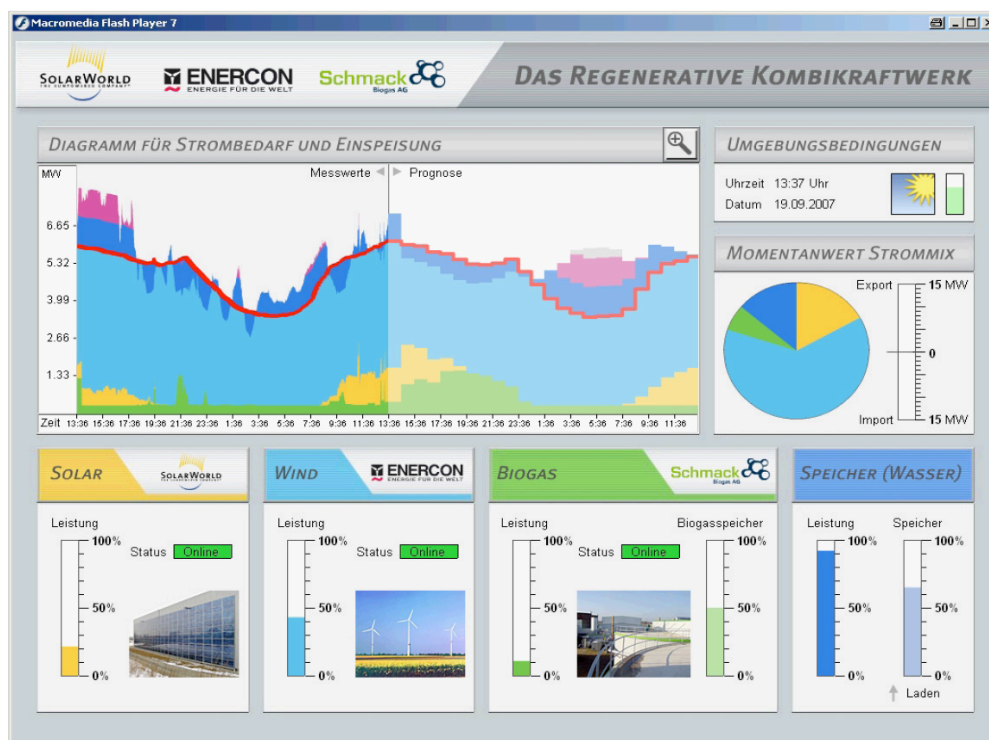


### 2.3.1 Supply Side Management – Kombikraftwerke

Stromerzeugung und –verbrauch müssen zu jedem Zeitpunkt genau gleich sein, um das Wechselstromnetz in Betrieb zu halten. Bereits heute und in Zukunft vermehrt zu erwarten sind Netzzustände, in denen weniger Strom verbraucht wird, als auf der Erzeugungsseite zur Verfügung steht. Die Folge ist ein Abregeln von wertvoller erneuerbarer Stromerzeugung. Über eine vernetzte Steuerung können räumlich verteilte und verschiedenartige regenerative Stromerzeuger durch eine zentrale Intelligenz in ihrem Verhalten zusammengeschaltet werden.

Im Demonstrationsprojekt „Kombi-Kraftwerk“ wurden Wind-, Solar- und Biogaskraftwerke zu einem regenerativem Kombikraftwerk mit einer Leistung von 23,1 MW zusammengeschlossen. Damit wurde eine grundlastfähige Versorgung auf Basis von 100% erneuerbarer Energien demonstrativ im Verhältnis von 1: 10 000 nachgebildet und mit real existierenden Anlagen gesteuert (Abbildung 2-2).

Abbildung 2-2:  
Leitwarte des  
Kombikraftwerks  
mit Anzeige des  
Strommixes, des  
Lastgangs und der  
Erzeugungs- und  
Speicherkapazitäten  
der einzelnen  
Stromquellen.  
Quelle: (Mackensen et al., 2008).



Derartige virtuelle Kraftwerke werden auch im Rahmen der Europäischen Zusammenarbeit konzipiert. Viele verteilte Energieerzeuger werden in die Steuerung des Energienetzes mit eingebunden (FENIX, 2009). Durch die Zusammenschaltung mehrerer verteilter Energieerzeugungseinheiten werden diese ein Akteur auf dem Energiemarkt, genau wie die konventionelle zentrale Energieproduktion. Im FENIX-Projekt konnte erfolgreich die dazu notwendige Kommunikations-Architektur und Werkzeuge getestet, sowie die Nutzbarkeit aus den resultierenden Netzdienstleistungen gezeigt werden.

Ein wesentlicher Bestandteil von virtuellen Kraftwerken sind Speicher. Im Fall des Kombikraftwerkes wurde ein Pumpspeicherkraftwerk simuliert, das eine wichtige Funktion innerhalb des Kombikraftwerkes zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch hat.

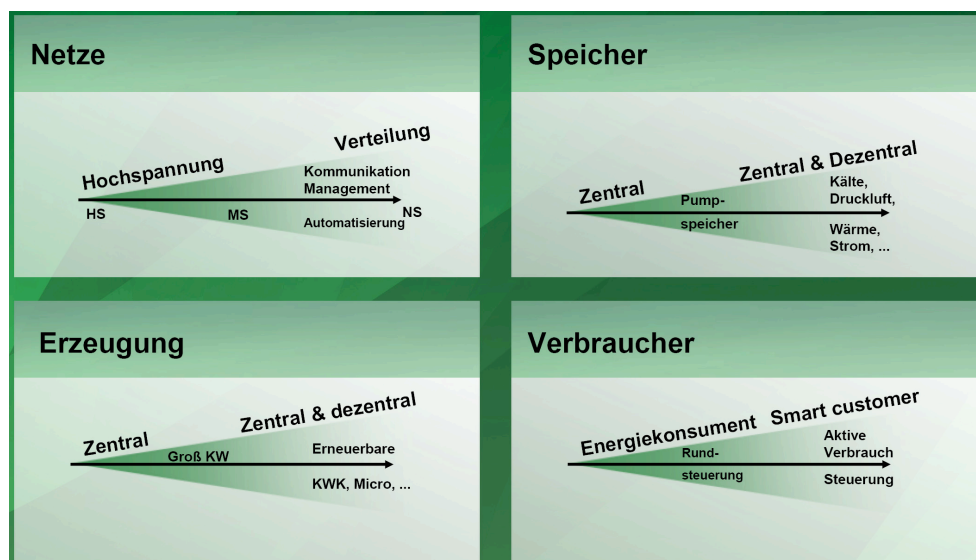
### 2.3.2 Transport Side Management - Smart Grids

Die Integration von immer größeren Anteilen an erneuerbaren erfordert neue intelligente Energienetze – Smart Grids, welche den Informationsaustausch bezüglich energierelevanter Fakten ermöglichen, und diese so die zeitlich variablen Erzeugung z.B. aus Wind und Sonne netzgerecht organisieren können.

Die Entwicklungsschwerpunkte liegen sowohl auf der dezentralen Energieerzeugung (z.B. regenerative Blockheizkraftwerke), wodurch sich einige Städte/Gemeinden energieautark versorgen können (z.B. Stadt Güssing in Österreich), als auch auf regenerativen Großkraftwerken wie z.B. Offshore Windparks oder große PV-Freiflächenanlagen.

Abbildung 2-3 zeigt die vier Haupttrends zu „Smart Grids“ in zu den Themen Netze, Speicher, Erzeugung und Verbraucher.

Abbildung 2-3:  
Trends für Smart  
Grids. Quelle:  
(NTP, November  
2009).



Alle Strategien zur Erreichung der europäischen Ziele hinsichtlich Klimaschutz und EE-Anteil bedingen eine deutliche Entwicklung und intelligente Steuerung der elektrischen Netze. Der momentane Ausbauzustand der Netze wird dem erhöhten Anteil von Einspeisung aus erneuerbaren Energien und deren Transport nicht gerecht. So wird in europäischen Visionen der Fokus neben der Förderung der erneuerbaren Energien auf dem konsequenten Ausbau der pan-europäischen Infrastruktur samt Speicheranbindung liegen.

### 2.3.3 Demand Side Management

Ein verstärkter Ausbau von erneuerbaren, fluktuierenden Energien erhöht den Anteil des nicht-steuerbaren Energieangebots. Auch die Nachfrage auf dem Energiemarkt ändert sich stetig im Tagesverlauf. Existieren auf dem liberalisierten Energiemarkt variable Strompreise, bietet dies den Stromkunden Anreize, den Stromverbrauch mehr in Zeiträume zu verschieben, in denen ein Überangebot an erneuerbaren Energien besteht (so genannte Demand Response).

Hierbei kann im Haushaltsbereich ein bidirektionales Energie-Management-Interface (BEMI) unterstützend wirken. Dieses Energiemanagementsystem beobachtet für den Kunden die momentanen Preise am Energiemarkt und steuert Haushaltsgeräte entsprechend. Es entsteht eine Win-Win Situation: Der Kunde bezahlt weniger für seinen Stromkonsum und gleichzeitig wird das Netz entlastet (Nestle, 2009).

Eine weitere Option im Bereich Lastmanagement ist die Elektromobilität. Grundsätzlich handelt es sich dabei um eine örtlich verteilte Last bzw. einen Schwarm von potentiellen Energiespeichern. Hierbei gilt es, die abgerufene Last zu prognostizieren, um das Stromnetz zu entlasten bzw. Lasten durch das Aufladen zu verschieben.

Die verschiedenen Lastmanagementoptionen werden in Kapitel 7 diskutiert.

### 2.4 Vision einer 100% erneuerbaren Energieversorgungsstruktur für Strom, Wärme und Verkehr

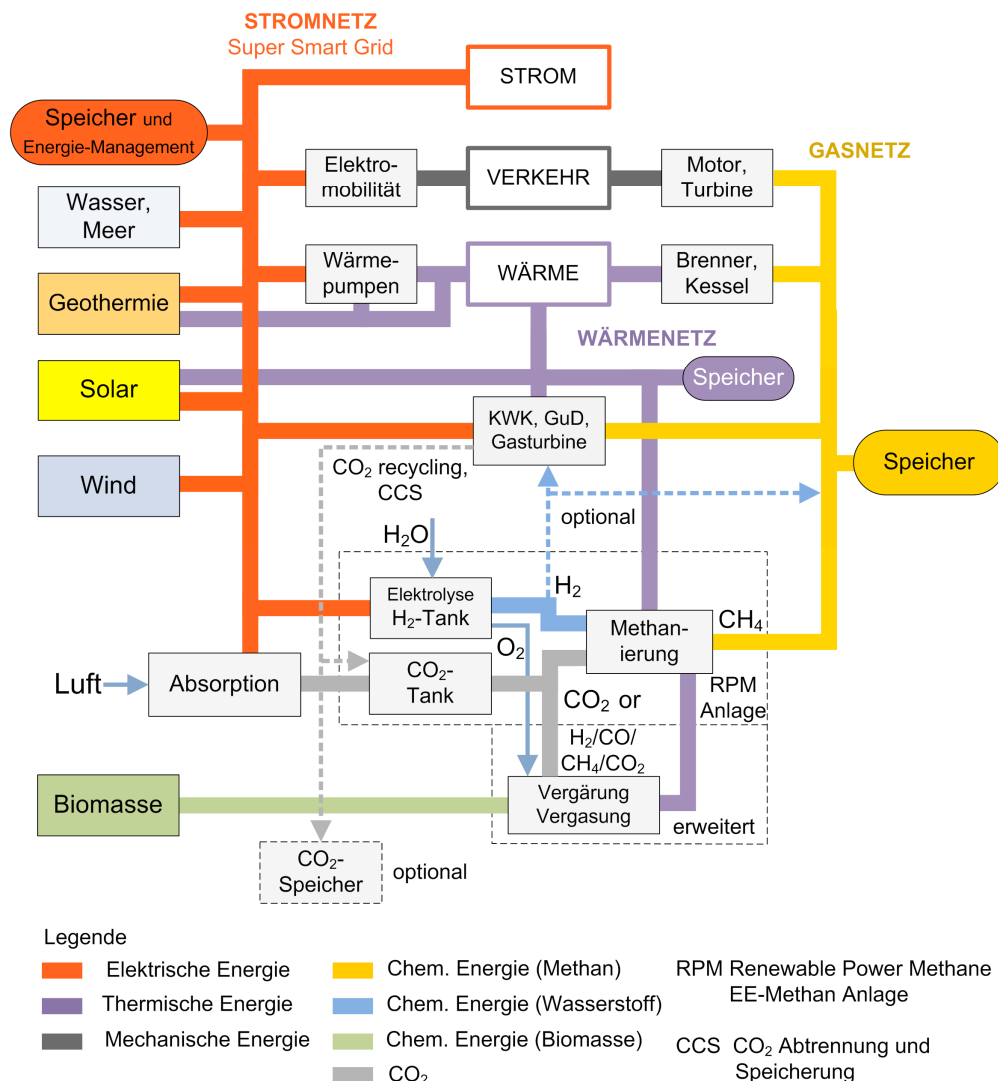
In einer rein regenerativ, 100% erneuerbaren Energieversorgung sind Energiespeicher ein Schlüsselement. Sowohl Strom- und Wärme, als auch ein chemischer Speicher in Form eines chemischen Energieträgers werden benötigt. Ein Energieträger mit hoher Energiedichte ist v.a. im Verkehr notwendig, um spezielle Verkehrsegmente wie Schwertransport und Langstreckentransport regenerativ zu versorgen, die nicht rein elektrisch gedeckt werden können.

An dieser Stelle wird eine derartige Struktur nach (Sternier, 2009) beschrieben, in dem das neue Konzept zur Kopplung von Strom- und Gasnetz (Specht et al, 2009) ein wesentlicher Bestandteil ist. Diese Technologie befindet sich noch der in Entwicklung und hat ein großes Potential zur Integration von erneuerbaren Energien.

Erneuerbarer Strom wird zur Primärenergie. Davon ausgehend dienen Stromspeicher und Stromtransport zur Verteilung und Anbindung aller direkten und indirekten Stromverbraucher im Wärmesektor (elektrische Wärmepumpen) und Verkehrssektor (Elektromobilität).

# Visionen zu zukünftigen Energieversorgungsstrukturen

Abbildung 2-4:  
Vision einer 100% regenerativen Energieversorgungsstruktur für Strom, Wärme und Verkehr mit Strom-, Wärme- und Gasspeichern und -netzen.  
Quelle: (Stern, 2009).



Das regenerative Energiesystem basiert nicht wie das fossile Energiesystem auf gespeicherter und gewandelter Solarenergie in Form von sehr alter Biomasse, sondern rein auf erneuerbaren Quellen, v.a. der Solar- und Windenergie. Erneuerbarer Strom wird direkt aus Windkraft, Wasserkraft und Solarenergie erzeugt, ohne vergleichbar große thermische Verluste wie in der fossilen und nuklearen Stromerzeugung. Als weitere Stromquellen steht die Meeresenergie zur Verfügung.

Die Verteilung des Stromes erfolgt wie in diesem Kapitel bisher ausgeführt über die drei Optionen Transport, Speicher und Energiemanagement. Durch ein Erzeugungsmanagement (Kombikraftwerke) folgt das Angebot an erneuerbarem Strom in geschickter Kombination dem Strombedarf. Über Transport findet ein überregionaler Ausgleich statt, Kurzzeitspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke speichern EE-Überschüsse für Zeiten mit großer Stromnachfrage und geringem Stromangebot. Die gezielte Steuerung des Verbrauchs reduziert ebenfalls die Schwankungen in der Stromversorgung. Über die Brücke Strom-Wasserstoff-Methan (Erdgas-Substitut; EE-Methan) werden

Strom- und Gasnetz gekoppelt, um regenerativen Strom wie Wind- und Solarenergie für den Verkehr, die Wärmebereitstellung und die Langzeitspeicherung von erneuerbarem Strom über Wochen und Monate verfügbar zu machen.

Dadurch kann mit einem entsprechend ausgebauten regenerativen Kraftwerkspark, Speichern und konventionellen Gaskraftwerken bzw. vielen dezentralen KWK-Anlagen die Stromversorgung vollständig erneuerbar erfolgen.

Die Wärmeversorgung basiert auf Solarenergie (Sonnenkollektoren), Geothermie (Nutzung der Umgebungswärme) und Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung. Hier sind ebenfalls kleine Speichersysteme erforderlich, um z.B. die KWK-Anlagen mit EE-Methan stromgeführt zu betreiben (Konzept Schwarmstrom).

Der Verkehr wird aus EE-Strom und EE-Methan über Elektromobilität und konventionelle Verbrennungsmotoren und Gasturbinen gespeist und angetrieben.

Der Verbund der Energienetze (Strom, Wärme, Gas) und deren gekoppelte, intelligente Steuerung ermöglicht eine koordinierte und synergetische Nutzung von Energie.

Biomasse wird ausschließlich zur Erstellung von EE-Methan verwendet, wobei lediglich Reststoffe zum Einsatz kommen. Dadurch werden Nutzungskonkurrenzen mit Nahrungs- und Futtermitteln vermieden und Flächen geschont bzw. frei für Pflanzen zur stofflichen Nutzung.

In ähnlicher Form zur Biomasse und Photosynthese kann das für die Herstellung von EE-Methan notwendige CO<sub>2</sub> aus der Luft absorbiert werden; oder direkt von CO<sub>2</sub>-Quellen aus industriellen Prozessen (z.B. Herstellung von Zement, Melamin, chemischen Grundstoffen) abgegriffen werden, bevor es in die Luft gelangt. Das CO<sub>2</sub> kann durch die Abtrennung bei der Verbrennung von EE-Methan in Gaskraftwerken teilweise recycelt werden. Die Nutzung von in EE-Methan-Anlagen anfallendem Sauerstoff im Verbrennungsprozess macht eine effiziente CO<sub>2</sub> Abtrennung möglich.

Wird dem Kreislauf das CO<sub>2</sub> entzogen und eingelagert, kann sogar ein Energiesystem mit Kohlenstoffsenke geschaffen werden, welches CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre reduziert anstatt ihr mehr CO<sub>2</sub> hinzuzufügen.

Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher ergänzen sich in diesem Gesamtkonzept, da z.B. Pumpspeicherwerke effizienter und kostengünstiger für kurze Zeit Strom speichern können und Langzeitspeicher wie EE-Methan im Erdgasnetz diese Aufgabe für lange Zeiträume und große Energiemengen im saisonalen Ausgleich übernehmen. Eine weitere Möglichkeit der Langzeitspeicherung ist die Anbindung großer

Pumpspeicher in Skandinavien, wobei politische Herausforderungen zu lösen sind und eine gewisse Abhängigkeit in Kauf zu nehmen ist.

Vorteilhaft an der Kopplung von Strom- und Gasnetz ist, dass auf die bestehende Gasinfrastruktur samt Speichern zurückgegriffen werden kann und bestehende Technologien (Gasbrenner, Erdgasfahrzeuge, Gaskraftwerke, BHKW) genutzt werden. Ein Umbau in eine Wasserstoffwirtschaft ist ebenfalls möglich, da durch die notwendigen EE-Methan-Anlagen viele Elektrolyseanlagen installiert sind und dadurch der erste Schritt in eine Wasserstoffwirtschaft vollzogen ist. Voraussetzung dafür ist allerdings die Überwindung technischer und wirtschaftlicher Herausforderung, die die Speicherung und Nutzung von Wasserstoff in Verkehr, Wärme- und Stromerzeugung betreffen.

## 2.5 Fazit zu Visionen zukünftiger Energieversorgungsstrukturen

Vom Hintergrund des Klimawandels, der notwendigen Dekarbonisierung der Energieversorgung und der Ressourcenknappheit werden weitreichende Visionen einer zukünftigen auf 100% erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung entwickelt. Es besteht eine Notwendigkeit zum Ausbau großer Übertragungskapazitäten in Europa, um zusätzlich zu dem Einsatz von Speichern witterungsbedingte Ausgleichseffekte optimal nutzen zu können bzw. weitere Speicher anzubinden und so zu einer kosteneffizienten Integration von erneuerbaren Energien beizutragen. Dabei wird auf die Erschließung von Pumpspeicherpotentialen in Skandinavien und dem Alpenraum verwiesen. Die Erschließung der skandinavischen Speicherpotentiale bedingt wiederum ein Ausbau eines europäischen Supergrid. Hier ist jedoch zu beachten, dass eine Umsetzung dieser Visionen derzeit mit großen politischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten verbunden ist. Hingegen ist eine Erschließung von Pumpspeicherpotentialen in Mitteleuropa - wie etwa das PSW Atdorf - weitaus einfacher umsetzbar.

Neben den genannten großräumigen Energieversorgungsszenarien bestehen weitere Visionen in der Umsetzung weitere Technologien zur EE-Integration. Pumpspeicherwerke (PSW) sind als Kurzzeitspeicher für große Strommengen die wirtschaftlichste Option. Für den langfristigen Ausgleich von wöchentlichen und monatlichen Schwankungen eignen sich Konzepte wie der Speicherung von regenerativem Strom im Erdgasnetz. Für die Berücksichtigung regionaler Versorgungsaufgaben und zur Sicherung der Netzstabilität können Kombikraftwerke eine wichtige Rolle spielen. Neben alternativen Technologien wie regelbare Biomasseanlagen oder Lastmanagement sind Energiespeicher immer ein wesentlicher Bestandteil der Integrationsstrategie.

### 3 Ausbauszenario zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland

Die Bewertung der energiewirtschaftlichen Bedeutung von Speichern im zukünftigen Energiesystem geschieht auf Basis der stündlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) für die Jahre 2020, 2030, 2040 sowie 2050. Zur Simulation der Einspeisung wird ein Ausbauszenario für die installierte Leistung bzw. erzeugte Jahresenergie für jeden EE-Erzeuger zu Grunde gelegt, dessen Auswahl im Folgenden beschrieben wird.

Für die Simulation der Windenergie-, PV- und Geothermieeinspeisung müssen die installierten Nennleistungen im jeweiligen Jahr vorgegeben werden. Für Bioenergie und Wasserkraft geschieht die Simulation auf Basis einer vorgegebenen Jahresarbeit. Ebenfalls benötigt wird eine Prognose des Bruttostromverbrauches für die Szenariojahre.

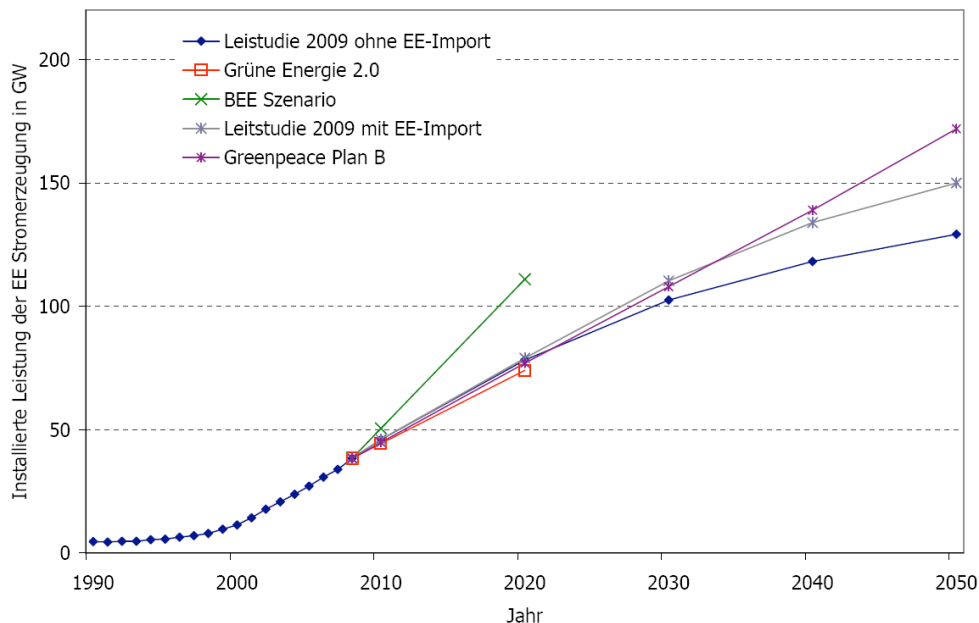
In diesem Kapitel werden aktuelle Szenarien ausgewertet und es wird in Hinblick auf die Aufgabenstellung der Studie ein Szenario ausgewählt, welches er ermöglicht die zukünftige energiewirtschaftliche Bedeutung von Speichern zu bewerten.

#### 3.1 Auswertung einschlägiger Szenarien

Zur Szenariendefinition wurden folgende Studien ausgewertet, welche in Abbildung 3-1 gegenübergestellt sind:

- die vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegebene „Leitstudie 2009“ (Nitsch et al., 2009)
- das Szenario der Bundestagsfraktion der Grünen „Energie 2.0“ (Künast et al, 2007)
- die Strom-Ausbauprognose des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft“ (BEE, 2009)
- die Greenpeace Studie „Klimaschutz Plan B: Nationales Energiekonzept bis 2020“ (Barzantny et al, 2007)

Abbildung 3-1:  
Ausbau der installierten Nennleistung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in GW für die 5 zugrunde gelegten Szenarien.  
Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Nitsch et al., 2009; Künast et al, 2007; BEE, 2009; Barzantny et al, 2007).



### 3.2 Auswahl eines Ausbauszenarios von erneuerbaren Energien

Die Leitstudie 2009 beschreibt detailliert verschiedene mögliche Entwicklungen der erneuerbaren Energien und des Bruttostromverbrauches für Deutschland. Das sog. „Leitszenario 2009“ beschreibt eine Entwicklung bis 2050, die eine Verminderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen auf 20% des Wertes von 1990 erreicht. Vorgeesehen ist neben dem Ausbau erneuerbarer Energien im Inland der Stromimport aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland. Das Szenario Greenpeace Plan B übertrifft die Leitstudie in den Ausbauannahmen. Für das Szenario des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) sind lediglich Zahlen bis 2020 veröffentlicht, diese sehen jedoch bis 2020 einen so deutlich höheren Ausbau der installierten EE Leistung vor, dass für 2050 eine über der Leitstudie und dem Greenpeace Szenario liegende installierte Leistung zu erwarten ist.

Als Szenario für die Berechnungen wird die Entwicklung des inländischen Ausbaus der erneuerbaren Energien nach der Leitstudie ohne Berücksichtigung des Imports erneuerbaren Stroms angenommen. In Tabelle 3-1 sind die installierten Leistungen bzw. die Jahresenergie (Biomasse) angegeben. Der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch beträgt im Jahr 2050 für dieses Szenario ca. 75%.

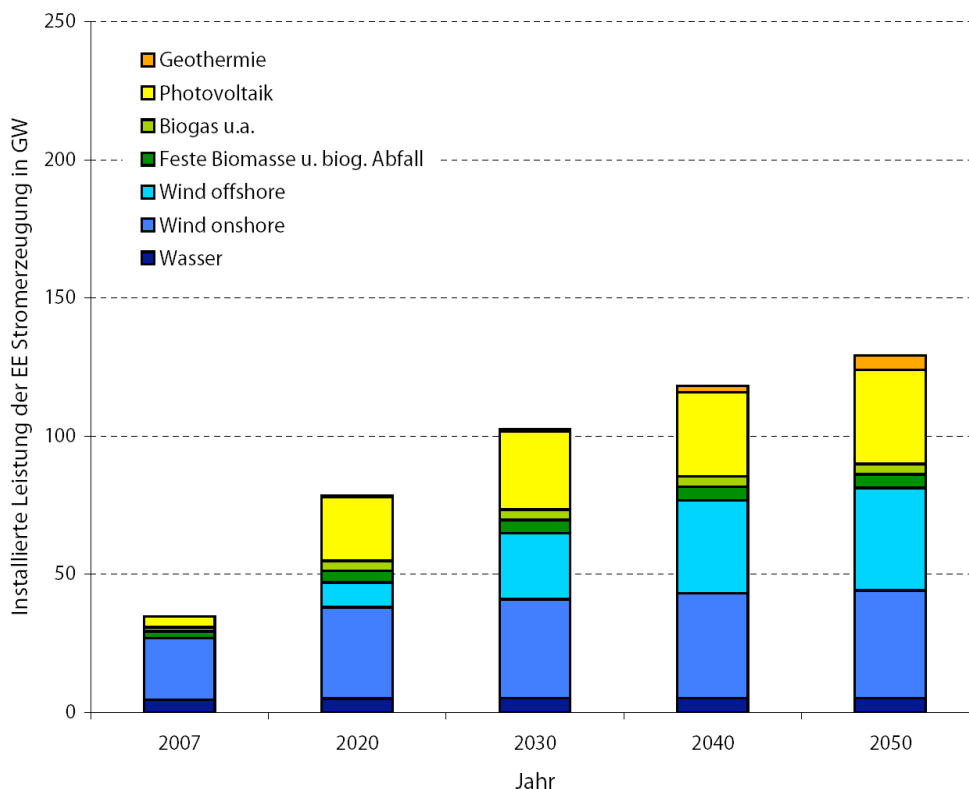
Auch wenn einige Annahmen der Leitstudie (z.B. Ausbau der Photovoltaik) in absehbarer Zeit übertroffen werden können, wird auf die Berechnung eines zweiten progressiveren Szenarios verzichtet, da in den Auswertungen dieselben Effekte auftreten wie in dem untersuchten Szenario nach der Leitstudie, nur dass der Zeitpunkt dieser Effekte früher eintritt.



Tabelle 3-1:  
Installierte Leistung/Energie der EE-Stromerzeugung für das Szenario „Leitstudie“

Installierte Leistung / Energie der EE-Stromerzeugung		2007	2020	2030	2040	2050
<b>Wind</b>	<b>GW</b>	22,2	41,9	59,7	71,5	76,0
	onshore	22,2	32,9	35,9	38,0	39,0
	Offshore	0,0	9,0	23,8	33,5	37,0
<b>Wasser</b>	<b>GW</b>	4,7	5,1	5,2	5,2	5,2
<b>Geothermie</b>	<b>GW</b>	0,0	0,3	1,0	2,3	5,3
<b>PV</b>	<b>GW</b>	3,8	23,2	28,4	30,5	34,0
<b>Bioenergie gesamt</b>	<b>TWh</b>	22,8	50,6	55,3	56,3	56,6
	<b>GW</b>	4,0	7,9	8,5	8,7	8,7
feste Biomasse u. biog. Abfall	TWh	13,1	25,5	29,1	30,0	30,3
	GW	2,4	4,2	4,7	4,9	5,0
Biogas u.a.	TWh	9,7	25,1	26,2	26,3	26,3
	GW	1,5	3,6	3,8	3,8	3,8
<b>EE gesamt</b>	<b>GW</b>	<b>33,9</b>	<b>78,3</b>	<b>102,6</b>	<b>118,3</b>	<b>129,3</b>

Abbildung 3-2:  
Aufschlüsselung der installierten Nennleistung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in GW für das verwendete Szenario. Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Nitsch et al., 2009).



Die installierte Leistung der EE-Stromerzeugung im verwendeten Szenario ist in Abbildung 3-2 aufgezeigt. Ein moderater Ausbau der Windenergienutzung Onshore und der Wasserkraft wird begleitet von einem sehr starken Ausbau der Offshore Windenergie und der Photovoltaik. Ebenfalls zunehmend ist die installierte Leistung von Biogasan-

lagen und Geothermie Kraftwerken. Die dominierende erneuerbare Energiequelle ist die Windenergie.

### 3.3 Entwicklung des Bruttostromverbrauchs

Die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs wird gemäß den Annahmen zur Energieeffizienz und volkswirtschaftlichen Entwicklung aus dem Leitszenario der Leitstudie 2009 übernommen. Dabei werden die zusätzlichen Verbraucher Wasserstoffherzeugung und Elektromobilität nicht berücksichtigt. Diese Annahme begründet sich einerseits darin, dass in der gegenwärtigen politischen und wissenschaftlichen Diskussion eine Marktreife für den Einsatz von Wasserstoff im Verkehrsbereich nicht abzusehen ist. Weitere Fragen ergeben sich aus der notwendigen Infrastrukturellen Entwicklung für den Energieträger Wasserstoff und den damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten. Auf der anderen Seite ist in der gegenwärtigen Diskussion der Stellenwert der Elektromobilität gestiegen. Der Einfluss dieser Technik auf den Lastverlauf ist aber derzeit schwer abzuschätzen und wird deshalb gesondert in Kapitel 7 betrachtet. Die Leitstudie 2009 eignet sich für die Annahme der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs, da sie auf mögliche Effizienzinsparungen im Stromsektor eingeht und plausible Annahmen zur Entwicklung des Bevölkerungswachstums und des Bruttoinlandsprodukts trifft. Durch Energieeffizienzmaßnahmen sinkt im Leitszenario 2009 der Bruttostromverbrauch bis 2050 um etwa 100 TWh gegenüber dem Jahr 2007 deutlich ab.

Tabelle 3-2:  
Bruttostromverbrauch  
nach Leitstudie.  
Quelle: (Nitsch et al.,  
2009).

<b>Bruttostromverbrauch</b>		<b>2007</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Bruttostromverbrauch (inklusive Pumpstromverbrauch, Elektromobilität und Wasserstoffherzeugung)	TWh	617,5	557	540	558	599
Verbrauch für Wasserstoffherzeugung	TWh	0	0	10	33	75
Verbrauch Elektromobilität	TWh	0	2,44	4,89	7,89	12,22
<b>Bruttostromverbrauch abzüglich Verbrauch für Elektromobilität und Wasserstoffherzeugung = Angenommener Stromverbrauch in den Szenarien</b>	<b>TWh</b>	<b>617,5</b>	<b>554,6</b>	<b>525,1</b>	<b>517,1</b>	<b>511,8</b>

### 3.4 Fazit zum Ausbauszenario

Das anerkannte Szenario der Leitstudie 2009 wird verwendet, um weitergehende Berechnungen auf Basis der Simulation der Einspeisung erneuerbarer Energien durchführen zu können. Aufgrund der Unsicherheiten der Entwicklung von EE-Importen (v.a. aus der Mittelmeerregion) und zusätzlichen Verbrauchern wie Wasserstoff und Elektromobilität - sowohl in hinsichtlich der möglichen Entwicklung als auch hinsichtlich des Erzeugungs- bzw. Verbrauchsverhaltens - werden diese Aspekte der Leitstudie 2009 nicht in die Simulationen über-

nommen. Ihre Auswirkung auf die EE-Integration werden gesondert in einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 7 bewertet.

Des Weiteren wird für die Entwicklung der Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke der mittlere Preisfad der Leitstudie 2009 für die Entwicklung von Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten zugrunde gelegt.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass einerseits durch einen möglichen progressiveren Ausbau der erneuerbaren Energien die Anforderungen an die EE-Integration schon früher, oder andererseits bei nicht Erreichen der Effizienzmaßnahmen auch später eintreffen können. Dennoch ist davon auszugehen, dass anhand der Leitstudie 2009 die Auswirkungen der zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energien auf die Energiewirtschaft bewertet werden können und durch die Wahl weiterer Szenarien keine neuen Erkenntnisse generiert werden können. Die Effekte und Herausforderungen der Integration erneuerbarer Energien stellen sich bei einem Übergang zu einer regenerativen Energiewirtschaft ohnehin.

## 4 Modellbeschreibung und Simulation der erneuerbaren Einspeisung

Um die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Energiewirtschaft und die Anforderungen zu ihrer Integration bewerten zu können ist eine möglichst genaue Bestimmung ihrer Einspeise-Charakteristik erforderlich. Dazu ist eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Simulation der EE-Einspeisung notwendig. In diesem Kapitel wird das am Fraunhofer IWES entwickelte Simulations-Modell SimEE beschrieben. Die derart ermittelten Summenganglinien der kumulierten Einspeisung der einzelnen Technologie bilden die Grundlage für die weitergehenden Analysen. Es wird Entwicklung der EE-Einspeisung und der verbleibenden vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden residuale Last dargestellt. Neben der EE-Einspeisung bildet die Simulation der Lastdeckungsoption von Pumpspeichern die Basis für die weitergehende energiewirtschaftliche Bewertung. Deshalb werden an dieser Stelle die Funktionsweise des Pumpspeichermodells und der Einfluss von PSW auf die residuale Last dargestellt.

Die Einspeisung der erneuerbaren Energien in den Szenariojahren wird anhand eines exemplarischen Jahresverlaufs auf Basis der meteorologischen sowie hydrologischen Daten des Jahres 2007 simuliert. Die Lastganglinien der Szenariojahre werden durch Skalierung der Lastganglinie 2007 (nach UCTE, 2009) auf den Bruttostromverbrauch des jeweiligen Jahres generiert. Die Erzeugung der Zeitreihen der stündlichen Einspeisung von Wind, Wasser, Photovoltaik, Biomasse und Geothermie für die Szenariojahre wird im Folgenden beschrieben. Zu Grunde gelegt werden die in der Szenariodefinition angeführte Entwicklung der installierten Leistungen bzw. der Jahresenergieerzeugung.

### 4.1 Simulation der Windkrafteinspeisung

Meteorologische Eingangsdaten der Windkraftsimulation bilden die Windgeschwindigkeiten auf einem 14 km x 14 km (3027 Pixel) Raster innerhalb Deutschlands. Die regionale Verteilung der installierten Windleistung wird auf Basis des aktuellen Windkraftanlagenbestandes (Stand 2009) sowie eines Szenarios für die Installation neuer Anlagen erzeugt. Für die regionale Verteilung des Zubaus werden als Standortfaktoren die verfügbare Fläche (Städte, Naturschutzgebiete und Ähnliches werden ausgeschlossen) sowie die Windressource berücksichtigt. Es wird ein gradueller Zuwachs der Nabenhöhen für neue Anlagen angenommen.

Die Leistungsabgabe der Windkraftanlagen wird auf Basis der Leistungskennlinien des Anlagenbestandes 2009 sowie der Kennlinien der

zugebauten Anlagen berechnet. Die Leistungskennlinien der Windkraftanlagen werden mit einer Normalverteilung geglättet um Fluktuationen der Windgeschwindigkeiten im Substundenbereich sowie im Subpixel Bereich Rechnung zu tragen. Ebenso werden aerodynamische Verluste durch Abschattung von Windkraftanlagen in Windparks berücksichtigt. Für die Simulation wird die installierte Leistung am Ende jedes Szenariojahres zu Grunde gelegt, die in Tabelle 3-1 aufgeführt wurde.

## 4.2 Simulation der PV-Einspeisung

Das Modell für die PV-Erzeugung hat ebenso wie das Windmodell eine örtliche Auflösung von 14 km x 14 km. Die solaren Einstrahlungsdaten (horizontale Globalstrahlung) entstammen dem Helioclim-3 Datensatz (SODA, 2009). Für die Simulation des Wirkungsgradrückgangs der Solarmodule bei erhöhter Temperatur werden Temperaturdaten des DWD verwendet. Das Modell berücksichtigt unterschiedliche Anlagenkonfigurationen (Modulausrichtung und Neigung, Montageart etc.) mit einem statistischen Ansatz, der auf Auswertungen des deutschen Anlagenbestands basiert. Für die Wechselrichter und Module werden die Modelle von (Schmidt et al., 1996) bzw. (Beyer et al, 2004) verwendet. Die Aufteilung der zurzeit installierten Kapazität basiert auf den Stammdaten des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). Die räumliche Verteilung des Zubaus wird über eine Korrelation mit der solaren Ressource und der Bevölkerungsdichte simuliert.

## 4.3 Erzeugung der Wasserkraftsummenganglinie

Eingangsdaten für die Erzeugung der Wasserkrafteinspeisung bilden tagesmittlere Wasserdurchflussraten an kraftwerksnahen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter von Bund und Ländern an den für die Simulation betrachteten deutschen Flüssen. Es werden Abflussraten der Flüsse berücksichtigt, für die im Jahr 2004 Anlagen größer 1 MW verzeichnet sind. Zur Berücksichtigung der fehlenden Kraftwerksleistung wird die simulierte Einspeisung auf die vorgegebene Jahresenergie in den Szenariojahren hochskaliert.

## 4.4 Erzeugung der Biomassesummenganglinie

Die Biomasseeinspeisung wird auf Basis der durch die Szenarien vorgegebenen Jahresenergie aus Biomasse simuliert. Dabei wird der Anlagenbestand aufgeteilt. Es wird zwischen Anlagen mit geringem KWK-Anteil und konstanter Einspeisung (Teil fester Biomasse – vor allem Altholz-Heizkraftwerke, Biogas mit Vor-Ort-Verstromung) und Anlagen mit hohem KWK-Anteil und wärmegeführter Betriebsweise (Teil fester Biomasse, Biomethan-BHKW - Biogas mit Einspeisung ins Erdgasnetz) unterschieden. Basierend auf den Jahres-

Temperaturwerten wird mittels der Gradtagzahl-Methode der durchschnittliche Wärmelastverlauf ermittelt. Mittels Annahmen typischer Volllaststundenzahlen der einzelnen Technologien – und damit einer Trennung in Wärmebereitstellung durch Spitzenlastkessel und durch KWK - werden die Summenganglinien der wärmegeführten Anlagen bestimmt. Somit kann in der Heizperiode mehr Strom als im Sommer erzeugt werden.

#### **4.5 Erzeugung der Geothermiesummenganglinie**

Die Geothermieeinspeisung wird aggregiert auf Basis der durch die Szenarien vorgegebenen Leistung simuliert. Analog zur Ermittlung der Biomassesummenganglinien wird zwischen wärmegeführten Anlagen und Anlagen mit konstanter Einspeisung unterschieden. Im Fall der wärmegeführten Anlagen bildet die Temperatur des Thermalwassers die Physikalische Eingangsgröße. Um in Abhängigkeit des Heizbedarfs Wärme aus dem Thermalwasserstrom auszukoppeln, wird zwischen Reihenschaltung von Kraftwerk und Heizwerk im Sommer und Parallelschaltung im Winter unterschieden. Im Gegensatz zur Bioenergie kann dementsprechend im Sommer ein höherer Stromanteil als in der Heizperiode erreicht werden.

#### 4.6 Ergebnisse der Simulation der EE-Summenganglinien

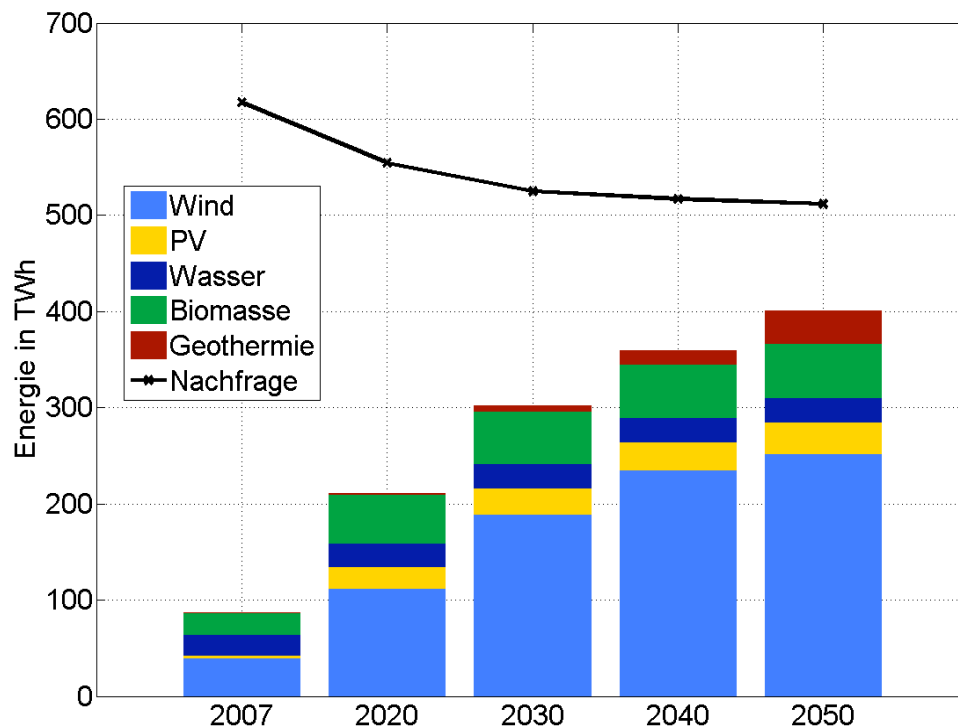
Die sich aus der Simulation der erneuerbaren Einspeisung ergebende Jahresenergieerzeugung sowie die Volllaststunden sind für die einzelnen EE-Erzeuger in Tabelle 4-1 zusammengefasst.

Tabelle 4-1: Zusammenfassung der Ergebnisse der simulierten Summenganglinien für die unterschiedlichen Erzeuger.  
Quelle: Eigene Berechnungen.

		2007	2020	2030	2040	2050
Last	Maximale Nachfrage	92,2 GW	82,8 GW	78,4 GW	77,2 GW	76,4 GW
	Energieverbrauch	617,5 TWh	554,6 TWh	525,1 TWh	517,1 TWh	511,8 TWh
Wind onshore	Installierte Kapazität	22,2 GW	32,9 GW	35,9 GW	38 GW	39 GW
	Maximaleinspeisung	18,3 GW	22,1 GW	24,9 GW	26,3 GW	27 GW
	Jahresarbeit	39,6 TWh	75,8 TWh	93,0 TWh	99,1 TWh	102,4 TWh
	Volllaststunden	1782 h	2304 h	2590 h	2609 h	2626 h
Wind offshore	Installierte Kapazität	0 GW	9,0 GW	23,8 GW	33,5 GW	37 GW
	Maximaleinspeisung	0 GW	8,5 GW	22,5 GW	31,7 GW	35 GW
	Jahresarbeit	0 TWh	36,5 TWh	96,5 TWh	135,9 TWh	150,0 TWh
	Volllaststunden	0 h	4055 h	4055 h	4055 h	4055 h
PV	Installierte Kapazität	3,8 GW	23,2 GW	28,4 GW	30,5 GW	34,0 GW
	Maximaleinspeisung	2,8 GW	16,9 GW	20,8 GW	22,4 GW	25,0 GW
	Jahresarbeit	3,6 TWh	22,1 TWh	27,3 TWh	29,5 TWh	33,0 TWh
	Volllaststunden	947 h	953 h	961 h	966 h	970 h
Wasser	Installierte Kapazität	4,7 GW	5,1 GW	5,2 GW	5,2 GW	5,2 GW
	Maximaleinspeisung	3,4 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,9 GW	4,0 GW
	Jahresarbeit	21,3 TWh	24,5 TWh	24,8 TWh	24,9 TWh	25,0 TWh
	Volllaststunden	4521 h	4804 h	4769 h	4788 h	4807 h
Biomasse	Installierte Kapazität	4,0 GW	7,9 GW	8,5 GW	8,7 GW	8,7 GW
	Maximaleinspeisung	2,6 GW	7,1 GW	7,9 GW	8,3 GW	8,5 GW
	Jahresarbeit	22,8 TWh	50,7 TWh	55,3 TWh	56,3 TWh	56,7 TWh
	Volllaststunden	5700 h	6417 h	6503 h	6472 h	6512 h
Geothermie	Installierte Kapazität	0 GW	0,3 GW	1,0 GW	2,3 GW	5,3 GW
	Maximaleinspeisung	0 GW	0,3 GW	0,9 GW	2,1 GW	4,9 GW
	Jahresarbeit	0 TWh	1,54 TWh	5,5 TWh	13,8 TWh	33,3 TWh
	Volllaststunden	0 h	5146 h	5518 h	5984 h	6287 h

Abbildung 4-1 veranschaulicht die Entwicklung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und des Strombedarfs. Es wird ersichtlich, dass vor allem die Windenergienutzung deutlich zunimmt, da sie derzeit mit der Wasserkraft die kostengünstigste Art der regenerativen Stromerzeugung ist und über große Potentiale in Deutschland verfügt.

Abbildung 4-1:  
Entwicklung der Gesamteinspeisung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Last.  
Quelle: eigene Berechnungen.



Das Saisonale Zusammenspiel von Windeinspeisung und Stromverbrauch ist in Abbildung 4-2, Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 deutlich zu erkennen, was ein positiver Aspekt der EE Stromeinspeisung ist. Die Energieerzeugung der erneuerbaren Energien ist, bis auf einen Fall im Jahr 2050, im Monatsmittel immer niedriger als der Bedarf. Im Jahr 2050 deckt die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in jedem Monat mehr als die Hälfte des Energiebedarfs. Im windstarken Monat Januar ist im Monatsmittel die Einspeisung aus erneuerbaren Energien sogar höher als die Last (siehe Abbildung 4-4).

In der stündlich aufgelösten Darstellung sieht die Situation anders aus (siehe Abbildung 4-5: Zeitreihe der Last und der kumulierte EE Einspeisung für das Jahr 2007 Abbildung 4-5, Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7). Während im Monatsmittel die Einspeisung aus erneuerbaren Energien stets geringer war als der monatliche Energieverbrauch gibt es im stündlichen Mittel einige Situationen, in welchen die regenerative Einspeisung die aktuelle Last übersteigt. Im Jahr 2050 haben solche Überschüsse einen beträchtlichen Anteil.



Abbildung 4-2:  
 Monatliche EE-  
 Einspeisung und  
 Energiebedarf für  
 das Jahr 2007.  
 Quelle: eigene  
 Berechnungen.

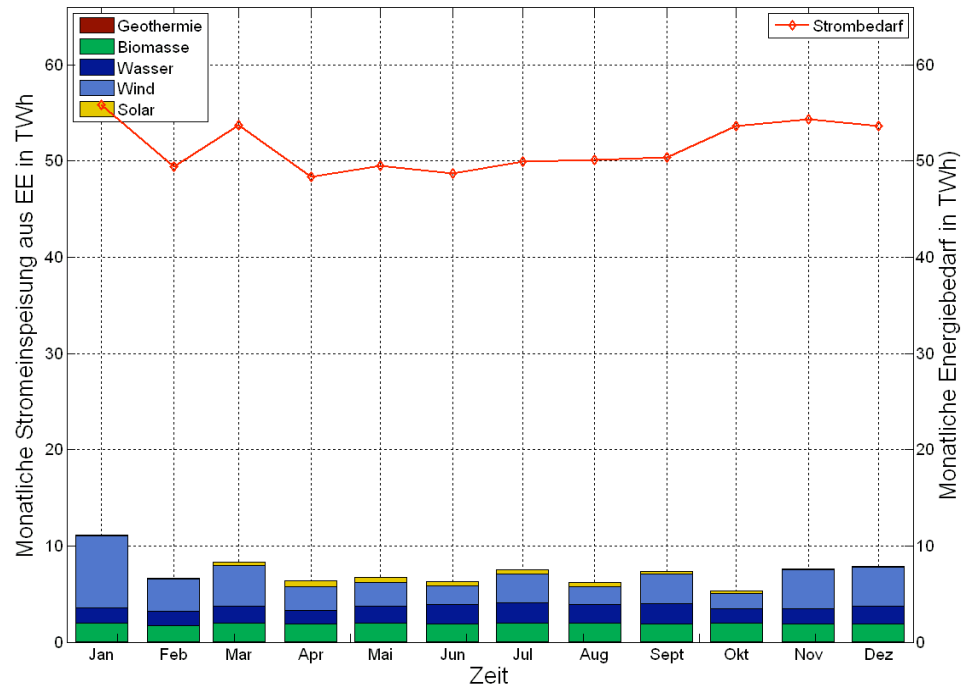


Abbildung 4-3:  
 Monatliche EE-  
 Einspeisung und  
 Energiebedarf für  
 das Jahr 2020.  
 Quelle: eigene  
 Berechnungen.

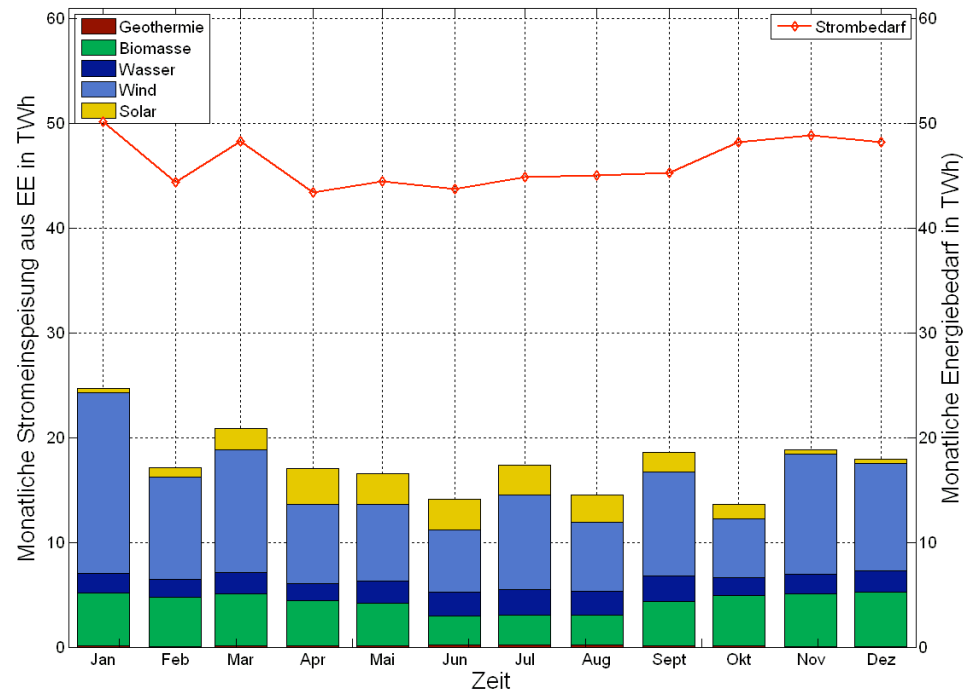


Abbildung 4-4:  
 Monatliche EE-  
 Einspeisung und  
 Energiebedarf für  
 das Jahr 2050.  
 Quelle: eigene  
 Berechnungen.

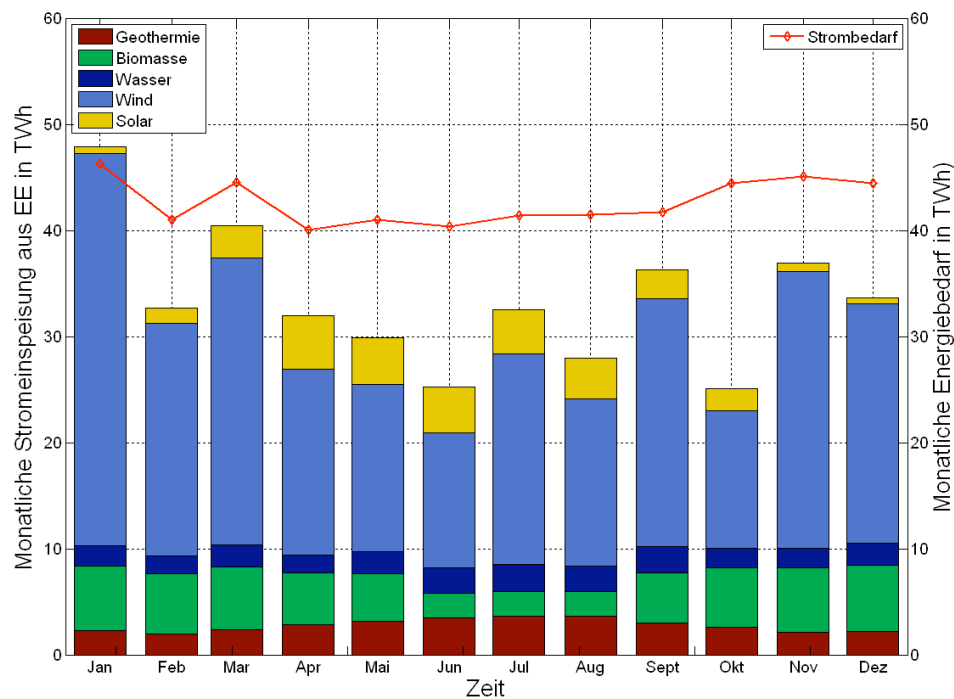


Abbildung 4-5:  
 Zeitreihe der Last  
 und der kumulier-  
 te EE Einspeisung  
 für das Jahr 2007.  
 Quelle: eigene  
 Berechnungen.

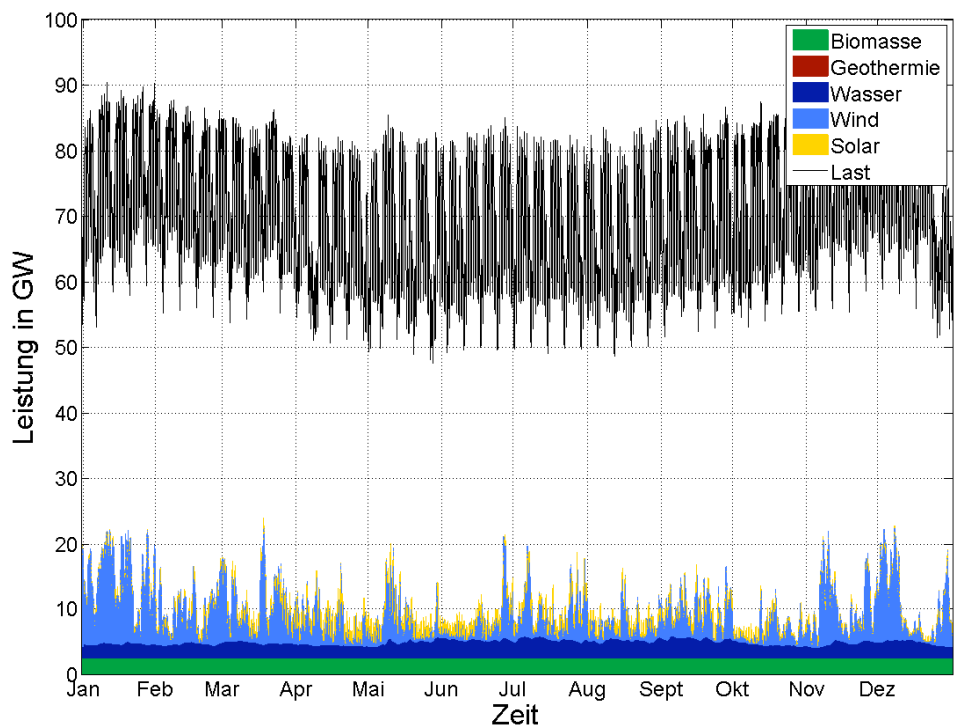


Abbildung 4-6:  
Zeitreihe der Last und der kumulier-  
te EE Einspeisung  
für das Jahr 2020.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.

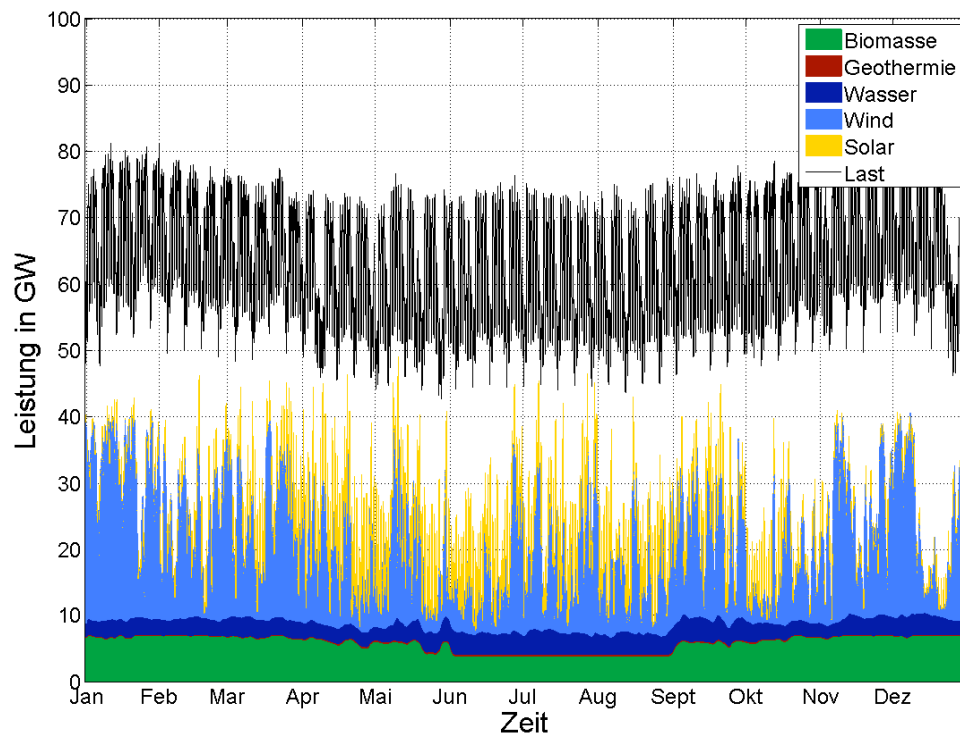
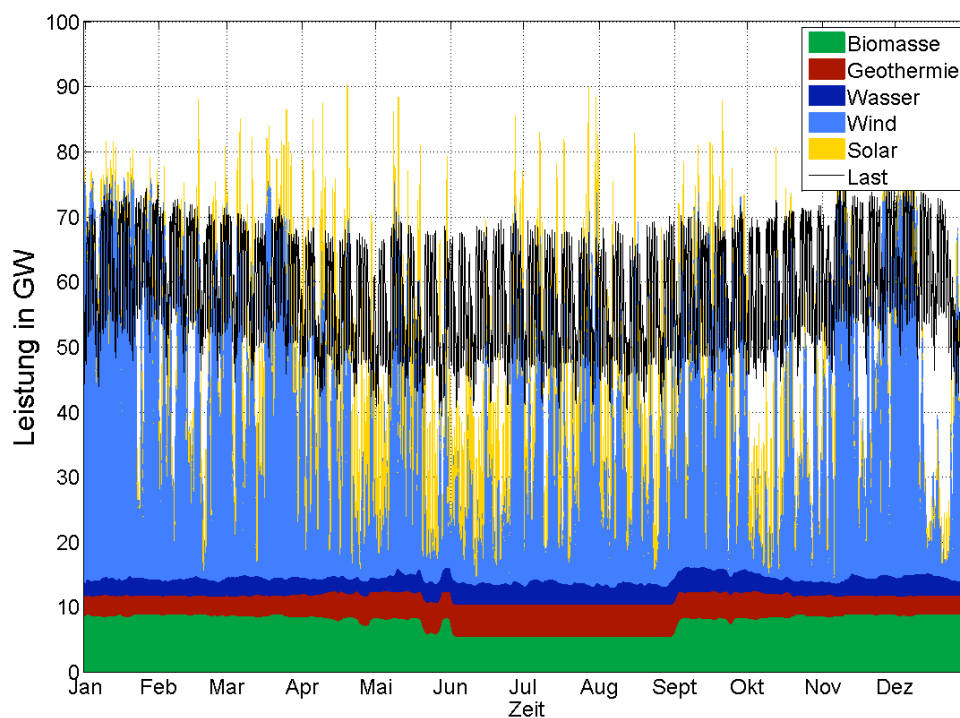


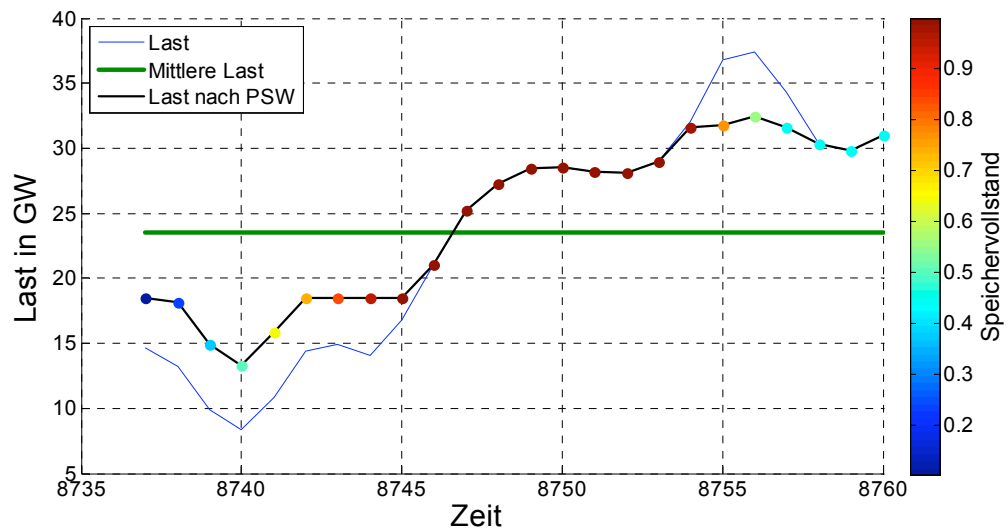
Abbildung 4-7:  
Zeitreihe der Last und der kumulier-  
te EE Einspeisung  
für das Jahr 2050.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.



#### 4.7 Simulation des Einsatzes von Pumpspeicherwerken

Der Speicher wird dynamisch simuliert mit einem aggregierten Ansatz: alle Pumpspeicherwerke in Deutschland werden vereinfacht als ein einzelner Speicher modelliert, der als Tagesspeicher eingesetzt wird. In Abbildung 4-8 ist der Simulationsansatz des Pumpspeichersmodells dargestellt.

Abbildung 4-8:  
Prinzip der Simulation der aggregierten Pumpspeicherwerke - Jahresauschnitt. Quelle: eigene Darstellung.



Pumpspeicherwerke werden sowohl für Regelenergie als auch zur Lastglättung (Energieausgleich) eingesetzt. In dieser Studie werden Pumpspeicherwerke (PSW) für letztere Zwecke simuliert (Erläuterung dazu siehe Kapitel 8), d.h. das übergeordnete Ziel des Tagespumpspeichers ist die Lastglättung - die Verschiebung von Lastspitzen in Lasttäler.

Das Modell wird auf die Residuallast und EE-Überschüsse angewandt, um die Effekte von Pumpspeicherwerken quantitativ zu untersuchen (Kapitel 5 bis 8).

Die Priorität für den Einsatzzeitpunkt des PSW in der Lastglättung ist durch eine lastabhängige Preisfunktion gegeben, wobei extreme Werte zuerst ausgeglichen werden und PSW ebenso kleinere als auch größere Lastschwankungen ausgleichen sollen. Der kostenoptimale Fahrplan wird jeweils über einen Zeithorizont von 72 Stunden berechnet, was der Zeit einer realistischen Wettervorhersage und damit einer Residuallastprognose entspricht (Zeithorizont der DWD Vorhersage).

Der Einfluss des Tagesspeichers auf die residuale Last ist exemplarisch für die Wochen der minimalen und maximalen residualen Last für die Jahre 2007 und 2050 in Abbildung 4-9 bis Abbildung 4-12 dargestellt.

Der Effekt der Lastglättung durch Pumpspeicher und die Minderung der Belastungen für konventionelle Kraftwerke bezüglich ihrer Flexibilität wird daraus deutlich.

Abbildung 4-9: Effekt der Tages-speicher auf die residuale Last während der Woche der minimalen residualen Last für das Jahr 2007. Quelle: eigene Berechnungen.

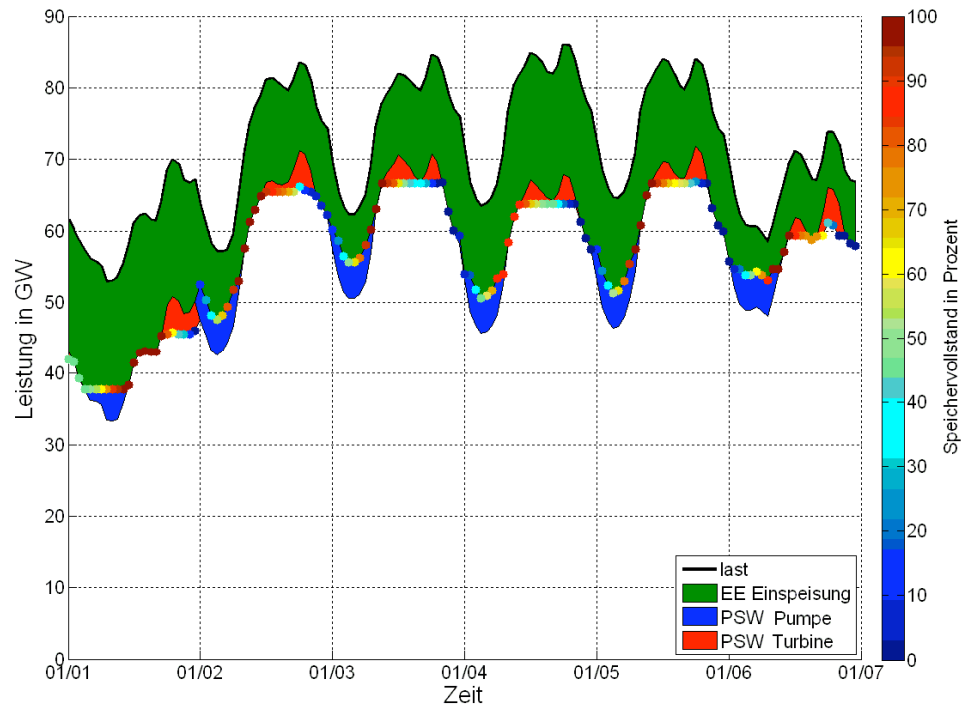
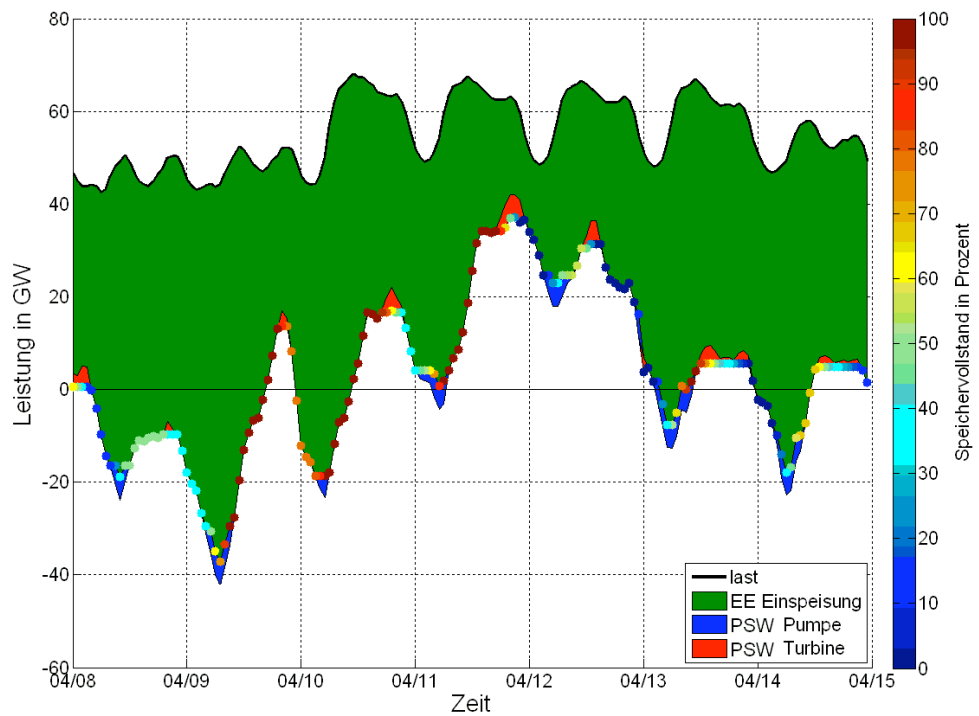


Abbildung 4-10: Effekt der Tages-speicher auf die residuale Last während der Woche der minimalen residualen Last für das Jahr 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



Ferner wird aus diesen Abbildungen ersichtlich, dass das Pumpspeichermodell auf einer Leistungsgrenze basiert. Für jede Spitze (bzw. jedes Tal) wird vom Optimierungsalgorithmus eine Leistung errechnet, über denen (bzw. unter denen) der Speicher entladen bzw. geladen wird.

Die Ergebnisse der Simulation sind von den Modellannahmen abhängig. Beispielsweise kann ein anderer Fahrplan gewählt werden, der die Arbeit des Pumpspeichers maximiert oder den Pumpspeicher für Regenergie vorhält. Der verwendete Ansatz beinhaltet eine Optimierung des wirtschaftlichen Einsatzes des Speichers im Betriebsmodus „Lastausgleich“.

Tagesspeicher tragen zur Reduktion der Schwankungen der residualen Last bei. Zum Zeitpunkt der maximalen residualen Last reduziert der Tagesspeicher die Höchstlast in Höhe seiner Turbinenleistung (s. Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12). Auf die gleiche Weise erhöht der Tagesspeicher den minimalen Wert der residualen Last in Höhe seiner Pumpleistung (s. Abbildung 4-9 und Abbildung 4-10).

Für das Jahr 2050 führt der Pumpbetrieb des Tagesspeichers nach dem verwendeten Szenario zur einer Reduzierung der negativen Last und wird daher zu einer Vermeidung des Abregelns von EE Einspeisung beitragen.

Abbildung 4-11: Effekt der Tages-speicher auf die residuale Last während der Woche der maximalen residualen Last für das Jahr 2007. Quelle: eigene Berechnungen.

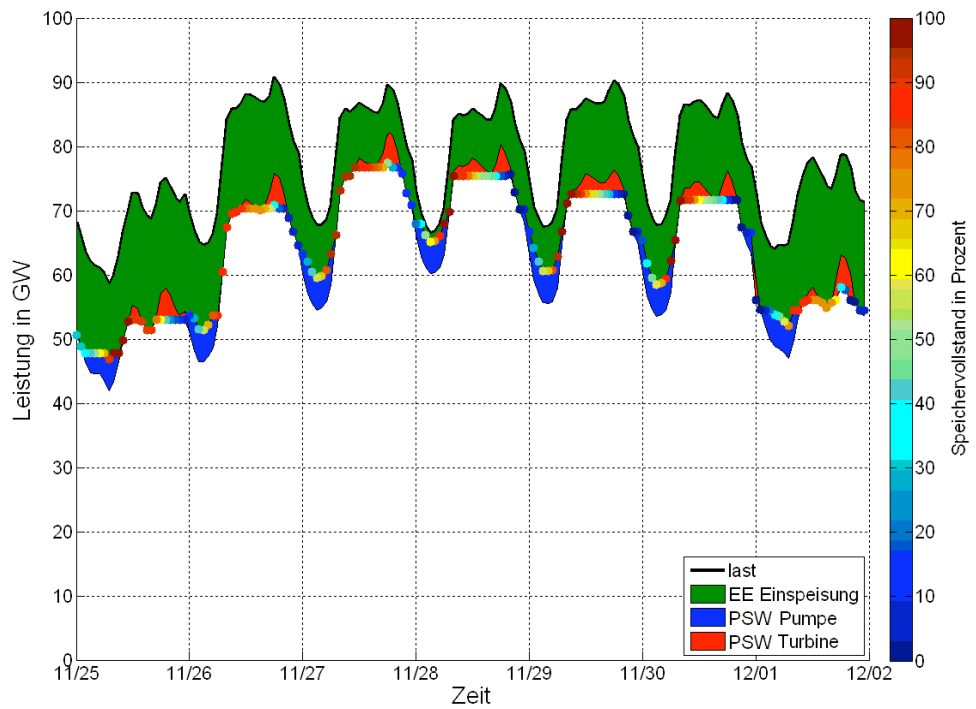
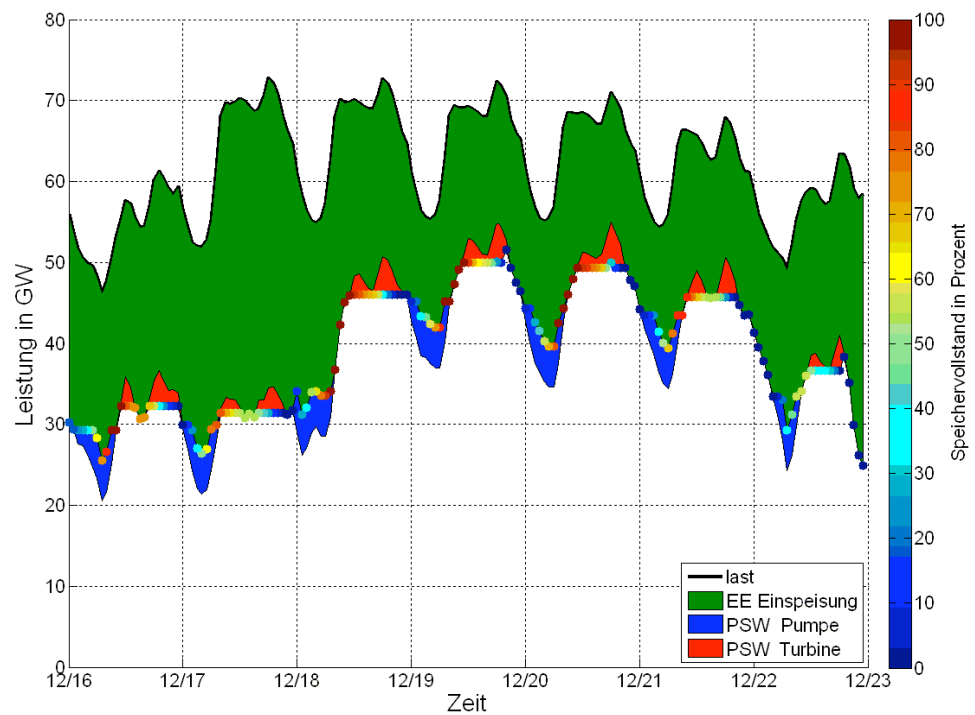


Abbildung 4-12: Effekt der Tages-speicher auf die residuale Last während der Woche der maximalen residualen Last für das Jahr 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



## 5 Analyse von Last und erneuerbarer Erzeugung

In diesem Kapitel werden grundsätzliche Effekte der zunehmenden EE-Einspeisung auf die verbleibende residuale Last dargestellt. Unabhängig von der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks können so allgemeingültige Aussagen über die Entwicklung des Bedarfs der klassischen energiewirtschaftlichen Lastbereiche Grund-, Mittel-, und Spitzenlast und die zeitliche Auflösung der Zunehmenden Fluktuationen getroffen werden. Es wird bewertet inwiefern zukünftig Bedarf an zusätzlichen Spitzenlastkapazitäten und im Fall von EE-Überschüssen zusätzlichen Verbrauchern besteht.

Speicher sind grundsätzlich für diesen Einsatz gut geeignet. Sie werden jedoch aufgrund der begrenzten Speicherkapazität in ihrem Einsatz begrenzt. Deswegen ist zusätzlich die zeitliche Abfolge der Fluktuationen zu bestimmen. Dabei wird die Entwicklung der Leistungs- und Arbeitsanteile der Fluktuationen im Tages-, Wochen- und Monatsbereich analysiert. Daraus können Rückschlüsse über die Eignung von Tagesspeicher wie Pumpspeicher oder Langzeitspeichern für die EE-Integration getroffen werden. Abschließend wird durch eine Simulation der Lastdeckung von Pumpspeichern die Lastdeckung unter Berücksichtigung der begrenzten Speicherkapazität ermittelt. Dadurch können generelle Aussagen über die Eignung von Pumpspeichern zum Lastausgleich und zur EE-Integration getroffen werden.

### 5.1 Analyse der residualen Last

Laut EEG hat die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Vorrang vor konventionellen Stromerzeugern. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Vorrang in Zukunft bestehen bleibt. Die Option der nachfrageorientiert einspeisenden Biomasse wurde hier nicht berücksichtigt. Insofern handelt es sich bei der simulierten Stromproduktion aus Windkraft, PV, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie um „must run“ Erzeugung. Der Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks und von Speichern richtet sich dementsprechend nach dem Restbedarf, also der Last abzüglich der „must run“ Erzeugung (im Folgenden „Residuallast“). Die konventionelle Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung ist bei wärmegeführten Anlagen ebenfalls stromseitig nicht lastabhängig regelbar und stellt in diesem Sinne eine „must run unit“ dar. Hier soll zunächst jedoch nur die Entwicklung der Residuallast als Differenz aus Nachfrage und erneuerbarer Einspeisung betrachtet werden (siehe Abbildung 5-1). Die Kraft-Wärme-Kopplung findet zusammen mit der Simulation des konventionellen Kraftwerksparks in Kapitel 8 Berücksichtigung.



## Analyse von Last und erneuerbarer Erzeugung

Abbildung 5-1:  
Definition und Berechnungsschritt der residualen Last. Quelle: eigene Darstellung.

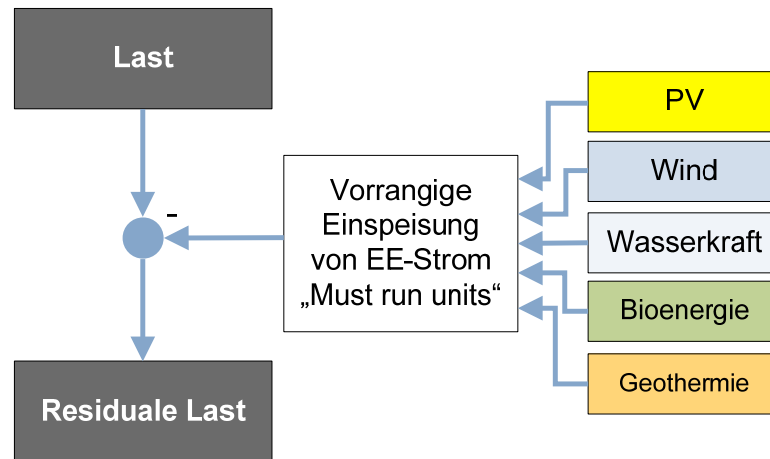


Abbildung 5-2 zeigt die stündliche Residuallast für die Jahre 2007 bis 2050. Mit zunehmender EE-Stromeinspeisung nimmt die residuale Last ab. Der zeitliche Verlauf wird mehr und mehr von meteorologischen Parametern bestimmt und weicht zunehmend vom typischen Sommer-Winter Verlauf und der Mittags-Abendspitzen Charakteristik der heutigen Last ab. Es zeigt sich eine Verbreiterung des Schwankungsbereiches der Residuallast. Ab 2030 können auch negative Werte der Residuallast auftreten, d.h. die erneuerbare Erzeugung übersteigt den Bedarf.

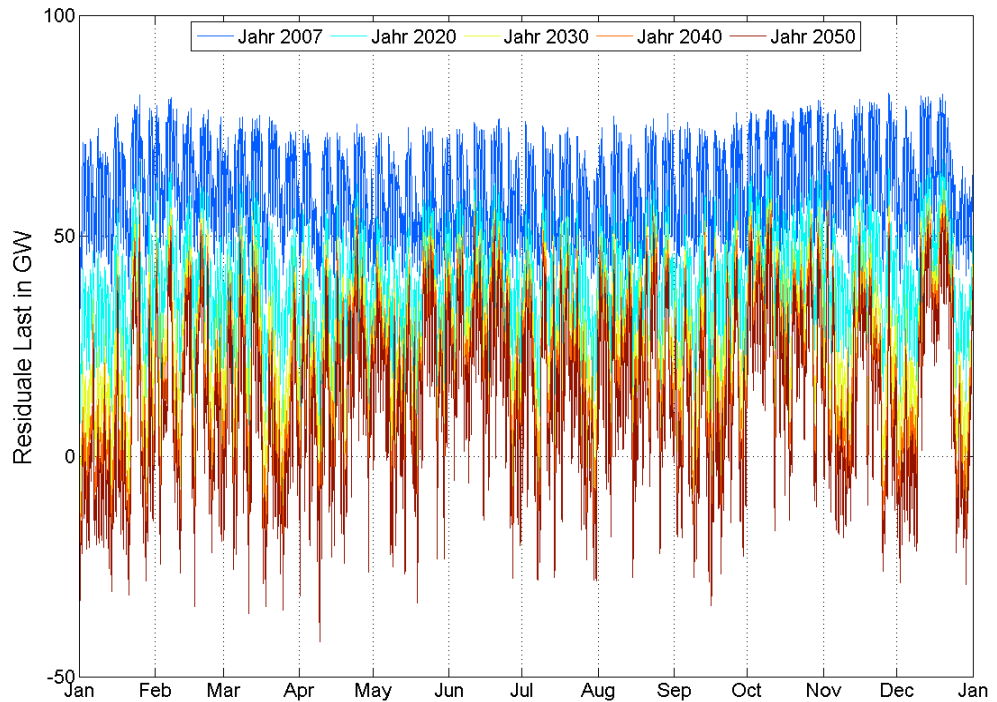
In Tabelle 5-1 sind die wichtigsten Parameter der Residuallast für die verschiedenen Szenariojahre zusammengefasst.

Tabelle 5-1: Übersicht über die statistischen Eigenschaften der Residualen Last für die Szenariojahre. Quelle: eigene Berechnungen.

	2007	2020	2030	2040	2050
Mittelwert	60,5 GW	39,2 GW	25,4 GW	18,0 GW	12,7 GW
Standard-Abweichung	9,9 GW	11,2 GW	14,9 GW	17,7 GW	18,9 GW
Minimalwert	33,2 GW	2,9 GW	-20,4 GW	-33,5 GW	-42,2 GW
Maximalwert	82,3 GW	67,2 GW	60,9 GW	58,1 GW	55,1 GW
Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast	0	0	373	1500	2500

Die Standardabweichung stellt dabei ein Maß für die Breite des Schwankungsbereiches dar. Diese erhöht sich um annähernd den Faktor zwei von 2007 auf 2050, was erhöhte Flexibilitätsanforderungen zur Deckung der Residuallast impliziert, die in den nachfolgenden Kapiteln diskutiert werden.

Abbildung 5-2:  
Residuallast nach dem verwendeten Szenario.  
Quelle: eigene Berechnungen.



Der Jahreshöchstwert der residualen Last wird geringer: Es findet eine Reduktion um 27 GW zwischen 2007 (82,3 GW) und 2050 (55,1 GW) statt. Die Reduktion des Bruttostromverbrauchs (siehe Kapitel 3) sowie die erneuerbarer Energien mit einer hohen gesicherten Leistung (Biogas, Laufwasserkraft und Geothermie) sind für diese Reduktion zuständig.

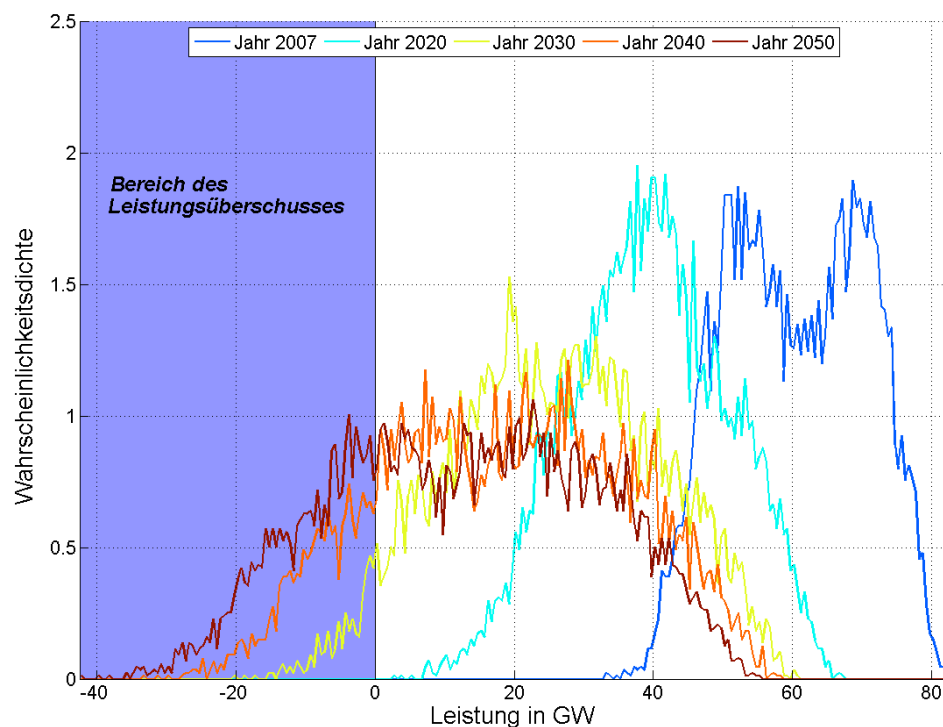
Die Verbreiterung des Wertebereiches ist deutlich in Abbildung 5-3 zu erkennen. Die Leistungsüberschüsse, welche im Falle negativer Residuallast vorliegen, sind von einer relevanten Größenordnung. Sie müssen durch Energieexport, Speichereinsatz oder Abregeln der erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Die Übertragungskapazität von Deutschland ins Ausland beträgt ca. 17 GW (siehe Kapitel 7).

Da nicht davon auszugehen ist, dass die gesamte Übertragungsleistung zum Export zur Verfügung steht und ein Abregeln der Erzeugungsanlagen erst als letzte Option in Betracht gezogen werden sollte, spielt der Einsatz von Speichern eine wichtige Rolle, da dadurch die Möglichkeit besteht die überschüssige Energie zu einem späteren Zeitpunkt, in welchem die Last die Einspeisung wieder übersteigt, abzurufen. Außerdem lässt das Laden von Speichern in Zeiten mit Strom-

überschuss sehr niedrige Strompreise vermuten, da der überschüssige Strom dem Netz auf irgendeine Weise zu entnehmen ist, um das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch aufrecht zu erhalten (siehe auch Kapitel 8).

Die Häufigkeitsdichte wird mit einem zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien breiter. Insbesondere werden die höheren Leistungsbereiche weniger häufig erreicht. Dieser Punkt ist für die Planung des konventionellen Kraftwerkparks wichtig und entscheidend für die Anzahl von Volllaststunden bzw. deren Wirtschaftlichkeit. Auf diesen Punkt wird in der Analyse des Grund-, Mittel und Spitzenlastbedarfs in Kapitel 8 eingegangen.

Abbildung 5-3: Dichtverteilung der Residuallast bei stündlich aufgelösten Zeitreihen. Quelle: eigene Berechnungen.



## 5.2 Entwicklung der benötigten Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistung und -energie

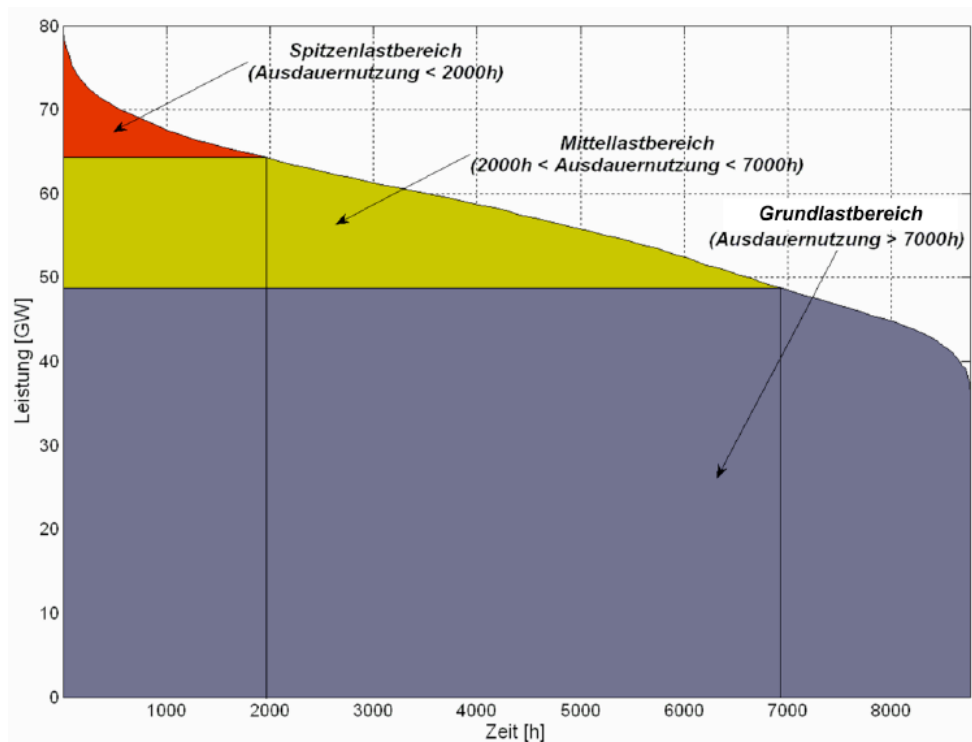
### 5.2.1 Definition von Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich

Durch die Aufteilung der Residuallast in Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich kann die notwendige Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistung und -energie, die durch Ausgleichsmaßnahmen wie Speicher und konventionelle Kraftwerke zu erbringen ist, abgeleitet werden.

Zum Grundlastleistungsbereich werden alle Leistungen gerechnet die mindestens 7000 Stunden pro Jahr benötigt werden (also Leistungen mit mindestens 7000 Volllaststunden). Analog wird der Mittellastleistungsbereich als der Bereich der Leistungen definiert, die mindestens 2000 Stunden benötigt werden und nicht durch die Grundlast ge-

deckt werden (Volllaststundenzahl von 2000 bis 7000 Stunden). Zum Spitzenlastbereich zählen die Leistungen mit einer Volllaststundenzahl bis zu 2000 Stunden. Diese Aufteilung ist in Abbildung 5-4 veranschaulicht.

Abbildung 5-4: Definition von Spitzenleistung, Mittellastleistung und Grundlastleistung - veranschaulicht anhand der Jahresdauerlinie. Quelle: eigene Berechnungen.



Die benötigte Leistung an konventionellen Erzeugern (Kraftwerke, Speicher) für den Grundlastbereich ist dementsprechend die Leistung mit einer Volllaststundenzahl von 7000 Stunden. Für den Mittellastbereich ist die benötigte Leistung die Differenz aus der Leistung mit 2000 Volllaststunden und der Grundlastleistung. Die benötigte installierte Spitzenlastleistung ist die maximale Residuallast abzüglich der Grund- und Mittellastleistung. Entsprechend der Höhe der Residualen Last im Jahresverlauf ergibt sich der Bedarf an Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastenergie eines Jahres.

### 5.2.2 Bestimmung des Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarfs

In Abbildung 5-5 bis Abbildung 5-8 ist die Residuallast entsprechend nach Volllaststunden summiert dargestellt, wie sie sich schrittweise unter Einbeziehung der einzelnen EE-Einspeisungen ergeben würde. Es wird der Einfluss der einzelnen EE-Technologien auf die geordnete Jahresdauerlinie deutlich. Wie in (Saint-Drenan et al., 2009) erläutert, können anhand dieser Jahresdauerlinien die unterschiedlichen Leistungsbereiche für die jeweiligen Szenariojahre abgelesen werden. Erkennbar ist der geringe Beitrag der wetterabhängigen Erzeuger PV- und Windenergie zur Deckung der Jahreshöchstlast.

Es wird aus diesen Graphiken sehr deutlich, in welchen Bereichen und für wie lange „negative Residuallast“, d.h. Leistungsüberschüsse durch die EE-Einspeisung zu erwarten sind.

Abbildung 5-5:  
Einfluss der EE  
Einspeisung auf  
die Jahresdauerli-  
nie von 2020.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.

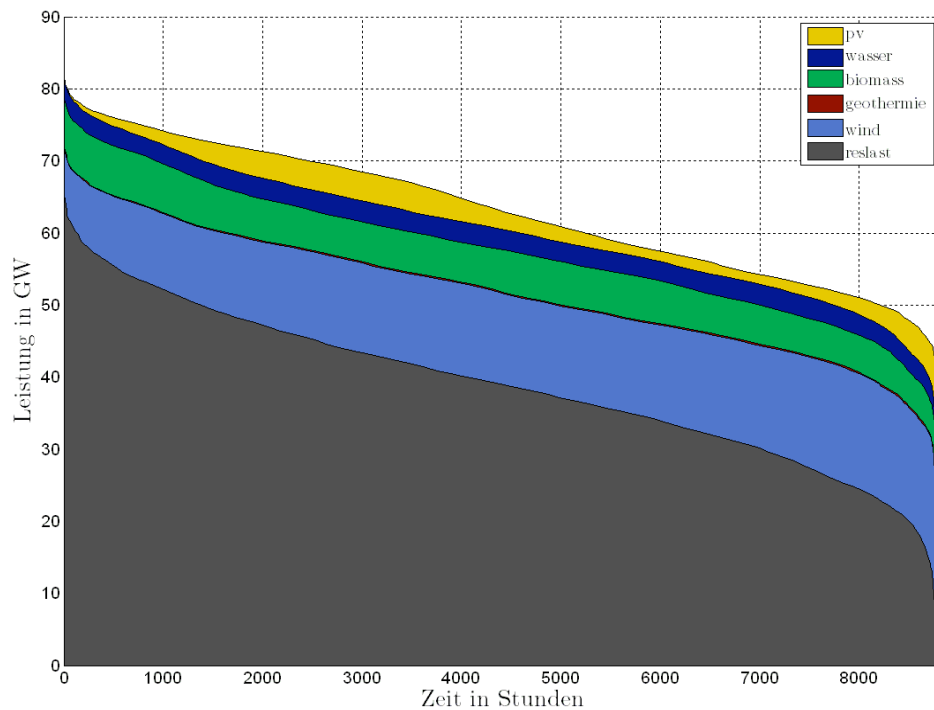
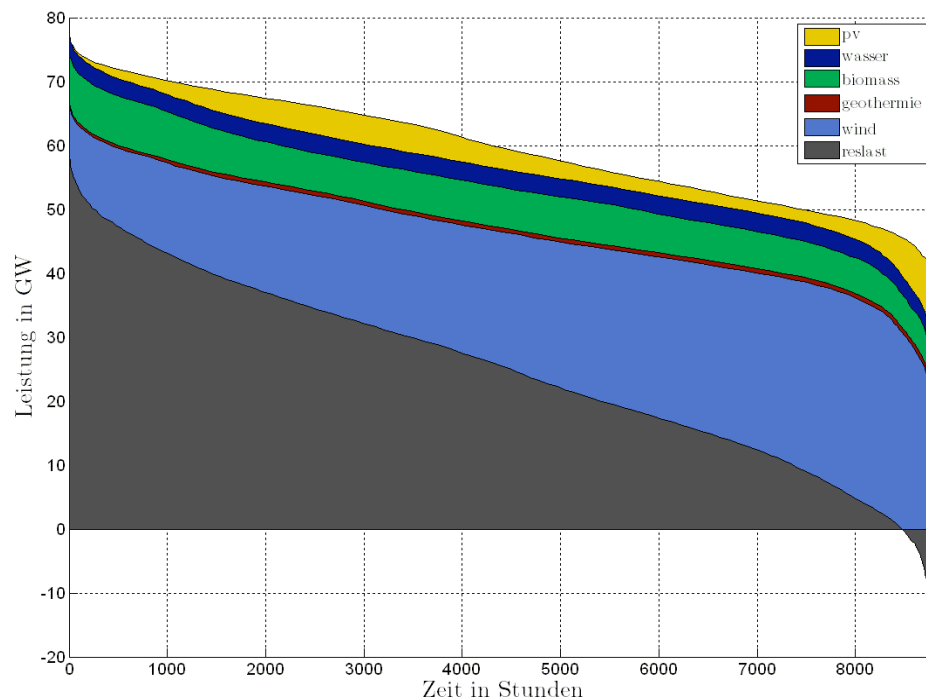


Abbildung 5-6:  
Einfluss der EE  
Einspeisung auf  
die Jahresdauerli-  
nie von 2030.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.



## Analyse von Last und erneuerbarer Erzeugung

Abbildung 5-7:  
Einfluss der EE-  
Einspeisung auf  
die Jahresdauerlinie  
von 2040.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.

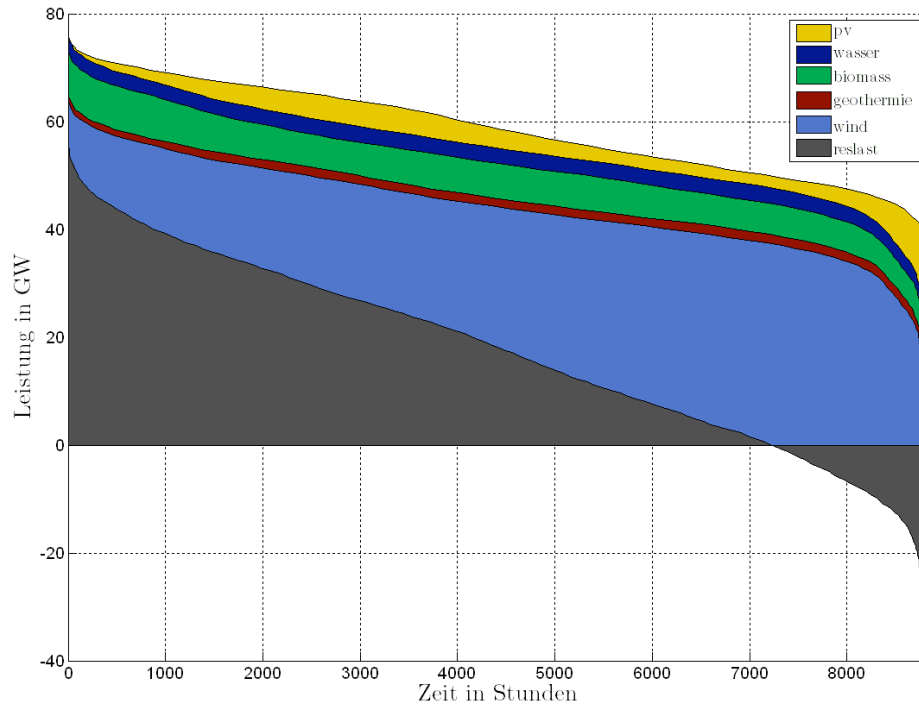
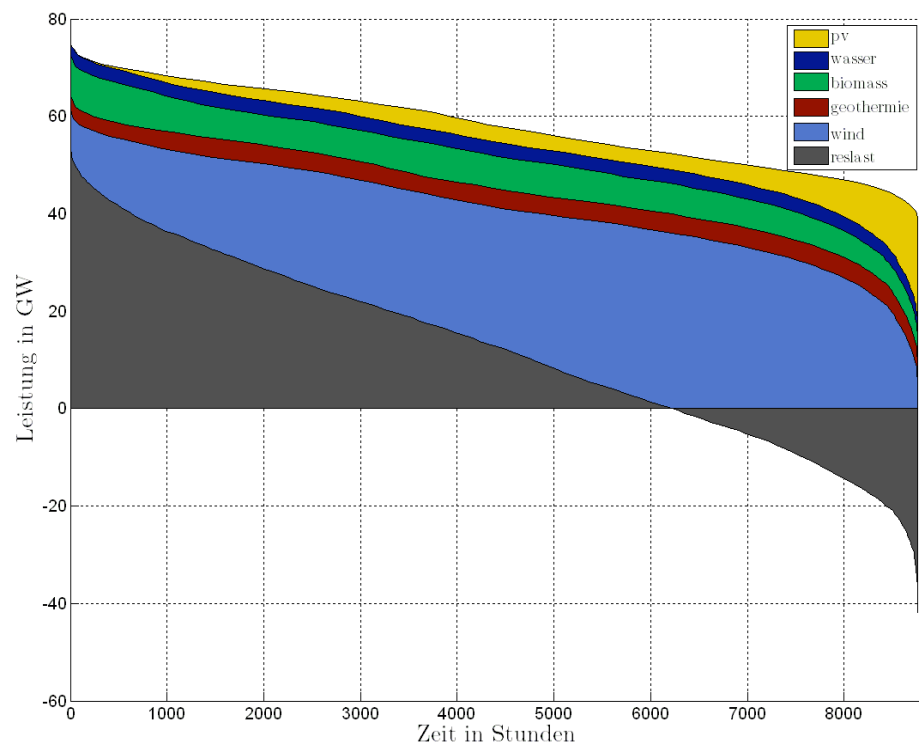


Abbildung 5-8:  
Einfluss der EE-  
Einspeisung auf  
die Jahresdauerlinie  
von 2050.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.



Durch Auswertung der dargestellten Residuallast werden die Energiemengen sowie die installierte Leistung extrahiert, welche in Form von Grundlast, Mittellast und Spitzenlast benötigt werden, um die Residuallast vollständig zu decken.

Diese Ergebnisse sind in Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 dargestellt. Dabei wird zunächst deutlich, dass der Bedarf an konventionellen Kraftwerken bis zum Jahr 2050 in der Summe sehr stark zurückgeht.

Darüber hinaus verändert sich auch die Verteilung für den unterschiedlich eingeordneten Leistungsbedarf. Während im Jahr 2007 die Grundlastenergie ca. 4/5 des gesamten Bedarfs ausmacht, geht dieser Anteil stetig zurück, so dass im Jahr 2050 keine konventionelle Grundlast im klassischen Sinn mehr benötigt wird.

Hingegen steigt der Energiebedarf im Mittellastbereich an. Die absolute Energiemenge, welche aus Spitzenlastkraftwerken benötigt wird, verändert sich nur wenig (leichter Anstieg), nimmt aber bei kleiner werdender Gesamtenergie einen höheren Stellenwert ein.

Die Betrachtung der notwendigen installierten Leistungen zeigt einen steigenden Mittel- und Spitzenleistungsbedarf. Der Spitzenlastleistungsbedarf verdoppelt sich in etwa bis 2050 gegenüber 2007 und auch die notwendige Mittellastleistung steigt deutlich an.

Abbildung 5-9: Entwicklung des Bedarfs an Grund-, Mittel- und Spitzenlastenergie und Energieüberschüsse. Quelle: eigene Berechnungen.

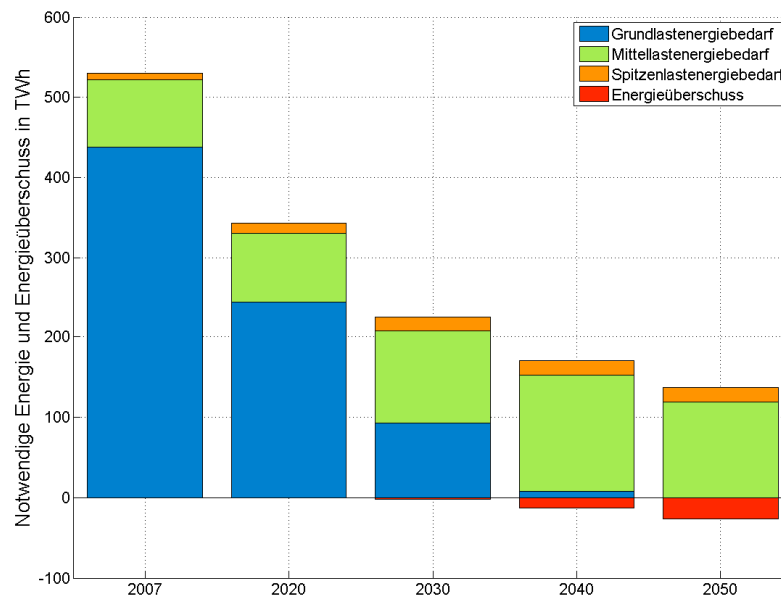
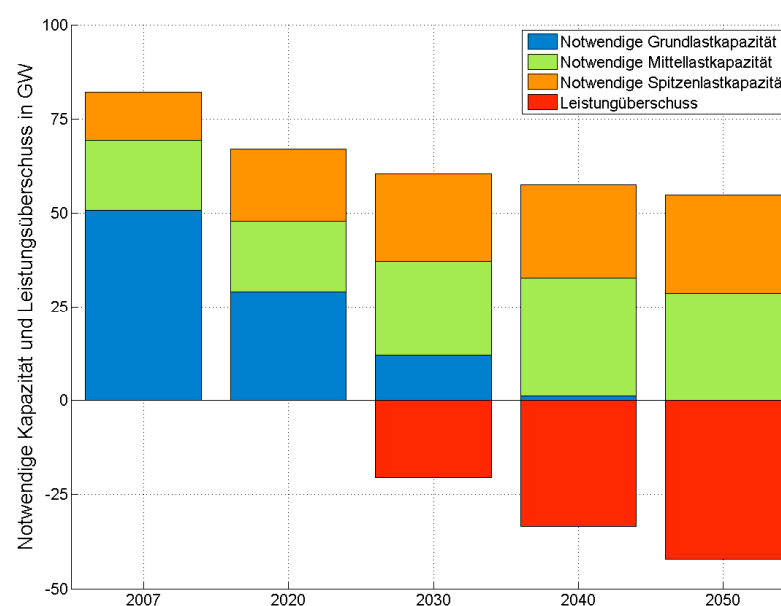


Abbildung 5-10: Entwicklung des Bedarfs an Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistung und Leistungsüberschüsse. Quelle: eigene Berechnungen.



### 5.3 Auswertung der Fluktuationen von Residuallast und Energieüberschüssen

#### 5.3.1 Beschreibung der Methodik

Um den Bedarf an Speichern abzuleiten, werden in diesem Abschnitt die Fluktuationen von Residuallast und Energieüberschüssen bezüglich verschiedener Zeitskalen analysiert. Die Analyse der Fluktuation der residualen Last nach unterschiedlichen Zeitskalen ermöglicht es, Aussagen über den Speicherbedarf zu treffen. Es wird ermittelt welche Fluktuation mit wachsendem Anteil an erneuerbaren Energien auftreten und welche Arten von Speichern für diese Fluktuationen am besten geeignet sind, um diese auszugleichen.

Zum Ausgleich der Abweichungen kommen neben Speichern, regelbare erneuerbare Energieerzeugung sowie ein eventuelles Abregeln erneuerbarer Energie, die Regelung konventioneller Kraftwerke sowie Export und Import in Frage. Insofern stellt der hier bestimmte Speicherbedarf ein Gesamtpotential dar.

Zur Analyse wird die Residuallast in stündliche Abweichungen von ihrem Tagesmittelwert, Abweichungen des Tagesmittelwerts vom Wochenmittelwert sowie Abweichungen des Wochenmittelwerts vom Monatsmittelwert aufgeteilt. Damit werden die notwendigen Leistungen und Speicherkapazitäten, sowie der Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarf zum Ausgleich der jeweiligen Abweichungen abgeleitet. Die Aufteilungen der Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwerte für die Jahre 2007 und 2050 sind in Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 dargestellt.

Abbildung 5-11: Aufteilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2007. Quelle: eigene Berechnungen.

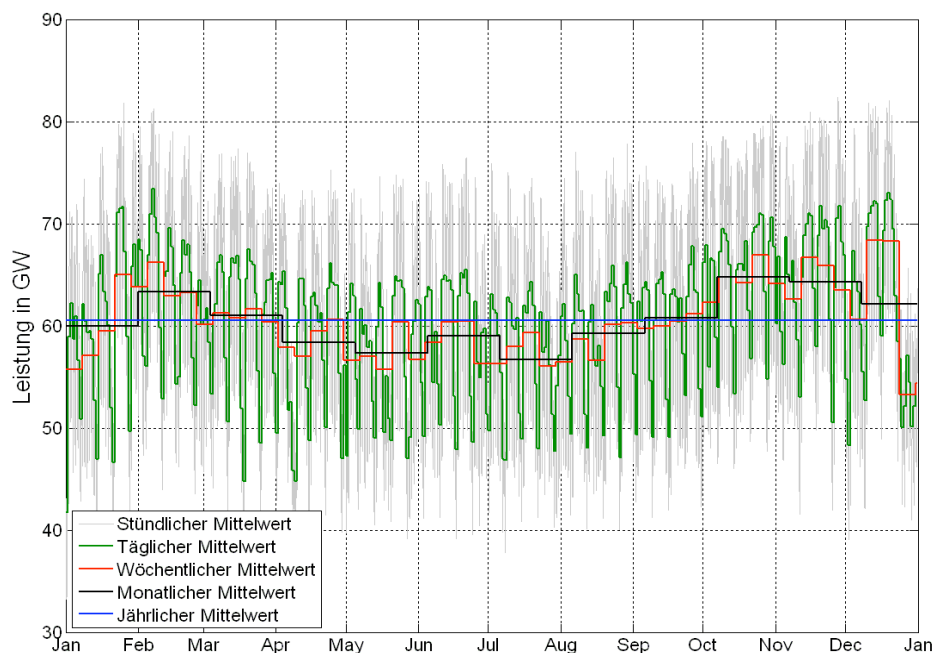
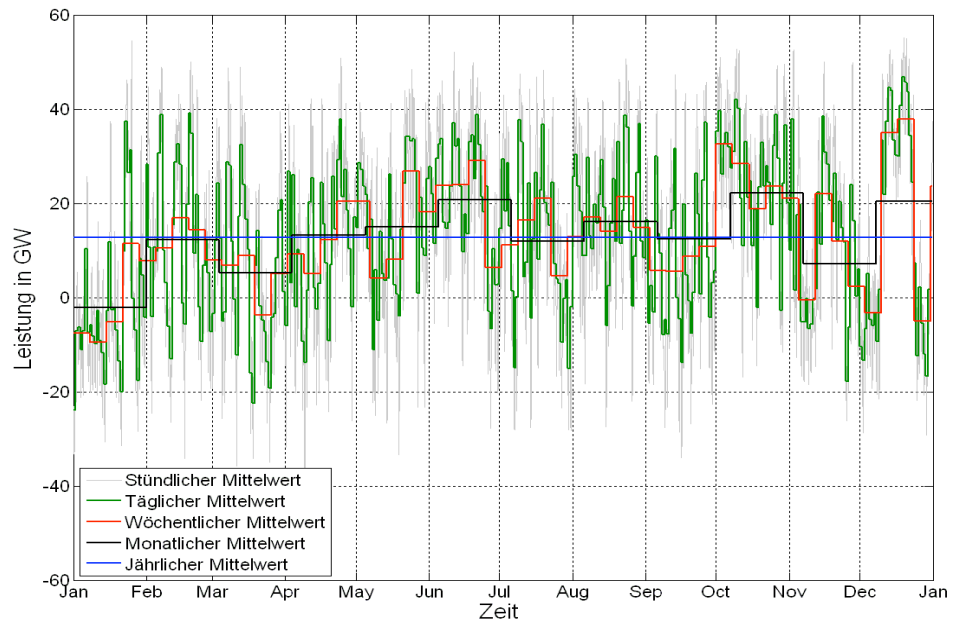




Abbildung 5-12:  
Aufteilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



### 5.3.2 Einfluss der unterschiedlichen Fluktuationen auf den Spitzenlastbedarf und den Energieüberschuss

Im Folgenden wird der Einfluss der Fluktuation der residualen Last auf unterschiedliche Zeitskalen auf den Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarf sowie auf den Leistungsüberschuss untersucht.

Für diesen Zweck wurden die Jahresdauerlinien der Zeitreihen der stündlichen Last, der täglichen Mittelwerte, der wöchentlichen Mittelwerte, der monatlichen Mittelwerte und der jährlichen Mittelwerte ermittelt. Diese Jahresdauerlinien sind für die Jahre 2007 und 2050 in Abbildung 5-13 und Abbildung 5-14 dargestellt. Die Jahresdauerlinie des Jahresmittelwerts ist eine horizontale Linie, da dieser Wert konstant über das Jahr ist. Die Amplitude der Jahresdauerlinie wird größer wenn die betrachteten Zeitskalen kleiner werden, da mehr Fluktuationen für kleinere Zeitskalen mitberücksichtigt werden (weniger Glättung).

Aus dieser Darstellung wird ersichtlich welcher Leistungsbereich am stärksten schwankt. Durch eine Bewertung der Fluktuationen des Spitzenlastbedarfs und des Leistungsüberschusses kann in einer Näherung das Ausgleichspotential von verschiedenen möglichen Speichertypen – Tagesspeicher Wochenspeicher Monatsspeicher - abgeleitet werden. Ein Vergleich der Jahresdauerlinie für die Jahre 2007 und 2050 ermöglicht Aussagen über den Einfluss der durch EE verursachten Fluktuationen auf die unterschiedlichen Zeitskalen der residualen Last.

Mit Blick auf den Spitzenlast- (< 2000 VLS) und Grundlastbereich (> 7000 VLS) im Jahr 2007 bzw. Spitzenlast- und Leistungsüberschussbereich im Jahr 2050 wird folgendes ersichtlich:

- In 2007 sind hauptsächlich die Abweichungen der Tagesmittelwerte von den Wochenmittelwerten für die Reduktion der Grundlast verantwortlich (Wochenende- und Feiertage). 2050 verursachen Abweichungen der Monatsmittelwerte von den Jahresmittelwerten (saisonale Fluktuationen) den Großteil der Reduktion der Grundlast und der steigenden Leistungsüberschüsse.
- In 2007 sind die Abweichungen der stündlichen Werte von den Tagesmittelwerten und die Abweichungen der Monatsmittelwerte von den Jahresmittelwerten für den Spitzenlastbedarf verantwortlich. In 2050 verursachen die Abweichungen der wöchentlichen Mittelwerte von den Monatsmittelwerten den Hauptbedarf an Spitzenlastleistung, wobei die Abweichungen der stündlichen Werte von den Tagesmittelwerten auch einen wichtigen Einfluss auf den Spitzenlastbedarf haben.

Abbildung 5-13:  
Aufteilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2007. Quelle: eigene Berechnungen.

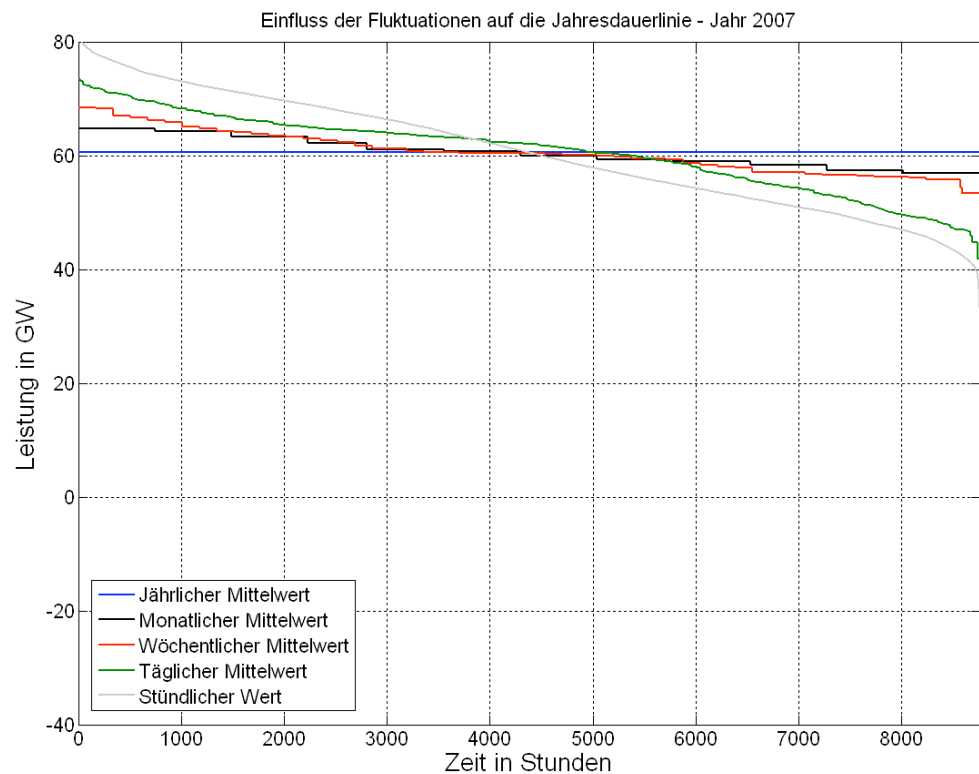
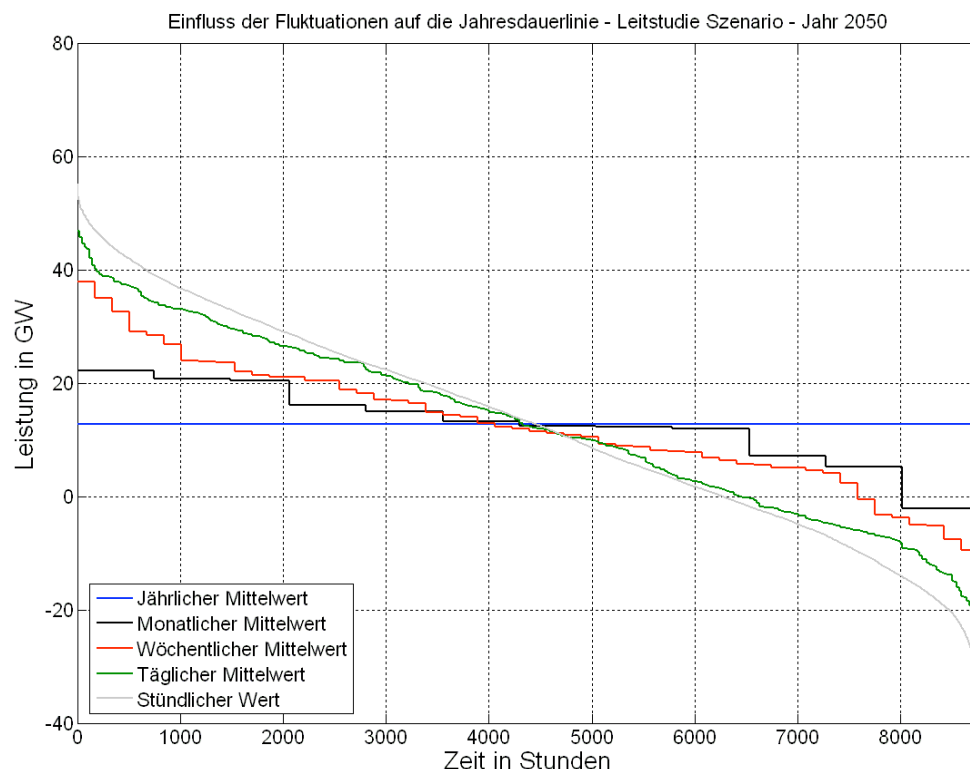


Abbildung 5-14:  
Auffeilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



Basierend auf dem vereinfachten Ansatz zur Bestimmung der Grund-, Mittel- und Spitzenlast über die Anzahl von Volllaststunden werden die Leistung und die Energie für die Leistungsdauerlinien der Jahre 2007, 2020, 2030, 2040 und 2050 für jede Zeitskala bestimmt. Die Ergebnisse für den Spitzenlastleistungs- und Energiebedarf sind in Abbildung 5-15 und Abbildung 5-16 dargestellt.

Wiederum zeigt sich, dass die wöchentlichen und stündlichen Fluktuationen im Wesentlichen den gesteigerten Spitzenlastbedarf hervorrufen. Der Leistungsbedarf aufgrund von Stundenschwankungen innerhalb eines Tages (Differenz zwischen grauem und grünem Balken) wächst von 4,5 auf 6,5 GW (+42%) zwischen 2007 und 2020 und bleibt danach relativ konstant. Die dementsprechende Entwicklung des Energiebedarfs hat einen ähnlichen Verlauf, wobei der Energiebedarf zwischen 2007 und 2020 von 1 TWh auf 4 TWh um den Faktor 4 erhöht wird. Das Wachstum des Energiebedarfs ist daher deutlich größer als das Wachstum des Leistungsbedarfs, was bedeutet, dass die Spitzenlastkraftwerke und die Tagesspeicher (insbesondere die Pumpspeicherwerke) mit mehr Volllaststunden laufen und damit wirtschaftlicher betrieben werden können. Daraus folgt, dass der Bedarf und Einfluss von neuen Tagespumpspeicherwerken wie Atdorf zur Reduzierung des Spitzenlastbedarfs, d.h. dem Ausgleich von Fluktuationen, in Zukunft größer wird. Langfristig (bis 2050) zeigt sich zusätzlich ein steigender Bedarf von Technologien zum Ausgleich der wöchentlichen Fluktuationen innerhalb eines Monats (Differenz zwischen roten und schwarzen Balken).

Abbildung 5-15:  
Leistung zur Deckung der Spitzenlast für die Jahre 2007, 2020, 2030, 2040 und 2050 aufgeteilt pro Fluktuationsanteil der residualen Last. Quelle: eigene Berechnungen.

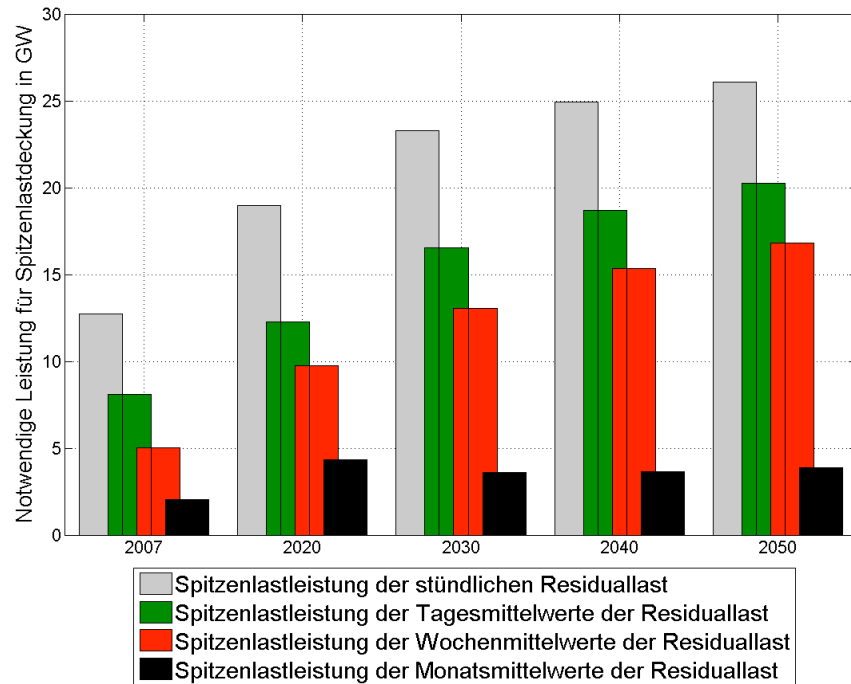
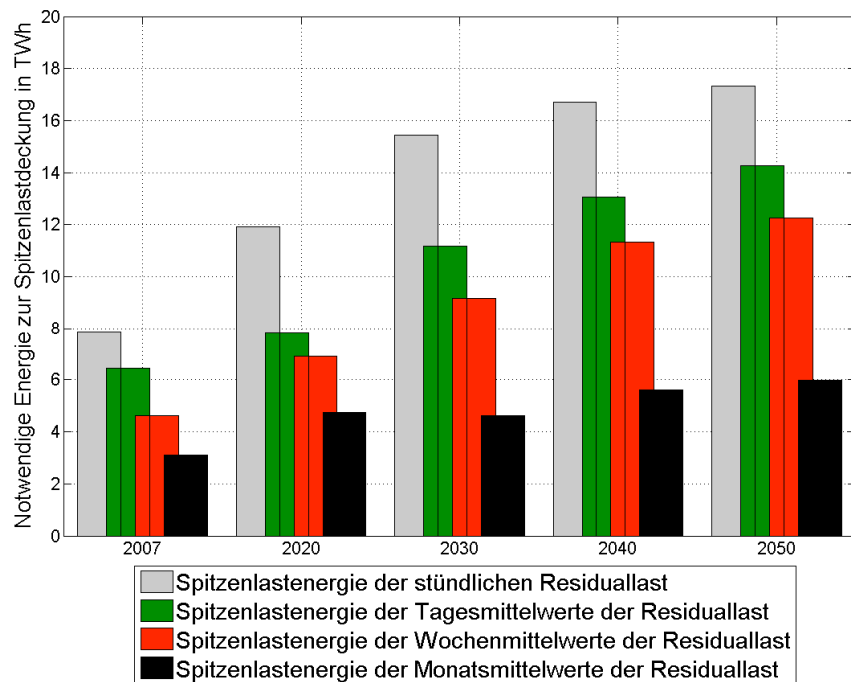


Abbildung 5-16:  
Energiebedarf zur Deckung der Spitzenlast für die Jahre 2007, 2020, 2030, 2040 und 2050 aufgeteilt pro Fluktuationsanteil der residualen Last. Quelle: eigene Berechnungen.



In Abbildung 5-17 und Abbildung 5-18 sind die Überschussleistung und -energie nach stündlicher, wöchentlicher und monatlicher Fluktuation aufgeteilt dargestellt. Es ist offensichtlich, dass stündliche und tägliche Fluktuationen den größten Beitrag zum Überschuss leisten. Daher werden Tagesspeicher Pumpspeicherwerke eine wichtige Rolle zur Vermeidung von EE-Überschüssen und Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung leisten.

Abbildung 5-17:  
Leistungsüberschuss der Residuallast aufgeteilt nach stündlichen, täglichen, wöchentlichen und monatlichen Mittelwerten.  
Quelle: eigene Berechnungen.

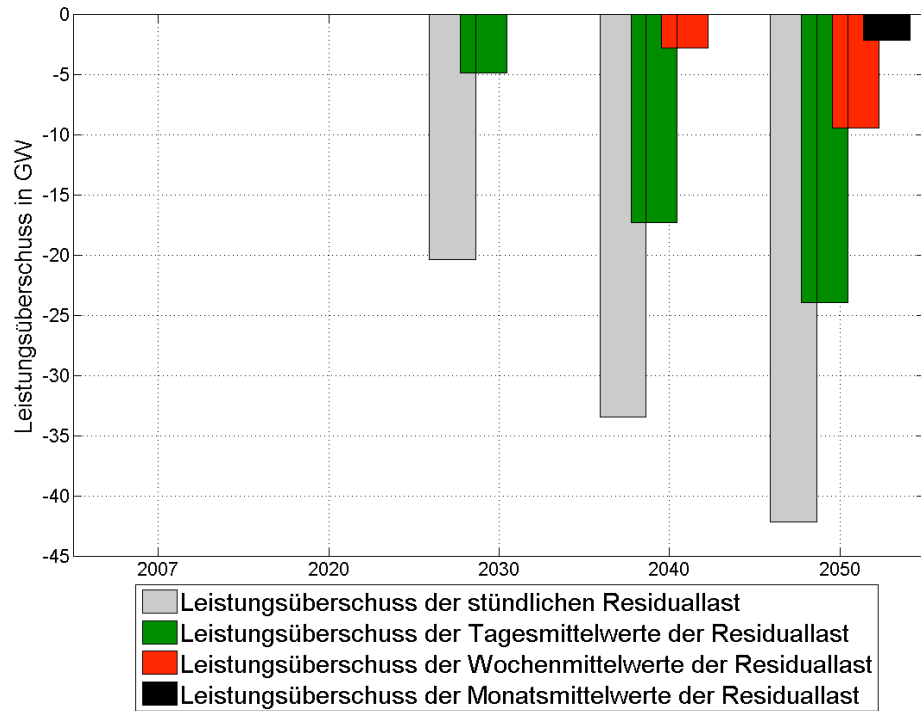
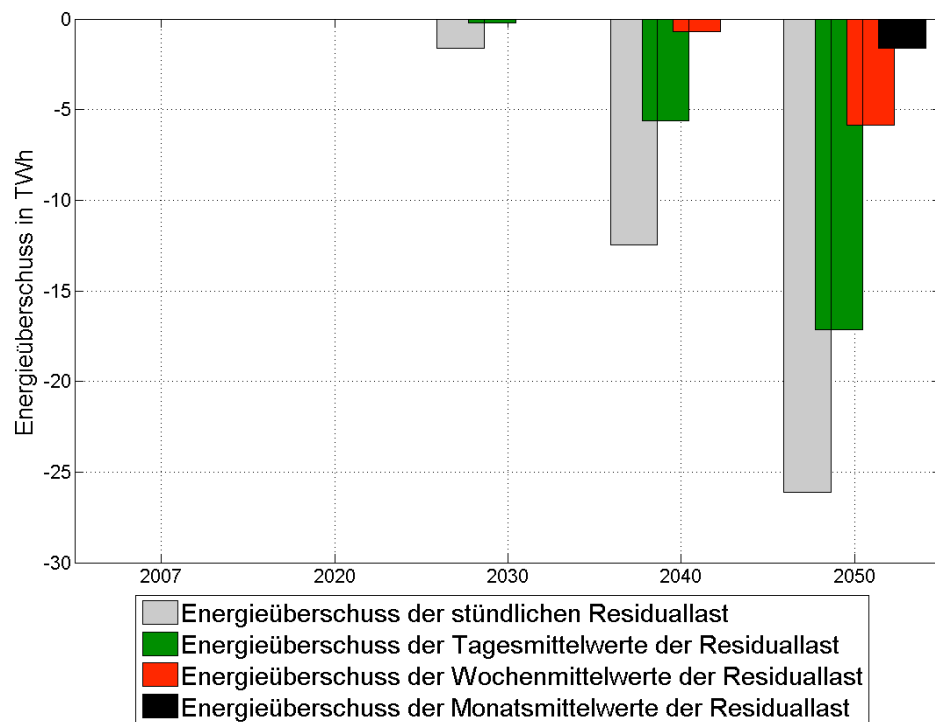


Abbildung 5-18:  
Energieüberschuss der Residuallast aufgeteilt nach stündlichen, täglichen, wöchentlichen und monatlichen Mittelwerten.  
Quelle: eigene Berechnungen.



Die Fluktuationen der residualen Last nehmen bis zum Jahr 2050 deutlich zu, was den Bedarf an Speichern erhöht. Im Folgenden soll durch eine Simulation der Pumpspeicherwerke nach dem in Abschnitt 4.7 beschriebenen Modell der dargestellte positive Effekt von Pumpspeichern auf die residuale Last verdeutlicht werden.

Ein saisonaler Lastunterschied zwischen Sommer und Winter kann in der oberen Grafik in Abbildung 5-19 für die Jahre 2007 und 2050 abgelesen werden. Während im Jahre 2007 noch ein deutlicher saisonaler Unterschied zwischen einer höheren Residualen Last im Winterhalbjahr und einer niedrigeren Residualen Last im Sommerhalbjahr sichtbar ist, trifft dies für das Jahr 2050 nicht mehr zu.

2007 ist durch diesen vorhanden jahreszeitlichen Unterschied, der sich über einen Zeitraum von einem halben Jahr erstreckt, eine direkte Verschiebung der Last von ihrem höchsten Leistungsbereich zu ihrem niedrigsten Bereich mit Pumpspeichern, die für kürzere Speicherzeiten ausgelegt sind, nicht möglich. Die Speicher können die Last im Winter zwischen dem mittleren und oberen Lastbereich ausgleichen (rote Pfeile). Im Sommer findet dies stattdessen zwischen mittlerem und unterem Lastbereich statt (blaue Pfeile).

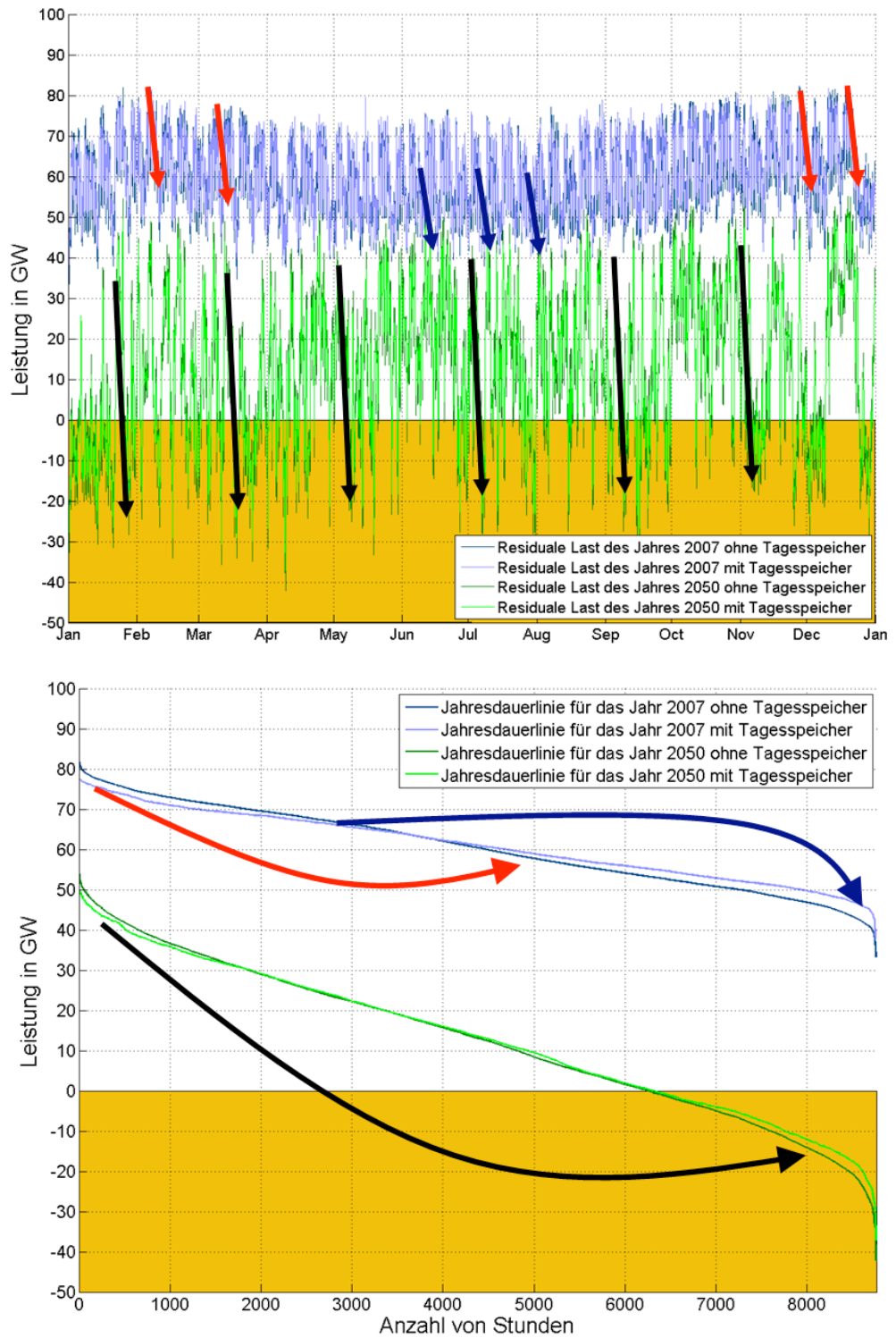
Dagegen kann 2005 durch den starken Einfluss der Windeinspeisungsfluktuation, die die täglichen Fluktuationen der Residuallast verstärken, die residuale Last von ihrem höheren Leistungsbereich zu ihrem niedrigerem Leistungsbereich innerhalb eines Tages verschoben werden. Daher ermöglichen Tagesspeicher wie Pumpspeicherwerke eine Verschiebung des Energiebedarfs zwischen den extremen Leistungsbereichen innerhalb eines Tages.

Dieses erläuterte Prinzip wird durch die Simulation der PSW verdeutlicht. In der unteren Grafik der Abbildung 5-19 ist der Einfluss von Pumpspeichern auf die Jahresdauerlinie dargestellt. Während eine Verschiebung des Energiebedarfs von Spitzenlastbereichen zu Mittellastbereichen (Winter) und von Mittellast- zu Grundlastbereichen (Sommer) im Jahr 2007 am häufigsten auftritt, nimmt die Häufigkeit der direkten Verschiebung des Energiebedarfs vom Spitzenlastbereich zum Grundlastbereich bzw. Bereich der EE-Überschüsse mit einer Zunahme der EE Kapazität zu.

Neben der derart vermiedenen EE-Abregelung ist ebenso zu erwarten, dass dieser Effekt die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Tagesspeichern für Lastverschiebung deutlich erhöht.

# Analyse von Last und erneuerbarer Erzeugung

Abbildung 5-19: Schematische Darstellung des Einflusses von Tagesspeichern auf die Jahresdauerlinie der Residualen Last in 2007 und 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



## 5.4 Fazit zur Auswertung der Residuallast

Es konnte gezeigt werden, dass die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien vor allem zu einem steigenden Bedarf an Spitzenlastleistung führt, während der Grundlastbedarf sinkt. Langfristig geht im Zusammenhang mit wachsenden EE-Überschüssen der Bedarf an Grundlastkraftwerken auf Null zurück. Dadurch bieten sich steigenden Potentiale für Speicher, um die Auslastung der Grundlastkraftwerke zu erhöhen bzw. EE-Abregelung zu vermindern und Spitzenlastkapazitäten zu ersetzen.

Unter Berücksichtigung der zeitlichen Charakteristik der Fluktuationen wurde festgestellt, dass es im Spitzenlastbereich zukünftig sowohl zu einem steigenden Ausgleichsbedarf innerhalb eines Tages als auch innerhalb eines Monats bzw. einer Saison kommt. Bei Betrachtungen der EE-Überschüssen ist festzustellen, dass es zu einem steigenden Ausgleichsbedarf innerhalb eines Tages als auch einer Woche kommt. So gilt es, einerseits stündlich und täglich „einzuspeichern“ und täglich, wöchentlich bzw. monatlich „auszuspeichern“. Entsprechend besteht zukünftig ein steigender Bedarf von Kurzzeitspeichern wie PSW als auch von Langzeitspeichern wie EE-Methan im Erdgasnetz.

Durch die Simulation der Lastdeckung von PSW konnte nachgewiesen werden, dass diese einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung der Abregelung von EE-Überschüssen und zur Reduzierung von konventioneller Spitzenlastkapazität leisten.



## 6 Bestimmung des Regelenergiebedarfs zum Ausregeln von EE-Prognosefehlern

Pumpspeicherwerke können neben dem Lastdeckungsbetrieb auch zur Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden. Um die energiewirtschaftliche Bedeutung von PSW im zukünftigen Energiesystem zu bewerten, ist es notwendig die Entwicklung des Bedarfs an Regelleistung zur ermitteln.

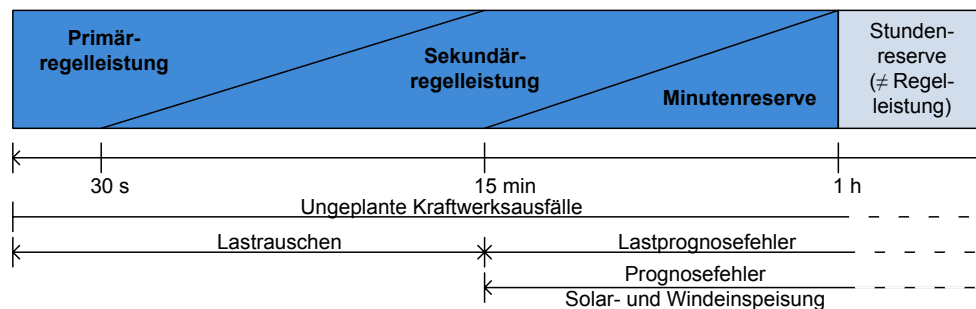
Die Prognose von Wind- und Solarstrom ist und wird mit zunehmender installierter Leistung ein immer wichtigerer Bestandteil der Stromversorgung. Jede Prognose ist mit Vorhersagefehlern behaftet, die auszugleichen sind. In diesem Abschnitt wird der vorzuhaltende Bedarf an Regelleistung für die angenommene Energieversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2050 berechnet.

### 6.1 Grundlagen

Der Betrieb elektrischer Netze fordert zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Erzeugungsleistung und Verbrauch. In Abhängigkeit von der prognostizierten Last und der zu erwartenden Einspeisung dargebotensabhängiger, fluktuierender Erzeugung wird ein Fahrplan für die regelbaren Kraftwerke erstellt. Je dichter der Zeitpunkt der Prognose am Zeitpunkt des Verbrauchs liegt, desto kleiner ist der Prognosefehler. Daher werden die Fahrpläne angepasst und bestmöglich mit kurzfristig abzuschließendem Stromhandel erfüllt. Die kleinste Einheit die im Rahmen der Fahrplanänderungen gehandelt werden kann ist Energie in Stundenblöcken, die bis zu 75 Minuten vor dem tatsächlichen Einsatz vergeben wird. Alle Leistungsabweichungen die auf Grund von Prognoseungenauigkeiten oder unvorhersehbaren Ausfällen von Energieerzeugungsanlagen kurzfristiger auftreten, können nicht mehr durch Stromhandel erfüllt werden, sondern müssen durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden.

Dafür existieren drei unterschiedliche Regelleistungsprodukte. Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung, die in unterschiedlichen Zeitbereichen eingesetzt werden (siehe Abbildung 6-1). Bei Kraftwerksausfällen oder Prognosefehlern, die einen Zeitraum von über einer Stunde umfassen, wird der Einsatzbereich der Regelleistung durch den der Stundenreserve abgelöst.

Abbildung 6-1:  
Einsatz der Regelleistungsarten in verschiedenen Zeitbereichen.  
Quelle: nach (CONSENTEC, 2008).



In der hier durchgeführten Berechnung des zu erwartenden Regelleistungsbedarfs bis zum Jahr 2050 werden folgende Ursachen, die Einfluss auf den Regelleistungsbedarf haben, berücksichtigt:

- Fehler in der Lastprognose
- Ungeplante, nicht disponible Ausfälle von konventionellen Kraftwerken, Biomasse- und Geothermieanlagen
- Prognosefehler der dargebotsabhängigen Einspeisungen für PV und Windkraftanlagen (der Prognosefehler beinhaltet auch die Ausfallwahrscheinlichkeit dieser Anlagen)

Die Zeitbereiche, in welchen die unterschiedlichen Lastabweichungen auftreten sind ebenfalls in Abbildung 6-1 dargestellt. Hierbei handelt es sich um ungefähre Angaben, die den zeitlichen Einflussbereich der verschiedenen Faktoren beschreiben. Tendenziell wird anhand dieser zeitlichen Einordnung der Fehlerquellen mit den für diese Betrachtung ausgewählten Ursachen der Bereich der Minutenreserveleistung abgedeckt. Da jedoch die einzelnen Fehlerquellen nicht exakt in ein bestimmtes Zeitintervall eingeteilt werden können und damit die betrachteten Windprognosefehler beispielsweise auch einen geringen Einfluss auf die kurzfristiger einzusetzende Sekundärregelleistung haben oder bis in den Zeitbereich der Stundenreserve hereinreichen, können die Berechnungen nicht exakt auf ein spezielles Regelleistungsprodukt bezogen werden. Der Bereich der Primärregelleistung ist nicht Teil der Betrachtungen, da einerseits das kurzfristige Lastrauschen nicht mit in die Berechnungen einbezogen wird und andererseits ungeplante Kraftwerksausfälle sich in der Kaskade auf den Bereich der Minutenreserve übertragen. Dennoch kann dies dazu führen, dass ein Teil der notwendigen Regelleistung doppelt vorgehalten werden muss. In diesem Zusammenhang sind die derart ermittelten Zahlen nur bedingt als Absolutwerte zu verstehen. Sie geben vor allem einen Überblick über die Größenordnung der benötigten Regelleistung die zukünftig vom Bereich der Minutenreserve dominiert wird. Zudem geben die Zahlen - bezogen auf den derzeitigen Bedarf - Auskunft über die zu erwartende Entwicklung im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Da diese gesamte Entwicklung in dieser Studie nicht auf ein genaues

Produkt beschränkt ist, wird im Folgenden allgemein von „Regelleistung“ gesprochen, wobei aber stets die hier betrachtete Einordnung gemeint ist.

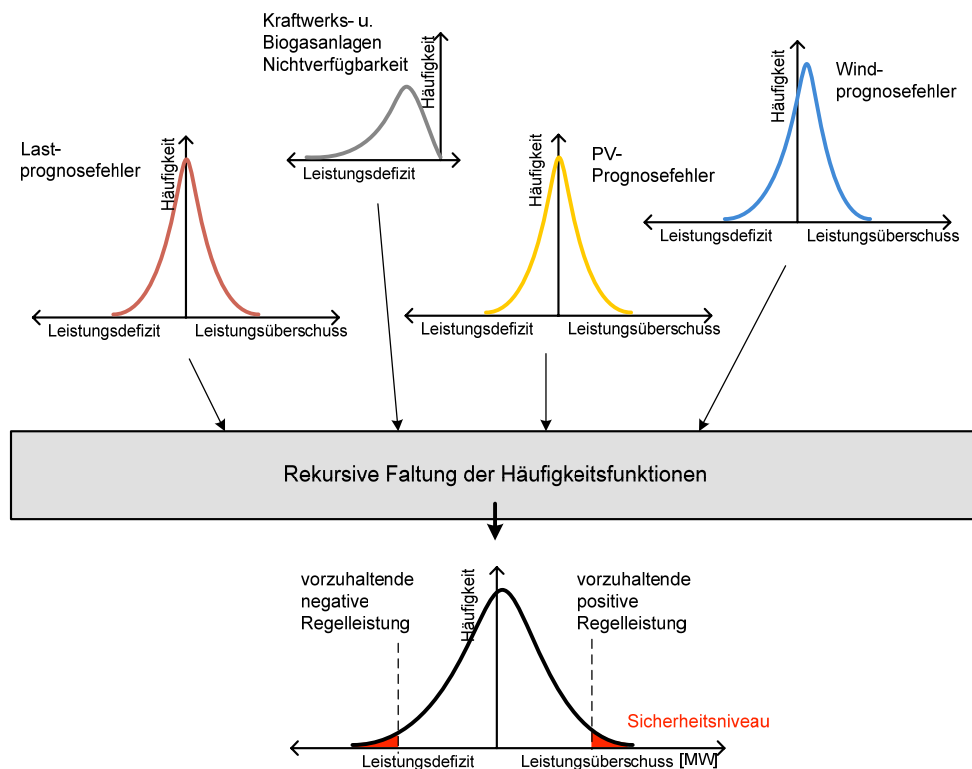
## 6.2 Methode zur Berechnung des Regelenergiebedarfs

Das Modell zur Berechnung des Regelleistungsbedarfs berücksichtigt verschiedene nicht vorhersehbare Leistungsabweichungen in der Einspeisung und dem Verbrauch, die durch Wahrscheinlichkeitsfunktionen beschrieben werden. Das Konzept ist in Anlehnung an das Berechnungsverfahren entwickelt worden, welches in der DENA Netzstudie (dena, 2005) zur Berechnung des Regelenergiebedarfs bezogen auf Windprognosefehler beschrieben ist.

Es wird angenommen, dass die zu berücksichtigenden Fehlerquellen, die Einfluss auf den Einsatz von Regelleistung haben, mit einer bestimmten statistischen Wahrscheinlichkeit auftreten. Sie können daher durch eine Wahrscheinlichkeitsfunktion beschrieben werden. Die Wahrscheinlichkeitsfunktion gibt jeweils an mit welcher zu erwartenden Häufigkeit eine bestimmte Fahrplanabweichung (in MW) auftritt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die betrachteten Unsicherheiten stochastisch voneinander unabhängig sind. Daher können die einzelnen Wahrscheinlichkeitsfunktionen durch rekursive Faltung in eine Gesamtwahrscheinlichkeitsfunktion überführt werden.

Anhand der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsfunktion, die ein Zusammenwirken aller Einflussfaktoren beinhaltet, kann abgelesen werden mit welcher stochastischen Wahrscheinlichkeit eine bestimmte Menge an Regelleistung benötigt wird. In Abhängigkeit von einem festgelegten Defizitniveau, welches zur Gewährleistung der Systemicherheit mindestens erreicht werden muss, kann anhand der Gesamtwahrscheinlichkeitsfunktion die vorzuhaltende Regelleistung bestimmt werden. Abbildung 6-2 bietet eine graphische Verdeutlichung der Methode.

Abbildung 6-2:  
Methode zur Ermittlung der vorzuhaltenden Regelleistung.  
Quelle: eigene Darstellung.



### 6.3 Annahmen

Bei der Berechnung wird angenommen, dass die vier Regelzonen, für die heute der Regelenergiebedarf separat berechnet wird, zu einer gesamtdeutschen Regelzone zusammengefasst sind. Hierdurch wird ein Gegeneinanderregeln der Regelzonen ausgeschlossen, was den Regelenergiebedarf, verglichen mit der heutigen Praxis, verringert.

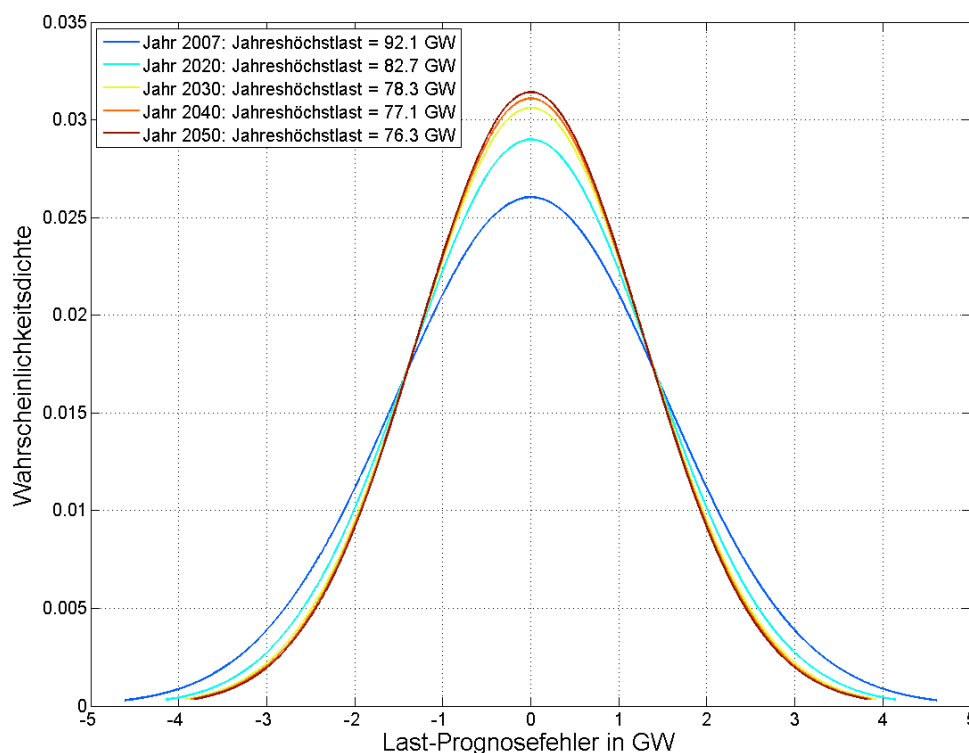
Den Wahrscheinlichkeitsfunktionen liegen folgende Annahmen zugrunde:

#### 6.3.1 Lasten

Die Abweichung zwischen prognostizierter Last und tatsächlich nachgefragter Energie lässt sich in zwei Effekte einteilen. Es wird zwischen dem sogenannten Lastrauschen, welches durch die Abweichung der Last vom jeweiligen 15-Minuten-Mittelwert definiert ist und dem Lastprognosefehler unterschieden. Der Lastprognosefehler beschreibt dabei die Differenz zwischen tatsächlichem und prognostiziertem 15-Minuten-Mittelwert. Da das Lastrauschen auf einer Zeitskala kleiner als 15 Minuten begrenzt ist, hat dieser Effekt keinen Einfluss auf den hier betrachteten Regelleistungsbedarf, sondern wird durch Primär- und Sekundärregelung ausgeregelt. Im Folgenden wird also lediglich der Lastprognosefehler berücksichtigt.

Laut der Studie der Bundesnetzagentur „Bestimmung des Regelzonen internen Regelleistungsbedarf für Sekundär und Minutenreserve“ (BNetzA, 2006) entspricht der Prognosefehler der Last näherungsweise einer mittelwertfreien Normalverteilung (Abbildung 6-3). Mit Verweis auf die Verbändevereinbarung II Plus (Verbändevereinigung, 2001) wird in der Studie die maximale Lastabweichung ( $PF_{max}$ ) mit 5% der kumulierten 15-Minuten Höchstlast und die Standardabweichung mit  $PF_{max}/3$  angesetzt. Es wird angenommen, dass sich diese für heute gültigen Werte bis zum Jahr 2050 nicht verändern. Darüber hinaus wird jedoch prognostiziert, dass die Jahreshöchstlast bis zum Jahr 2050 leicht abnimmt, was eine etwas geringere Wahrscheinlichkeit für größere Lastabweichungen zur Folge hat.

Abbildung 6-3:  
Angenommene  
Verteilungsdichte  
des Lastprognose-  
fehlers. Quelle:  
eigene Berech-  
nungen.



### 6.3.2 Ausfallwahrscheinlichkeit konventioneller Kraftwerke und Biomasse- und Geothermianlagen

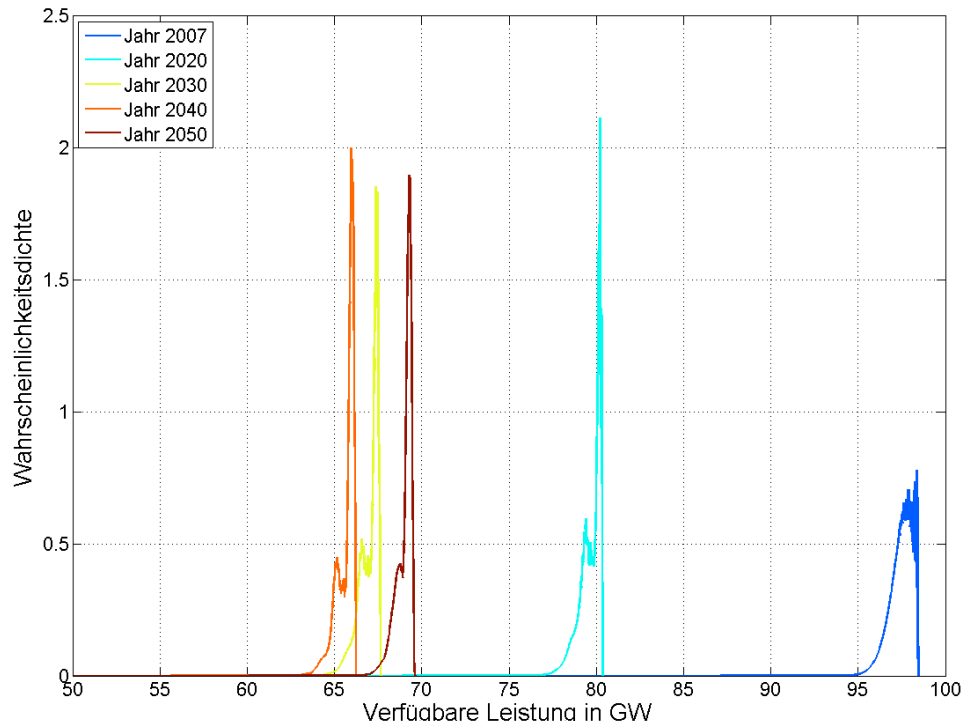
Die Ausfallwahrscheinlichkeit von Kraftwerken hat nur Auswirkungen auf den Bedarf positiver Regelleistung, da eine unerwartete zusätzliche Energieerzeugung ausgeschlossen wird. Prinzipiell können Kraftwerksausfälle in unterschiedlichen Zeitbereichen auftreten. Für die gewählte Untersuchung spielen nur solche Kraftwerksausfälle eine Rolle, die in den Zeitbereich von 15 Minuten bis zu einer Stunde fallen (Einsatzbereich Minutenreserve). Dazu wurden die benötigten Ausfallwahrscheinlichkeiten für unterschiedliche Kraftwerkstypen mit Relevanz für die Bemessung der Minutenreserveleistung von der DENA Netzstudie entnommen (dena, 2005). Gemeinsam mit einer ange-

nommenen Zusammensetzung für den Kraftwerkspark und einer prognostizierten Entwicklung bis zum Jahr 2050 wurde durch rekursive Faltung die Gesamt-Ausfallwahrscheinlichkeit für alle in dem jeweiligen Jahr eingesetzten Kraftwerke, bezogen auf den Einsatz zur größten residualen Last, berechnet. Dies entspricht einer „worst case“-Annahme, da bei geringeren Residuallasten insgesamt weniger Kraftwerke am Netz sind und damit die absolute Defizitwahrscheinlichkeit abnimmt.

Da Biomasse- und Geothermieranlagen prinzipiell ähnlich wie konventionelle Kraftwerke dargebotsunabhängig Energie liefern können wird für die Zuverlässigkeit des Betriebs das gleiche Konzept wie für konventionelle Kraftwerke verwendet. Der jeweilige Ausbauzustand dieser EE-Anlagen wird daher in den Gesamt-Kraftwerkspark integriert, so dass die Wahrscheinlichkeit für ein Leistungsdefizit kombiniert mit den konventionellen Kraftwerken dargestellt wird.

In Abbildung 6-4 ist zunächst dargestellt, welche Leistung zur Deckung der höchsten Residuallast am wahrscheinlichsten zur Verfügung steht. Diese liegt in den Jahren 2030 bis 2050 zwischen 65 und 70 GW, während sie im Jahr 2007 bei ca. 98 GW lag. Die maximal zur Verfügung stehende Kraftwerksleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast kann anhand des Schnittpunkts mit der x-Achse abgelesen werden. Es wird der kleiner werdende Bedarf an Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallast bis zum Jahr 2050 deutlich.

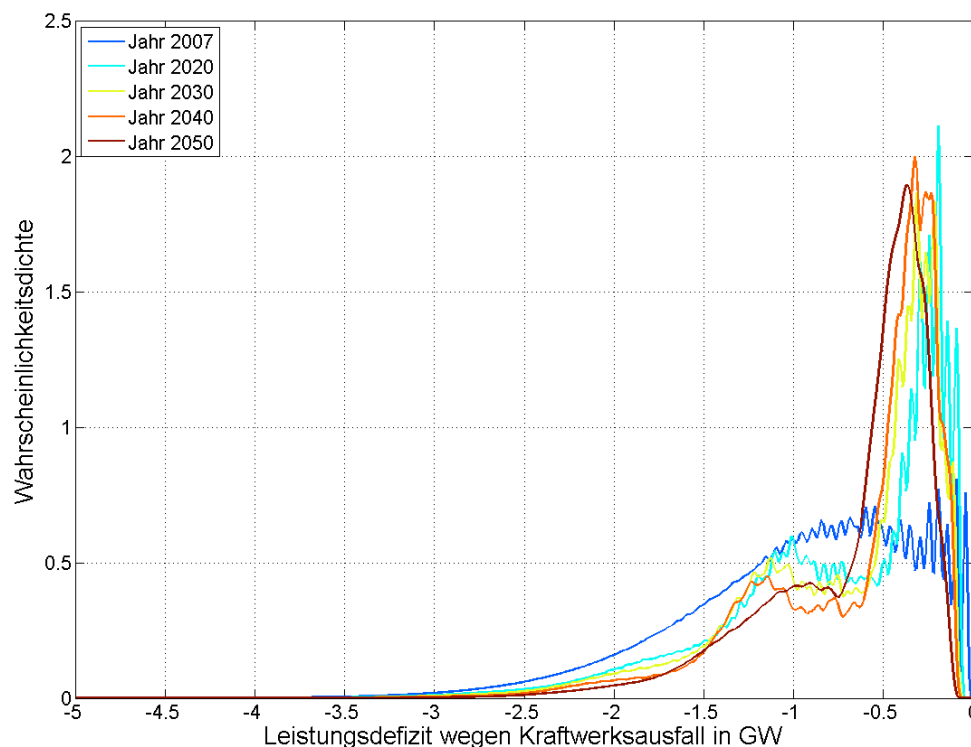
Abbildung 6-4: Wahrscheinlichkeitsverteilung der verfügbaren Kraftwerksleistung zur Deckung der höchsten Residuallast. Quelle: eigene Berechnungen.



Davon abgeleitet ist in Abbildung 6-5 das Leistungsdefizit zwischen geplanter Residuallastdeckung und tatsächlich verfügbarer Kraft-

werkseinspeisung dargestellt. Da in den Zukunftsszenarien tendenziell größere Kraftwerke abgebaut werden und durch kleinere Erzeugungseinheiten ersetzt werden, nimmt die Ausfallwahrscheinlichkeit für größere Leistungsdefizite für zukünftige Szenarien gegenüber heute ab. Zusätzlich verkleinert sich der gesamte konventionelle Kraftwerks-park, was zusätzlich zu einer geringeren absoluten Ausfallwahrscheinlichkeit führt.

Abbildung 6-5:  
Wahrscheinlichkeitsverteilung für Leistungsdefizite auf Grund von Kraftwerksausfällen. Quelle: eigene Berechnungen.

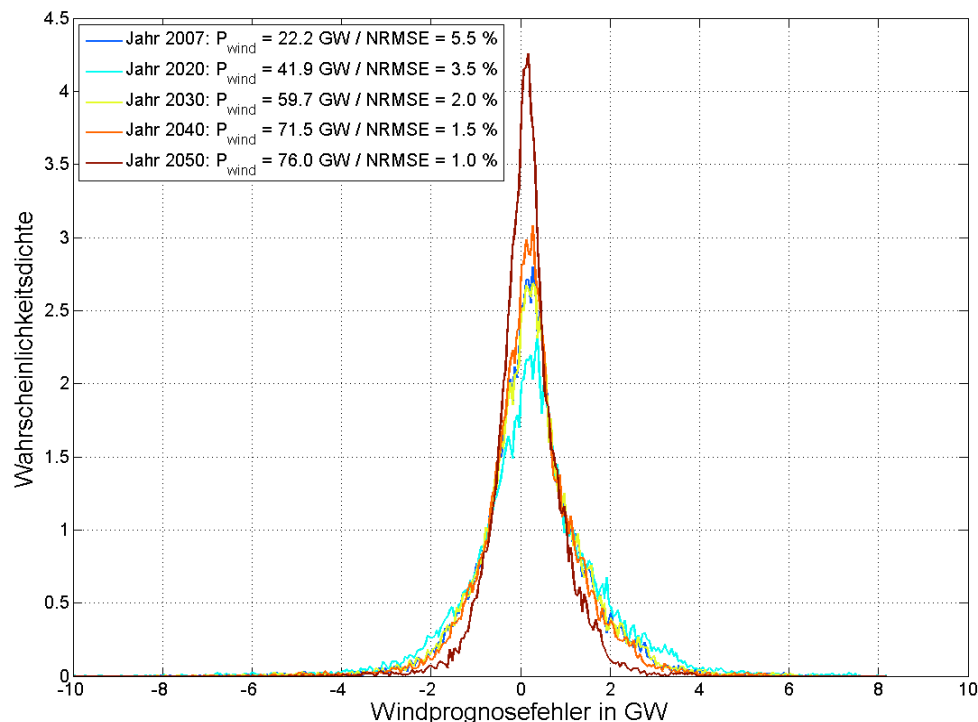


### 6.3.3 Windprognosefehler

Windprognosefehler haben sowohl Einfluss auf den Bedarf positiver als auch negativer Regelleistung, da das tatsächliche Windaufkommen die Prognose sowohl über- als auch unterschreiten kann. Nach Auswertung der aufgezeichneten Windprognosefehler der Jahre 2001 bis 2007 (Abbildung 6-7) wird die Entwicklung logisch fortgeführt bis zu einem NRMSE (normierter quadratischer RMS-Fehler – Standardabweichung) von 1% im Jahr 2050. Diese Annahme ist einerseits als optimistisch zu werten, andererseits als realistisch einzustufen bei einer stetigen Weiterentwicklung der Prognosegüte in den nächsten 40 Jahren. Die angenommenen NRMSE für die Zukunftsszenarien wurden verwendet um die auf Messdaten basierende Wahrscheinlichkeitsverteilung des Jahres 2007 ebenfalls bis 2050 weiter fortzuschreiben. Die verwendeten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen des Windprognosefehlers sind in Abbildung 6-6 dargestellt. Dieser Trend beruht einerseits auf einer Verbesserung der Prognosesysteme, könnte aber andererseits auch darauf zurückgeführt werden, dass in Zukunft kurz-

fristigere Prognosen verwendet werden, um den Fahrplan möglichst genau an die aktuelle Windeinspeisung anzupassen.

Abbildung 6-6:  
Entwicklung der  
Windprognosefehler.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.



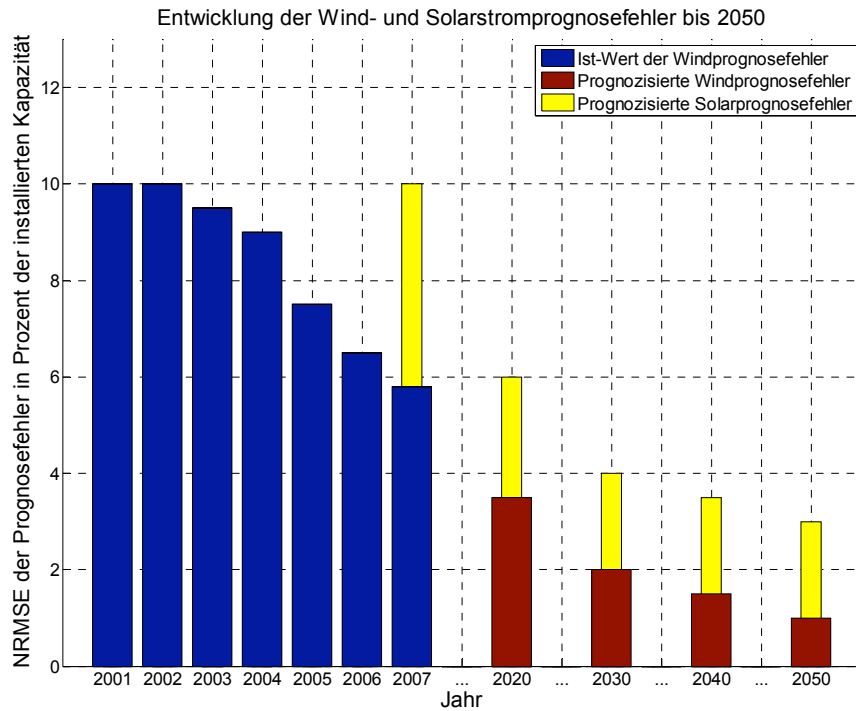
### 6.3.4 PV-Prognosefehler

Prinzipiell kann der PV-Prognosefehler parallel zu dem Windprognosefehler betrachtet werden. In den vergangenen Jahren spielte die Vorhersage der PV-Einspeisung noch keine große Rolle, da die installierte PV-Leistung nur ein Bruchteil der Gesamtleistung betrug. Mit Zunahme der installierten Leistung (z.B. 23,2 GW im Jahr 2020) nimmt die Bedeutung dieses Faktors auf den Regelleistungsbedarf allerdings deutlich zu.

Da für die PV-Prognose noch keine Messdaten zur Verfügung stehen wird für das erste Szenariojahr ein PV-Prognosefehler in der gleichen Größenordnung angenommen, wie dieser zu Beginn der ausgewerteten Windprognose im Jahr 2001 beobachtet werden konnte (siehe Abbildung 6-7). Für die folgenden Jahre wird vermutet, dass der Solarprognosefehler eine vergleichbare Entwicklung hin zu kleineren Fehlern erfährt, wie dies bei der Windprognose beobachtet und angenommen wurde. Da die Strahlungsvorhersage generell als komplizierter, verglichen mit der Windprognose, eingestuft wird, ist der prognostizierte Vorhersagefehler für die PV-Einspeisung im Jahr 2050 jedoch höher als für die Windprognose angenommen.

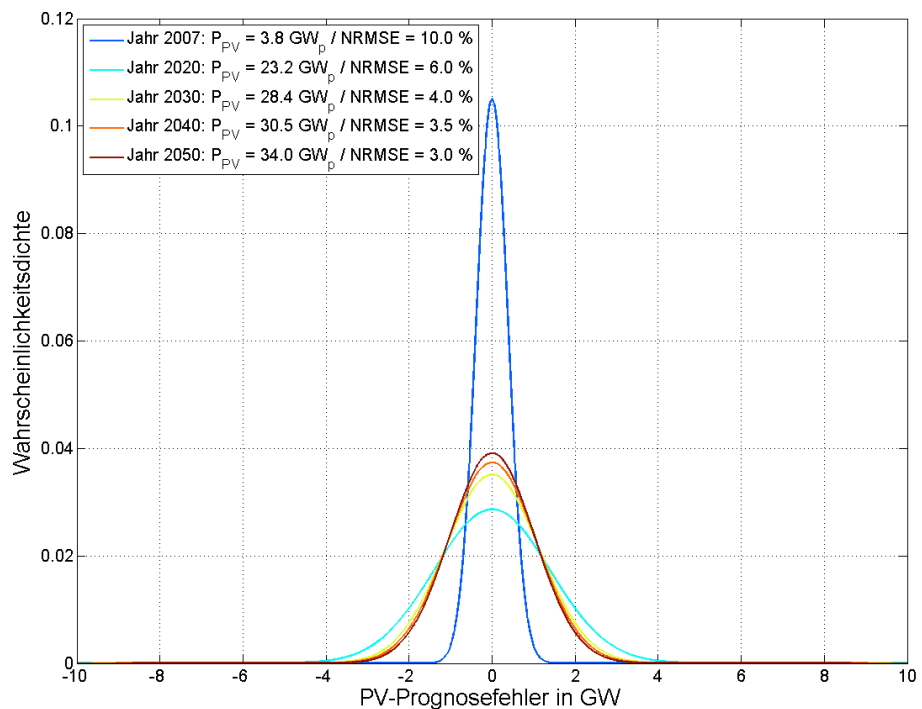


Abbildung 6-7:  
Entwicklung des Wind- und Solarprognosefehlers.  
Quelle: eigene Berechnungen.



Zur Erstellung der Wahrscheinlichkeitsverteilung bezogen auf unterschiedlich große Abweichungen wurde angenommen, dass die Prognosefehler der solaren Einspeisung näherungsweise normalverteilt sind. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung des absoluten Fehlers (in GW) ist in (Abbildung 6-8) dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass im Jahr 2007 trotz des höheren relativen Fehlers der absolute Fehler geringer ausfällt als in den Szenario-Jahren bis 2050. Die ist in der gegenwärtigen geringeren installierten PV-Leistung begründet.

Abbildung 6-8:  
Entwicklung der Solarprognosefehler. Quelle: eigene Berechnungen.



### 6.3.5 Sicherheitsniveau

Die Gesamtleistung, welche als Regelleistung vorgehalten werden sollte, kann nur bezogen auf ein gegebenes Sicherheitsniveau angegeben werden. Es ist also ein Richtwert zu definieren, der angibt, welche stochastische Wahrscheinlichkeit akzeptiert werden kann, dafür dass im Extremfall die vorgehaltene Reserveleistung nicht ausreicht, um einen aufgetretenen Fehler auszugleichen. In der Praxis wird hier für jede der 4 deutschen Regelzonen ein Sicherheitsniveau von 0,1% angesetzt (BNetzA, 2006). Da für die Berechnungen des Regelenergiebedarfs in dieser Studie Gesamtdeutschland als eine Regelzone angesetzt wird und damit eine zusätzliche Verbesserung des Sicherheitsniveaus durch einen regelzonenübergreifenden Einsatz von Regelleistung wegfällt, ist dieses Niveau hier nicht ausreichend. Daher wird ein geringeres Niveau angesetzt um für Gesamtdeutschland eine vergleichbare Zuverlässigkeit wie bisher zu erreichen. Exemplarisch wird neben der Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1% ein Niveau von 0,01% und 0,0025% untersucht, was statistisch gesehen einer Unterversorgung an Regelleistung von 1 Stunde bzw. 13 Minuten pro Jahr entspricht (dena, 2005). Das kleinste hier gewählte Defizitniveau entspricht ungefähr dem Niveau, welches heute insgesamt, durch regelzonenübergreifenden Einsatz von Regelleistung für Deutschland erreicht wird.

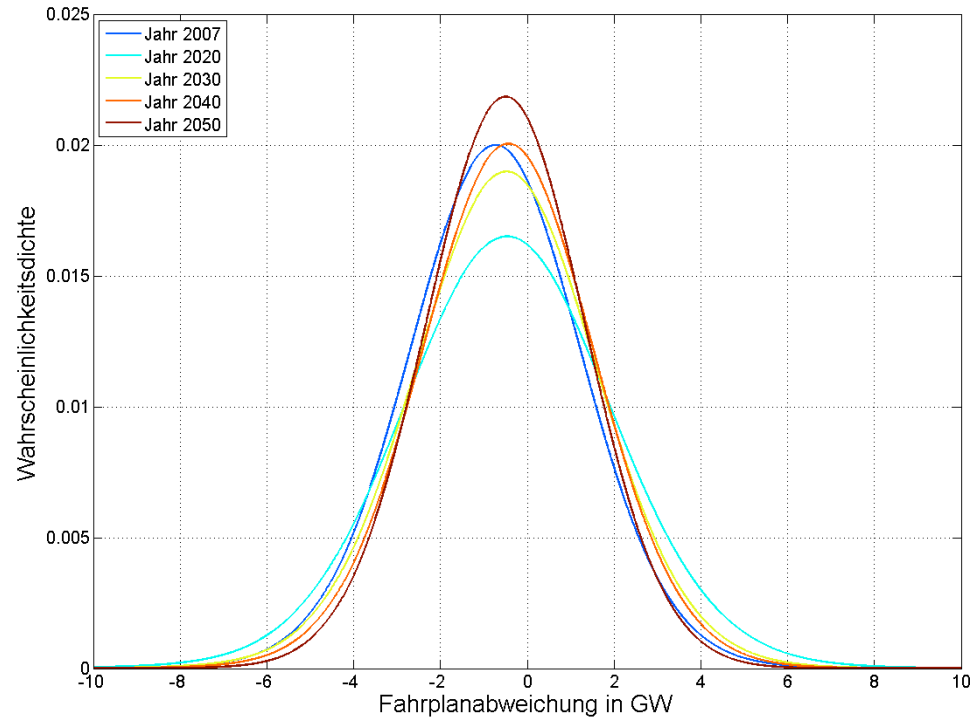
## 6.4 Ergebnisse

Mit den gegebenen Annahmen ergeben sich folgende Wahrscheinlichkeitsverteilung für eine mögliche Fahrplanabweichung (Abbildung 6-9).

Es wird deutlich, dass ein Leistungsdefizit stets etwas wahrscheinlicher ist als ein Leistungsüberschuss. Das bedeutet, dass der Einsatz von positiver Regelleistung statistisch gesehen häufiger auftritt, als der Einsatz negativer Regelleistung. Zurückzuführen ist diese Verschiebung der Wahrscheinlichkeitsfunktionen auf den Einfluss der unplanbaren Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten, die nur einen Einfluss auf positive Reserven haben, während alle weiteren Einflussfaktoren nahezu symmetrisch zum Nullpunkt sind.

Die Verteilung auf unterschiedlich große Fahrplanabweichungen verformt sich bis zum Jahr 2020 zu leicht erhöhten Auftretswahrscheinlichkeiten für größere Fahrplanabweichungen. In den folgenden Untersuchungsjahren wird die Verteilungsfunktion wieder schmaler, was bedeutet, dass größere Fahrplanabweichungen zunehmend unwahrscheinlicher werden.

Abbildung 6-9:  
Wahrscheinlichkeitsverteilung möglicher Fahrplanabweichungen mit Einfluss auf den Regelleistungsbedarf.  
Quelle: eigene Berechnungen.



Ergänzend zu der vorherigen Darstellung ist die Wahrscheinlichkeit in Abbildung 6-10 und Abbildung 6-11 für gegebene positive bzw. negative Fahrplanabweichungen noch einmal kumuliert dargestellt. Als zusätzliche Information sind die drei untersuchten Sicherheitsniveaus durch waagerechte Linien gekennzeichnet. Anhand der Defizitniveaulinien kann abgelesen werden, welche Minutenreserveleistung vorzuhalten ist, um ein bestimmtes Defizitniveau zu erreichen. Die waagerechte Linie bei 99,9% (Abbildung 6-10) gibt beispielsweise Auskunft darüber, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,1% Fahrplanabweichungen auftreten, welche größer sind als die Abweichung im Schnittpunkt zwischen Niveaulinie und Wahrscheinlichkeitskurve. So kann für das Basisszenario 2007 das Defizitniveau von 0,1% mit einer Regelleistung von knapp -6 GW erreicht werden. Um eine Defizitwahrscheinlichkeit von 0,01% bzw. 0,0025% zu erreichen vergrößert sich die vorzuhaltende negative Regelleistung auf -7,7 bzw. -8,5 GW. Diese Werte, sowie die berechnete Regelleistungsreserve für die weiteren Szenariojahre sind zusammenfassend in Abbildung 6-12 dargestellt.

Abbildung 6-10: Kumulierte Wahrscheinlichkeit für positive Fahrplanabweichungen und Defizitniveaus. Quelle: eigene Berechnungen.

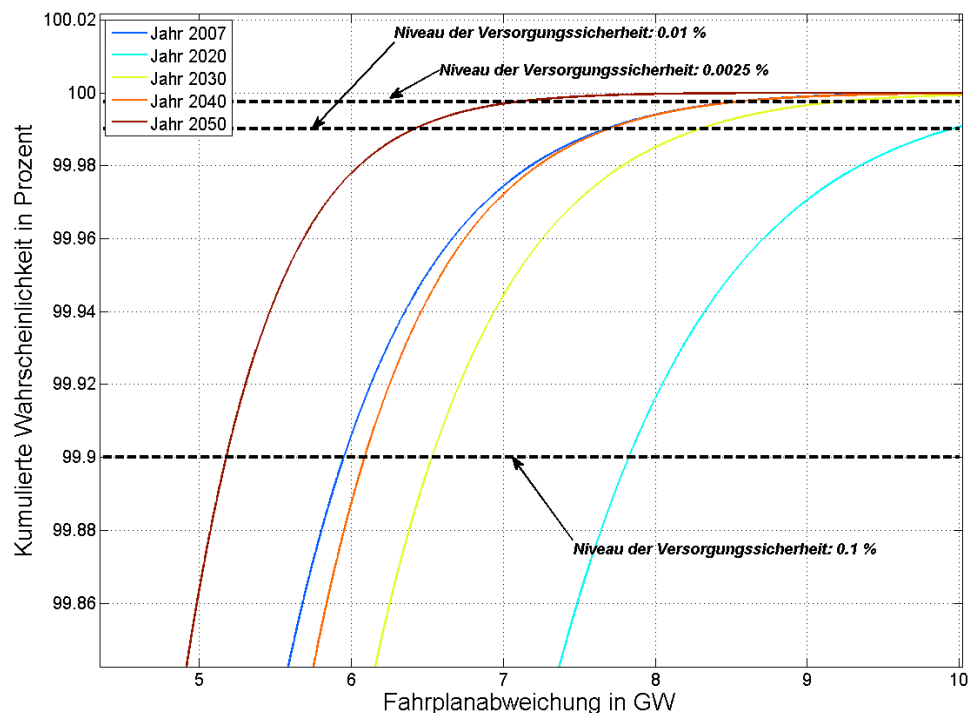
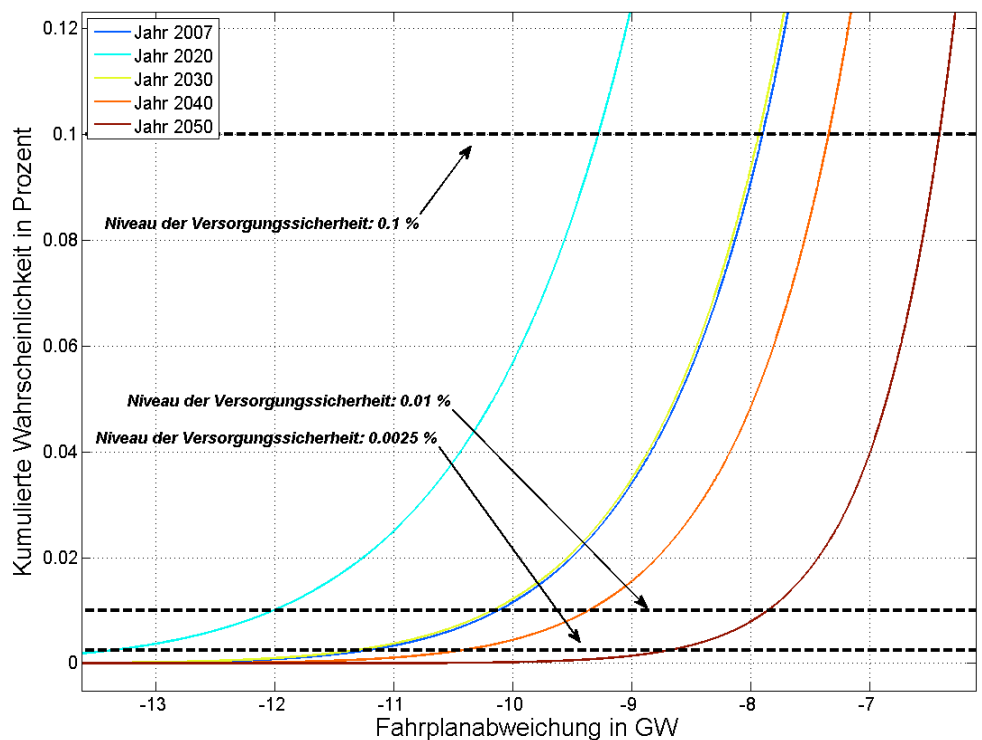
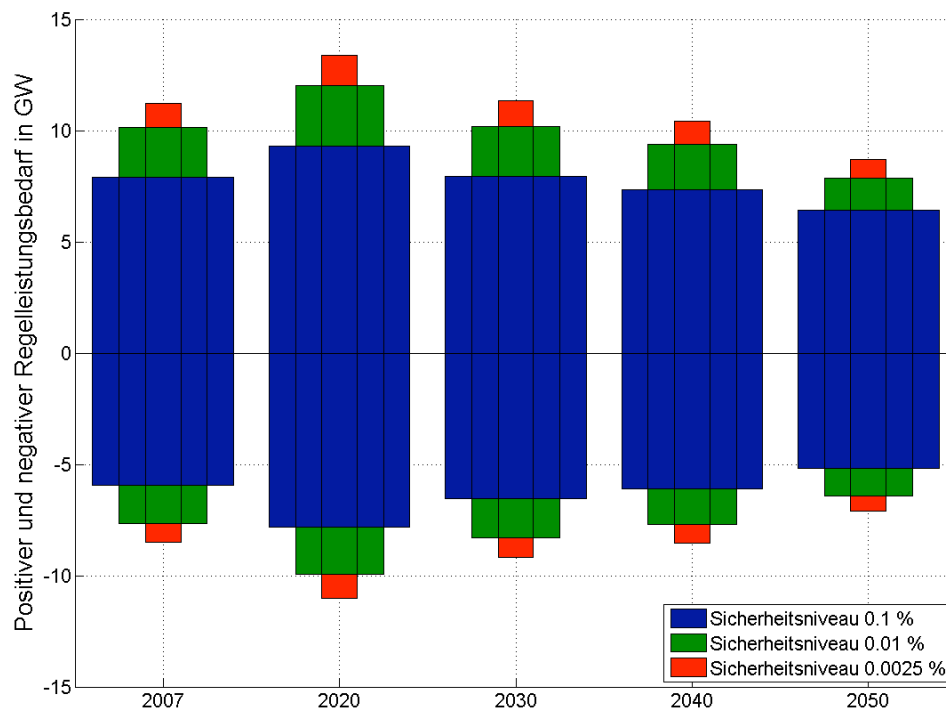


Abbildung 6-11: Kumulierte Wahrscheinlichkeit für negative Fahrplanabweichungen und Defizitniveaus. Quelle: eigene Berechnungen.



Insgesamt wird für das Jahr 2020 zunächst eine Zunahme des Regelleistungsbedarfs gegenüber 2007 erwartet (Abbildung 6-12). In den folgenden Jahren nimmt der Bedarf an vorzuhaltender Regelleistung, die benötigt wird um das gleiche Sicherheitsniveau zu erreichen, dagegen wieder ab. Während im Jahr 2030 voraussichtlich wieder die Größenordnung von 2007 erreicht wird, liegt die vorzuhaltende Regelleistung im Jahr 2050 sogar etwas niedriger.

Abbildung 6-12: Vorzuhaltendes Minutenreservevolumen für verschiedene Sicherheitsniveaus. Quelle: eigene Berechnungen.



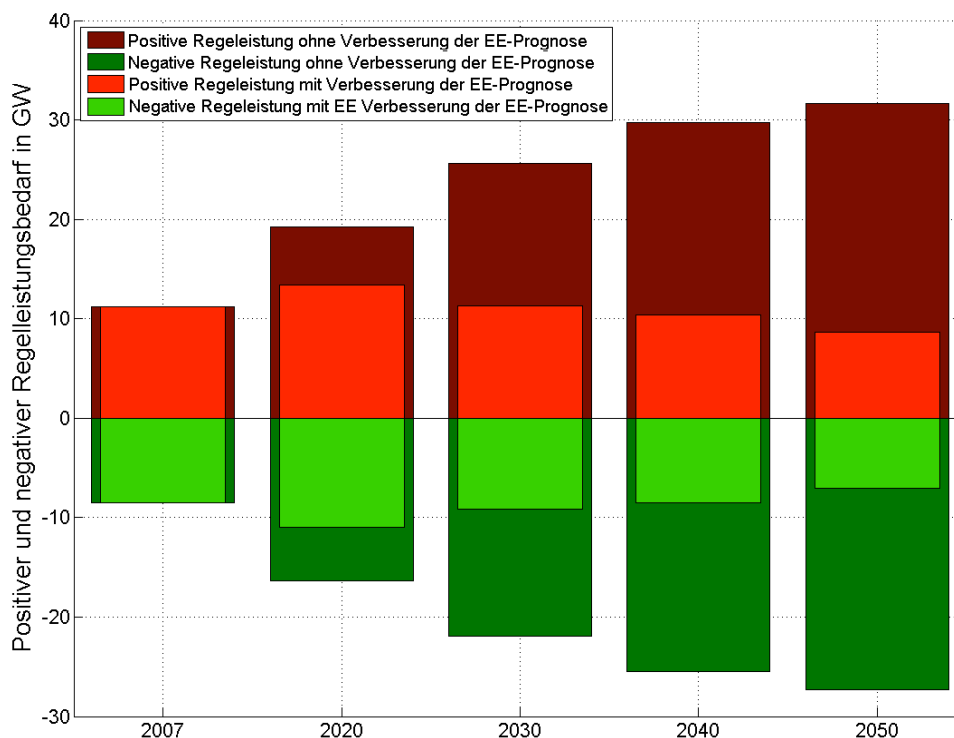
Diese Entwicklung des Regelleistungsbedarfs ist speziell auf die hier getroffenen Annahmen zurückzuführen. Während der Anteil des konventionellen Kraftwerksparks kleiner wird und somit große Kraftwerke im Gigawatt-Bereich wegfallen, nimmt insbesondere die Ausfallwahrscheinlichkeit für größere Leistungsdefizite ab. Der Ersatz großer Kraftwerke durch zahlreiche kleine, dezentrale Erzeugereinheiten mit einer vergleichbaren oder sogar geringeren Nicht-Verfügbarkeit führt zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Beide Faktoren verringern somit die Wahrscheinlichkeit für Leistungsdefizite für nicht-darstellungsabhängige Erzeugung. Parallel dazu wird die Prognosegüte für die darstellungsabhängigen Erzeuger PV und Windkraftanlagen entsprechend der genannten Annahmen deutlich verbessert, so dass die Wahrscheinlichkeit für größere Fahrplanabweichungen ebenfalls reduziert wird. Wird die Wahrscheinlichkeit für Fahrplanabweichungen kleiner, so verringert sich trotz eines massiven Ausbaus von PV und Windkraftanlagen die insgesamt vorzuhaltende Regelleistung, welche benötigt wird um ein vorgegebenes Sicherheitsniveau zu erreichen.

Um den Einfluss einer verbesserten Prognosegüte auf den Regelleistungsbedarf zu untersuchen, wurde in einer Sensitivitätsanalyse die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs ohne eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit untersucht. Hierbei wurde angenommen, dass die Prognosegüte für PV- und Windeinspeisung unverändert auf dem Niveau von 2007 bleibt (Standardabweichung des Windprognosefeh-

lers = 5,3%, PV = 10%). Die Ergebnisse dieser Betrachtung sind in Abbildung 6-13 dargestellt.

Abbildung 6-13: Vergleich der vorzuhaltenden Regelleistung mit und ohne Verbesserung der Prognosegüte für Wind- und PV-Einspeisung für die Jahre 2007, 2020, 2030, 2040 und 2050 (Sicherheitsniveau = 0,0025%). Quelle: eigene Berechnungen.



Der Vergleich zeigt deutlich die Bedeutung einer verbesserten Prognosegüte für die Integration der erneuerbaren Energien. Während bei der angenommenen Weiterentwicklung der Prognosegenauigkeit nach einem vorübergehenden Anstieg 2020 eine deutliche Reduktion des Regelleistungsbedarfs zu erwarten ist, steigt der Regelleistungsbedarf ohne Prognoseverbesserung bis 2050 etwa auf den 3-fachen Wert gegenüber 2007. Dies entspricht einem Bedarf von etwa 32 GW positiver sowie 27 GW negativer vorzuhaltender Regelleistung. Ohne eine Verbesserung der EE-Prognose überwiegen in Bezug auf den Regelleistungsbedarf die negativen Effekte des Einspeise-Prognosefehlers die positiven Effekte eines verkleinerten Kraftwerkparcs mit hohem Anteil kleiner dezentraler Erzeuger. Dieses Ergebnis unterstreicht die Notwendigkeit weiterer Forschung auf diesem Gebiet um eine ökonomische Integration erneuerbarer Energien zu erleichtern.

Die berechneten Ergebnisse geben eine Zukunftsprognose für die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs bis 2050. Unter den gegebenen Annahmen, wird sich der Regelleistungsbedarf wahrscheinlich mit dem beschriebenen Trend hin zu einem kleiner werdenden Regelleistungsbedarf entwickeln. Es ist aber stets zu berücksichtigen, dass sich die genauen Zahlen der Berechnungen bei veränderten tatsächlichen Entwicklungen der einzelnen Einflussfaktoren ändern können.

## 6.5 Fazit zur Regelleistung

Speicher können grundsätzlich neben dem Einsatz zum Lastausgleich auch durch die Bereitstellung von Regelleistung einen wesentlichen Beitrag zur Integration EE leisten. Mittelfristig ist im Zuge des weiteren Ausbaus der EE auch mit einem steigenden Regelleistungsbedarf zu rechnen. Unter der Voraussetzung, dass weitere Fortschritte in der Prognosegenauigkeit erzielt werden, kann längerfristig der Bedarf an Regelleistung sogar unter das gegenwärtige Niveau fallen. In diesem Zusammenhang - und auch unter Berücksichtigung des steigenden Ausgleichsbedarf von Lastschwankungen und Fluktuationen (siehe Kapitel 5) – verliert der Regelenergiebereich für Pumpspeicherwerke an Bedeutung, während die Aufgabe des Lastausgleichs für Pumpspeicherwerke zunimmt.

Diese Aussage ist jedoch relativ. Durch den Wegfall von konventionellen Kraftwerken, die derzeit als „must-run-units“ einen Großteil der Regelleistung bereitstellen, müssen zunehmend auch erneuerbare Erzeuger Regelleistung bereitstellen. Dabei haben Speicher wie Pumpspeicherwerke eine wichtige Funktion, um im Zusammenspiel mit EE auch positive Regelleistung anbieten zu können (siehe Kapitel 10). Speicher befähigen also in gewisser Weise erneuerbare Energien, positive Regelleistung bereitzustellen.

## 7 Veränderung des Lastverlaufs durch Transport und Lastmanagement

Neben Pumpspeicherwerken werden zukünftig weitere Technologien für einen Lastausgleich diskutiert (siehe Kapitel 2). Ihr Potential ist derzeit teilweise schwer abzuschätzen – sowohl in technischer Hinsicht bezüglich ihres Einflusses auf den Lastverlauf, als auch hinsichtlich der Kosten für deren Erschließung. In diesem Abschnitt sollen exemplarisch für die Optionen Transport und Lastmanagement die Potentiale von Demand Side Management (dt. Lastmanagement) sowie der Effekt von überregionalen Ausgleichseffekten (Import/Export) zum Ausgleich der Fluktuationen im Energiesystem analysiert werden. Sie stellen einen Rahmen zu den weitergehenden energiewirtschaftlichen Berechnungen für Pumpspeicherwerke in Kapitel 8 dar.

### 7.1 Auswirkungen von Elektromobilität

Im Folgenden wird der mögliche Effekt von Elektromobilität auf die Residuallast inklusive Stromüberschüsse anhand einer Modellsimulation untersucht. In Anbetracht der gegenwärtigen Diskussion und der Unsicherheiten die dabei für eine zukünftige Netzintegration verbunden sind, wird das Lastausgleichspotential relativiert.

#### 7.1.1 Veränderung des zukünftigen Lastverlaufs durch Elektromobilität

Neben Tagesspeichern bietet die Einführung von Elektrofahrzeugen als steuerbare Verbraucher die Möglichkeit Schwankungen der Residuallast durch ein lastabhängig gesteuertes Laden der Autobatterien zu vermindern und Energieüberschüsse zu nutzen. Andererseits kann ein ungesteuertes Beladen zusätzliche Spitzenlastleistung erforderlich machen. Im Folgenden werden die Ergebnisse einer Simulation des Einflusses von gesteuertem und ungesteuertem Laden einer Elektrofahrzeugflotte von 10 Millionen PKW und 45 Millionen PKW auf die Residuallast des Jahres 2050 diskutiert. Eine Realisierung von 45 Millionen Elektrofahrzeugen bis 2050 wird als unwahrscheinlich angesehen (der heutige PKW Bestand beläuft sich auf ca. 45 Millionen Autos), doch soll mit dieser Betrachtung der potentielle Einfluss von Elektrofahrzeugen (E-PKW) auf die Residuallast nach oben hin abgeschätzt werden. Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist das Erreichen von 1 Million Elektrofahrzeugen in 2020. Bei einem ambitionierten Ausbau ist ein Erreichen von 10 Millionen EPKW denkbar.

Für die Simulation wird der Fahrzyklus deutscher PKW Fahrer nach der Erhebung „Mobilität in Deutschland 2002“ (MID 2002) des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung verwendet (MID, 2002). Es wurden Start- und Ankunftszeiten sowie Wegelängen und der Wochentag, an dem die Fahrt des Befragten stattfand, in dieser Er-



## Veränderung des Lastverlaufs durch Transport und Lastmanagement

hebung erfasst. Für die Simulation wurde aus diesen Daten ein durchschnittliches Fahrprofil für Wochentage, Samstag und Sonntag abgeleitet (siehe Abbildung 7-1 bis Abbildung 7-3).

Abbildung 7-1:  
 Prozentsatz der Autos en route als Anteil der für Wochentage berücksichtigten Autos. Quelle: eigene Berechnungen.

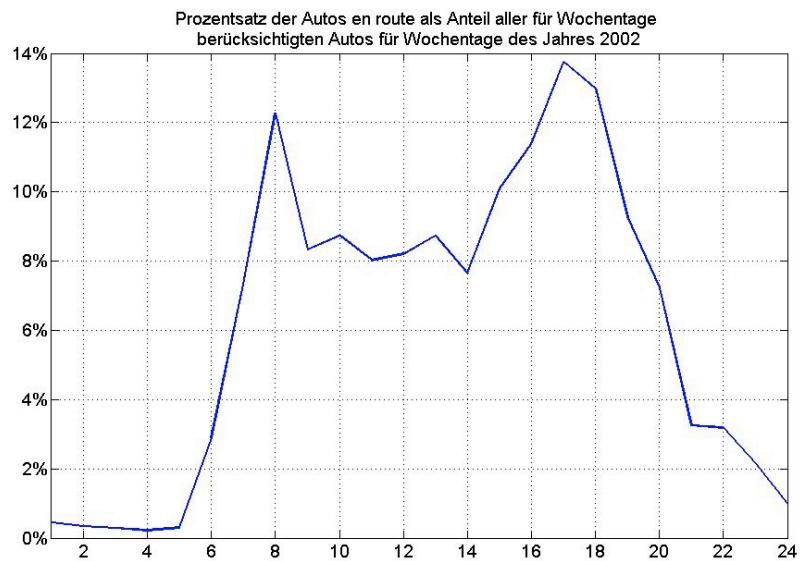


Abbildung 7-2:  
 Prozentsatz der Autos en route als Anteil der für Samstag berücksichtigten Autos. Quelle: eigene Berechnungen.

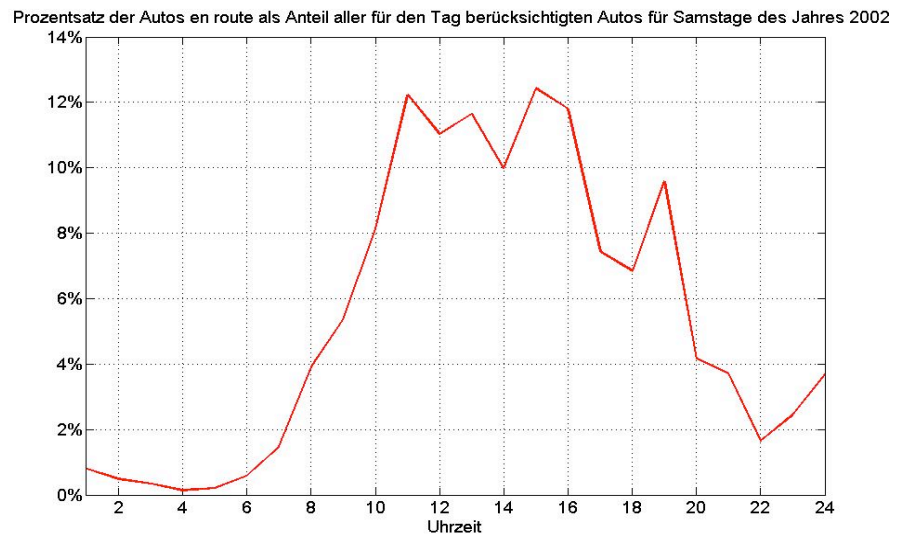
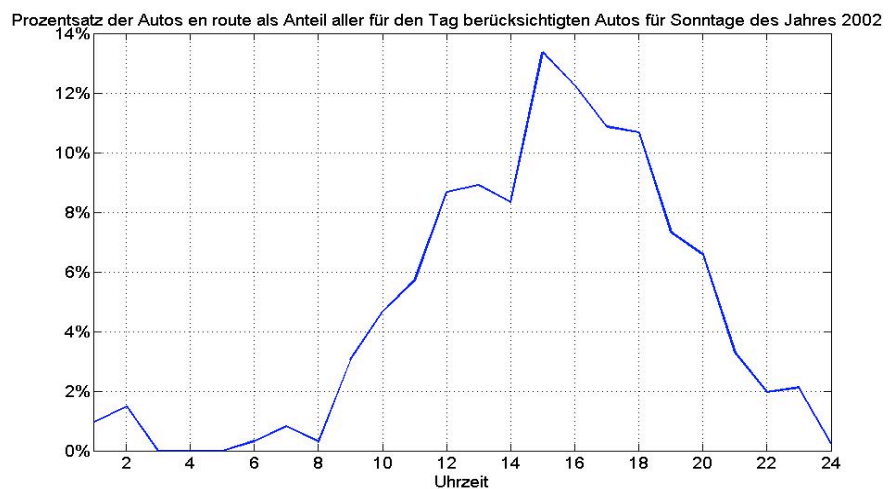


Abbildung 7-3:  
 Prozentsatz der Autos en route als Anteil der für Sonntag berücksichtigten Autos. Quelle: eigene Berechnungen.



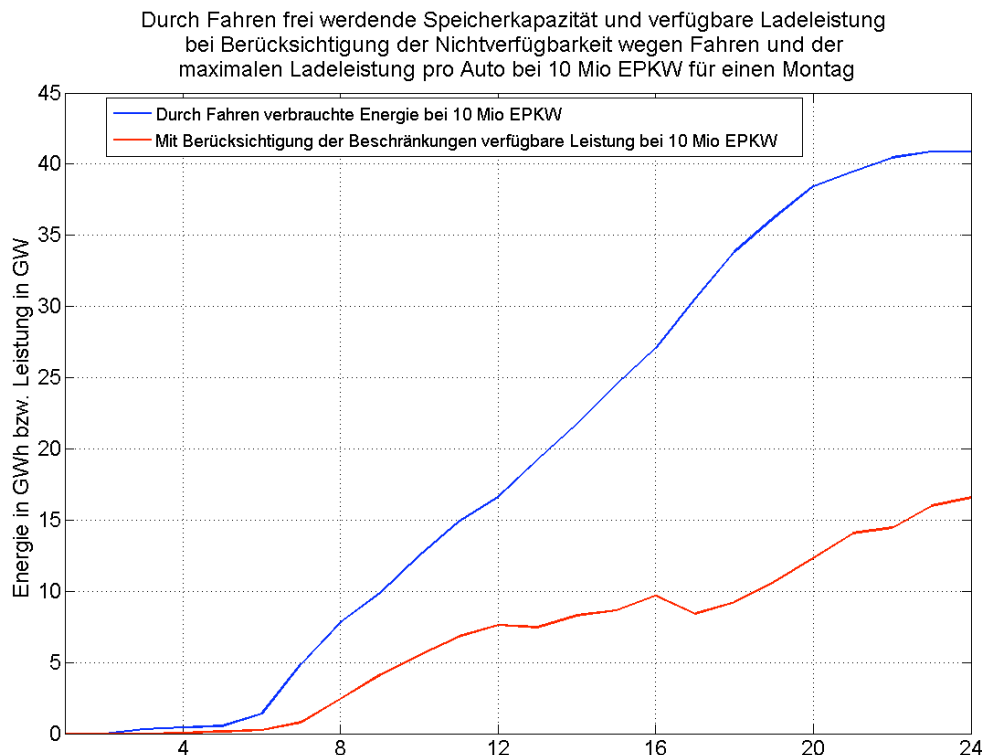
Für den Anteil der am Tag gefahrenen Autos an der Gesamtfahrzeugflotte wird in Anlehnung an (Rehtanz, 2009) von ca. 65% wochentags, 60% samstags und 48% an Sonntagen ausgegangen. In Betracht gezogen werden für die Simulation nur alle Wege unter 100 km. Diese hatten in der Erhebung MID 2002 einen Anteil von 98%.

Wird eine Speicherkapazität der Batterie von 17 kWh und ein Verbrauch von 15 kWh/100 km (Li-Ionen Akkus) angenommen, so sind in 98% der Fälle Elektroautos in der Lage die täglichen Wege ohne zwischenzeitliches Laden der Batterie zurückzulegen. Im Prinzip wäre für die Mehrheit der Fälle ein reines „Nachtladen“ möglich. Hier soll jedoch der Fall simuliert werden, dass das Auto bei jedem Stillstand - falls die Batterie nicht voll geladen ist - mit einer Kapazität von 3 kW geladen werden kann. Dies setzt eine perfekt ausgebaute Ladeinfrastruktur von mehreren Millionen Ladesäulen voraus, was für 2050 eine theoretische Annahme ist. Wann und in welchem Maße diese dementsprechend entwickelt sein wird, kann zurzeit nicht genau abgesehen werden. Hier soll jedoch eine Abschätzung des Einflusses von Elektromobilität für den progressivsten Fall geschehen, insofern wurde die Annahme getroffen, dass das Auto bei jedem Stillstand ans Netz angeschlossen werden kann.

Für den Ladeanschluss wurde von einer Ladeleistung von 3 kW ausgegangen, die eine einfache Haushaltssteckdose liefern kann. Denkbar ist auch ein Starkstromanschluss von 10 kW für Ladesäulen.

Die Fahrprofile aus Abbildung 7-1 bis Abbildung 7-3 werden auf den Gesamtbestand der Elektroautos hochgerechnet. Ziel des verwendeten Betankungsalgorithmus für das gesteuerte Betanken ist das Erzeugen einer Bandlast. Es wird hierbei die Bedingung vorgegeben, dass die Batterie jedes Elektroautos vor der ersten Fahrt des folgenden Tages vollständig gefüllt sein muss. Des Weiteren kann jedes Auto nur mit einer Maximalleistung von 3 kW geladen werden und die zu einem Zeitpunkt verfügbare Gesamtladeleistung hängt von der Anzahl der Autos am Netz ab. Die verfügbare Speicherkapazität hängt von den zuvor gefahrenen Kilometern ab. Abbildung 7-4 zeigt für einen E-PKW Bestand von 10 Millionen Autos die von 0 Uhr bis zur Uhrzeit auf der Abszisse für ein Lastmanagement einsetzbare Ladeleistung (rot). Die gesamte durch Fahren freiwerdende Speicherkapazität (blau) kann nicht zu jedem Zeitpunkt und mit voller Leistung genutzt werden, da die Autos beim Fahren nicht am Netz angeschlossen sind und eine Ladeleistungsbegrenzung von 3 kW für jedes Auto besteht. Die theoretisch verfügbare Ladeleistung von 30 GW bei 10 Millionen Autos wird also stark eingeschränkt.

Abbildung 7-4:  
Durch Fahren in der Autobatterie frei werdende Speicherkapazität und am Netz nutzbare Ladeleistung bei Berücksichtigung der Beschränkungen durch Nichtverfügbarkeit am Netz wegen Fahren und der beschränkten Ladeleistung für einen Montag.  
Quelle: eigene Berechnungen.



Die freie Speicherkapazität und die aktuelle maximale Ladekapazität (die durch die Anzahl der Autos, die zum betrachteten Zeitpunkt am Netz sind bestimmt ist), stellen Einschränkungen für das Erzeugen einer Bandlast dar. Das Band wird mit dem hier verwendeten Algorithmus wie folgt errechnet. Ausgehend vom Tagesminimum der Residuallast wird der Wert des Bandes so lange erhöht, bis ein voller Stand der Batterien vor der ersten Abfahrt am Folgetag erreicht ist. Es wird aufgrund der zuvor genannten Beschränkungen das vorgegebene glatte Band nicht erreicht, jedoch ist die Auffüllung der Lasttäler meist recht gleichmäßig. Abbildung 7-5 zeigt den Glättungseffekt einer solchen Ladestrategie für eine Zeitperiode im Jahr 2050 für 10 Millionen bzw. 45 Millionen EPKW.

Die Täler der residualen Last werden durch den verwendeten Algorithmus tagsüber nur bedingt aufgefüllt, da das Bezugsminimum zur Ermittlung des Zielbandes das Tagesminimum ist, das meist nachts auftritt. Ein Algorithmus, der nicht das Tagesminimum als Ausgangspunkt wählt, sondern das Minimum einer kurzfristigeren Betrachtungsperiode (beispielsweise 6 oder 12 Stunden) würde ein stärkeres Auffüllen kleiner Lasttäler tagsüber ermöglichen.

Im Falle des ungesteuerten Ladens wird das Auto, sobald es ans Netz angeschlossen wird, (das ist in diesem Modell dann der Fall, sobald die Fahrt beendet ist) mit der maximal möglichen Leistung von 3 kW geladen, bis die Batterie gefüllt ist. Diese Betankungsstrategie ist dem gesteuerten Laden in Abbildung 7-5 und Abbildung 7-6 gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass ein ungesteuertes Betanken die Lastspitzen

am Tag erhöht. In dem simulierten Fall erhöht sich bei ungesteuertem Laden von 10 Mio. Elektromobilen die Spitzenlast der Residuallast um ca. 1 GW, bei gesteuertem Laden erniedrigt sie sich um 1 GW.

Der Einfluss auf die Jahresdauerlinie der Residuallast bei ungesteuertem und gesteuertem Laden ist in Abbildung 7-7 für 10 Millionen bzw. in Abbildung 7-8 für 45 Millionen Elektroautos dargestellt. Es wird ersichtlich, dass hier der Spitzenlastbereich entlastet wird, während sich beim ungesteuerten Laden der Leistungsbedarf deutlich auf den Spitzenlastbereich auswirkt (siehe Tabelle 7-1). Aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung im Jahr 2050 wird die Residuallast auch negativ.

Tabelle 7-1: Beeinflussung des Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarfs durch ungesteuertes und gesteuertes Laden von Elektroautos für das Jahr 2050. Quelle: eigene Berechnungen.

	positive Residuallast (Last-EE)	positive Residuallast mit ungesteuertem Laden von 10 Mio. EPKW	positive Residuallast mit gesteuertem Laden von 10 Mio. EPKW	Residuallast mit ungesteuertem Laden von 45 Mio. EPKW	Residuallast mit gesteuertem Laden von 45 Mio. EPKW
Grundlast	0 GW	0 GW	0 GW	2,2 GW	3,25 GW
Mittellast	28,9 GW	30,6 GW	30,1 GW	35 GW	31,93 GW
Spitzenlast	26,1 GW	27,2 GW	25 GW	30,7 GW	19,9 GW

Ohne Elektroautos beläuft sich die Energiemenge der negativen Residuallast auf 26 TWh, die in Speichern zwischengespeichert, exportiert oder abgeregelt werden muss. Mit einem ungesteuerten Laden von 10 Millionen EPKW wird diese Energiemenge auf 23 TWh verringert während ein gesteuertes Laden eine Reduktion auf ca. 19.5 TWh erlaubt. Bei 45 Millionen EPKW führt die ungesteuerte Ladestrategie zu einem Überschuss von 16 TWh während das gesteuerte Laden den Überschuss um 21 TWh auf 5 TWh reduzieren kann (siehe Tabelle 7-3). Hier zeigt sich deutlich der Vorzug des gesteuerten Ladens. Die Einflüsse von 10 Millionen EPKW auf die Energiemengen des positiven Residuallastbereichs sind in Tabelle 7-2 zusammengefasst.

Abbildung 7-5:  
Residuallast sowie Residuallast mit ungesteuerter und gesteuerter Be-  
tanking der Elektrofahrzeuge für das Jahr 2050 bei  
10 Millionen Elektroautos. Quelle:  
eigene Berechnungen.

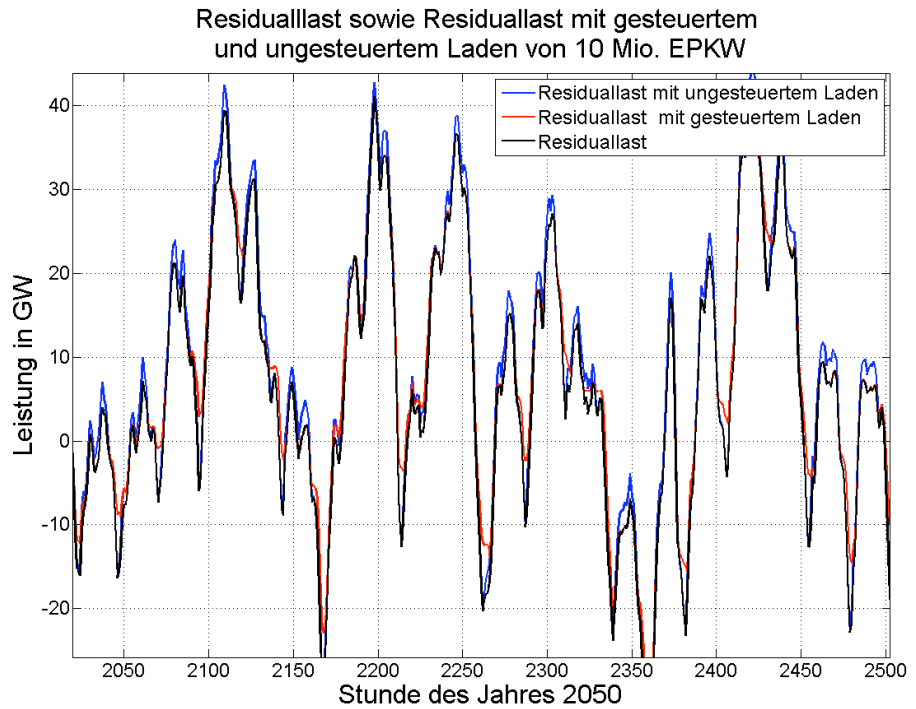
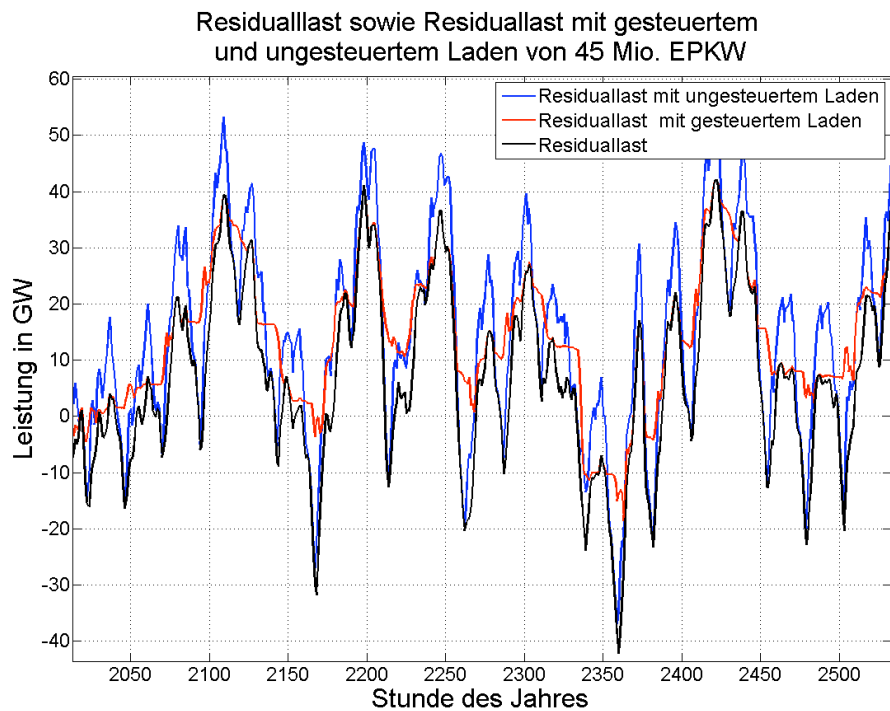


Abbildung 7-6:  
Residuallast sowie Residuallast mit ungesteuerter und gesteuerter Be-  
tanking der Elektrofahrzeuge für das Jahr 2050 bei  
45 Millionen Elektroautos. Quelle:  
eigene Berechnungen.



## Veränderung des Lastverlaufs durch Transport und Lastmanagement

Tabelle 7-2: Benötigte Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastenergiemengen für den **positiven** Teil der Residuallast, die **positive** Residuallast mit gesteuertem und ungesteuertem Laden von EPKW für das Jahr 2050 und 10 Millionen EPKW. Quelle: eigene Berechnungen.

	positive Residuallast (Last-EE)	positive Residuallast mit ungesteuertem Laden von 10 Mio. EPKW	positive Residuallast mit gesteuertem Laden von 10 Mio. EPKW
Grundlastenergie	0 TWh	0 TWh	0 TWh
Mittellastenergie	120 TWh	131 TWh	129 TWh
Spitzenlastenergie	17 TWh	18 TWh	16 TWh

Tabelle 7-3: Energieüberschussreduktion durch EKfz. Quelle: eigene Berechnungen.

	Energiebedarf bei 10 Millionen EPKW	Energieüberschuss bei 10 Millionen EPKW	Energiebedarf bei 45 Millionen EPKW	Energieüberschuss bei 45 Millionen EPKW
Ohne EKfz		26 TWh		26 TWh
Mit Lastm.	14,3 TWh	19,5 TWh	64,4 TWh	5 TWh
Ohne Lastm.	14,3 TWh	23 TWh	64,4 TWh	16 TWh

Abbildung 7-7: Jahresdauerlinie der Residuallast ohne EPKW und Residuallast bei gesteuertem und ungesteuertem Laden der Elektroautos für das Jahr 2050 bei 10 Millionen EPKW. Quelle: eigene Berechnungen.

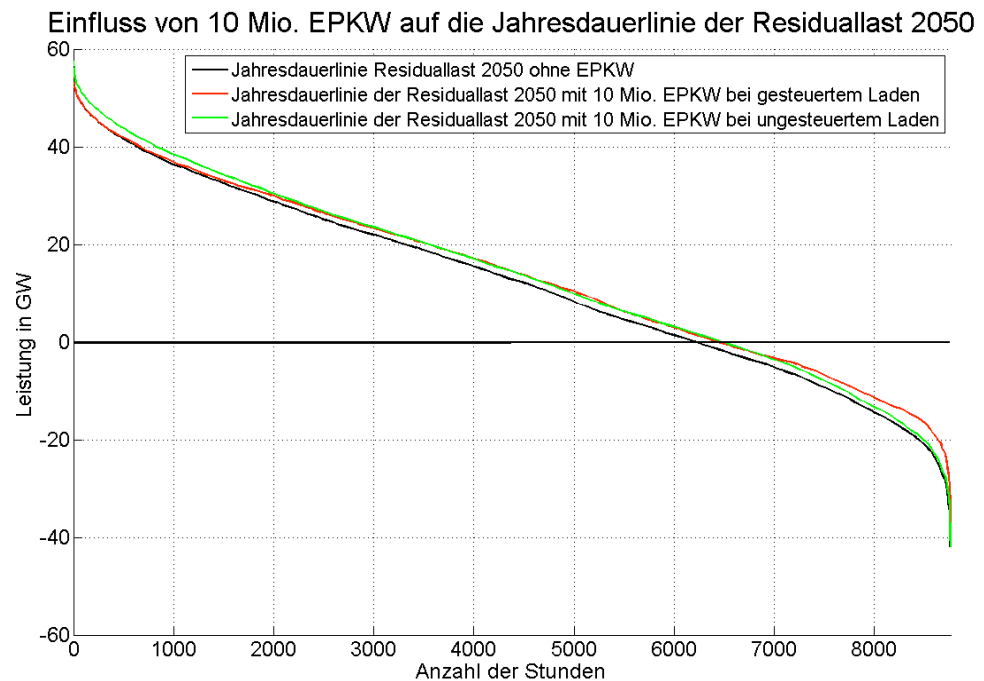
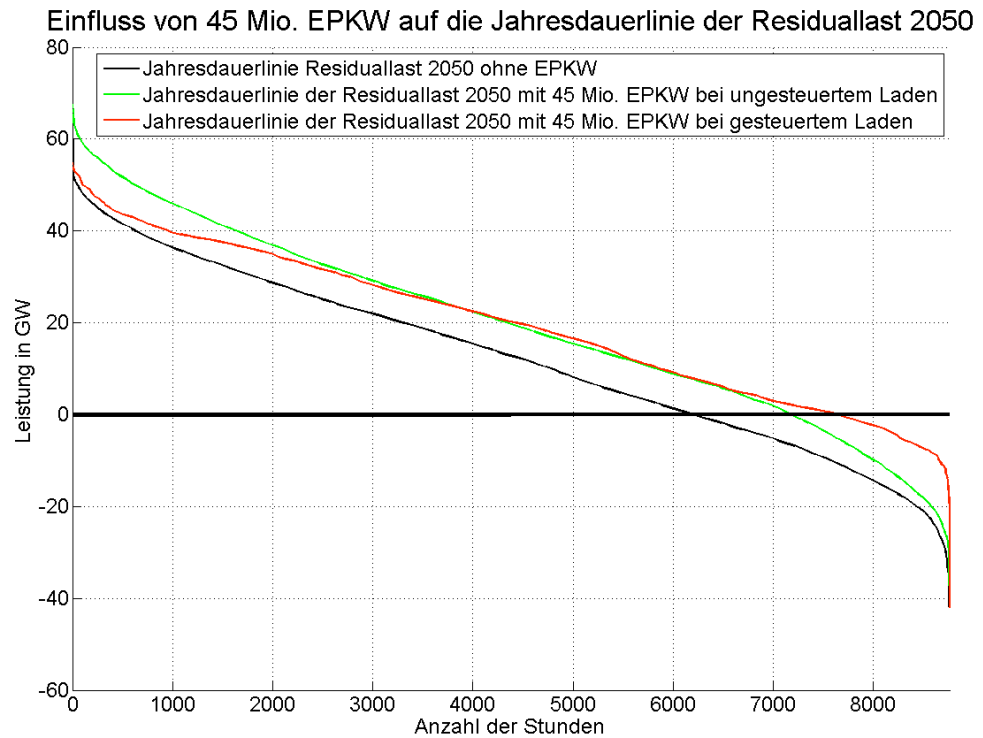


Abbildung 7-8:  
Jahresdauerlinie der Residuallast ohne EPKW und Residuallast bei gesteuertem und ungesteuertem Laden der Elektroautos für das Jahr 2050 bei 45 Millionen EPKW. Quelle: eigene Berechnungen.



Fazit zur Simulation des gesteuerten Ladens

Die Elektromobilität bietet ein großes Potential zur Nutzung der Energieüberschüsse der Residuallast. So können die Energieüberschüsse der Residuallast bei 10 Millionen EPKW um 6.5 TWh bei gesteuertem Laden und um 3 TWh bei ungesteuertem Laden reduziert werden. Würde sich die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Jahr 2050 auf die Zahl der heutigen deutschen PKW Flotte belaufen, so könnten die Überschüsse im Jahr 2050 bei einem gesteuerten Betanken auf 5 TWh reduziert werden.

Dies bedeutet, dass neben Elektrofahrzeugen weitere Maßnahmen zur Nutzung oder zum Export der Überschüsse nötig sind. Der Einfluss der Elektrofahrzeugflotte auf den Spitzenlastbedarf ist moderat. Bei einer ungesteuerten Betankung erhöht sich die benötigte Spitzenlastleistung um ca. 1 GW. Eine weitere solche Option kann die Erschließung weiterer Lastmanagementpotentiale sein, die im Folgenden diskutiert werden soll.

Dennoch kann die Elektromobilität im progressivsten Falle eines komplett elektrischen Fahrzeugparks in Deutschland nicht alle zu erwartenden Überschüsse aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Somit bleibt auch in diesem Extremfall die Notwendigkeit für Speichersysteme wie Pumpspeicherwerke bestehen.

### 7.1.2 Diskussion des Potentials von Elektromobilität zum Lastausgleich

Grundsätzlich gilt, dass die Elektromobilität im Vergleich zum herkömmlichen Antriebskonzept mit Verbrennungsmotor nur effizient ist, wenn der Strom (überwiegend) regenerativ ist oder die Abwärme der Stromerzeugung genutzt wird.

In Anbetracht möglicher Szenarien bezüglich der Abschlussleistung sind aus Netzsicht folgende Punkte zu bedenken. Seitens der Automobilindustrie wird eine Schnellladung von 20 kWh in 5-10 min favorisiert, was eine Anschlussleistung von 120-240 kW erfordert. Diese Schnellladefähigkeit von E-KFZ kann derzeit nicht zur Verfügung gestellt werden, da die Niederspannungsnetze größtenteils nicht dafür ausgelegt sind. Ferner sind Anschlussleistungen größer 30 kW meldepflichtig. Der momentan favorisierte Ladestecker hat eine Anschlussleistung von 44 kW, was einem Vielfachen der Hausanschlussleistung von ca. 3,7 kW entspricht. Wird in der Folge ungesteuert mit hohen Anschlussleistungen geladen, destabilisiert E-KFZ die Stromversorgung mehr als umgekehrt. Daher ist ein gesteuertes Laden eindeutig vorzuziehen. Ein Parkhaus kann beispielsweise lokale Stromüberschüsse gesteuert aufnehmen. Eine Voraussetzung für gesteuertes Laden ist eine gut erschlossene Informations- und Kommunikationsinfrastruktur. Entscheidend dafür sind technische Standards und Normen, deren Entwicklung einige Jahre in Anspruch nimmt.

Neben dem gesteuerten Laden werden ebenso Potentiale in einer Rückspeisung aus E-KFZ gesehen, die jedoch kurzfristig als nicht erschließbar einzustufen sind. Mittel- bis langfristig kann aus heutiger Sicht mit einer Rückspeisung in geringem Umfang gerechnet werden. Die Rückspeisung kann entweder in das Verteilnetz erfolgen, wozu technische Standards für den Anschluss und Regelungen mit dem Netzbetreiber erst noch entwickelt werden müssen; oder für den Eigenverbrauch in das Hausnetz gespeist werden und E-KFZ auf diese Weise in Kombination mit dezentralen lokalen Erzeugern (PV, Mini-KWK) kombiniert werden. Diese Variante ist stark von der zukünftigen Preisentwicklung von Batterien, Strompreisen, PV-Anlagen, u.a. abhängig. Das Potential zur Rückspeisung kann daher derzeit energie-wirtschaftlich nicht abgeschätzt werden. Es ist aber aus heutiger Sicht zu erwarten, dass sich eher die Variante einer Einbindung in das Hausnetz wirtschaftlich gestalten lässt.

Große Strommengen aus Windenergie können aus wirtschaftlicher Sicht kurz- und mittelfristig nicht über E-KFZ gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung gestellt werden. Die Kosten dafür sind als zu hoch einzustufen und technisch gesehen ist es sehr unwahrscheinlich, dass ganze Fahrzeugflotten über Wochen und Monate stehen gelassen werden, um Windstromschwankungen saisonal auszugleichen. Zudem entladen sich die Batterien über lange Zeiträume von alleine. Aus diesen Gründen ist die Elektromobilität zum Ausgleich



von Fluktuationen und Netzstützung aus technischer Sicht kurz- und mittelfristig nur begrenzt geeignet.

## 7.2 Qualitative Bewertung von Lastmanagementpotentialen

Im Folgenden sollen qualitativ und quantitativ die Lastmanagementpotentiale in den drei Bereichen Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher) und Industrie diskutiert werden.

### Haushalte

Laut (AGEB, Oktober 2008) wurden im Jahr 2006 im Haushaltsbereich 142 TWh Strom verbraucht. Hierbei sind jedoch nur einige Anwendungen für ein Lastmanagement interessant, die im Folgenden diskutiert werden sollen.

In (Klobasa, 2007) werden im Haushaltsbereich die Anwendungen im Bereich Kühlen und Gefrieren sowie Waschen, Trocknen und Spülen untersucht, die zusammen circa 26% des Haushaltsstromverbrauchs ausmachen. Bei Kühl- und Gefrierschränken kann in Abhängigkeit der Kühltemperatur der Stromverbrauch kurzfristig verschoben werden. Die Anwendungen Waschen, Trocknen und Spülen können hingegen über mehrere Stunden verschoben werden. Eine Haushaltsbefragung in (Schweizer-Ries et al, 2009) ergab, dass der durchschnittliche Haushalt dazu bereit ist, die Anwendungen im Bereich Waschen, Trocknen und Spülen um circa 3 h zu verschieben, wobei die Bereitschaft von gar nicht bis zu mehr als 7 Stunden reicht.

Ein weiteres großes Potential stellen zurzeit die Nachtspeicherheizungen dar, die im Jahr 2004 24,4 TWh elektrische Energie verbraucht haben. Aufgrund der Regelungen in der aktuellen Energieeinsparverordnung ist jedoch damit zu rechnen, dass sich die Anzahl der Nachtspeicher in Zukunft deutlich reduzieren wird. Des Weiteren beschränkt sich der Nutzungszeitraum der Nachtspeicher auf die kalte Jahreszeit, sodass im Sommer kein Lastmanagementpotential vorhanden ist. Gleiches gilt für Wärmepumpen, die aller Voraussicht in Zukunft stark zunehmen werden und damit ein wachsendes Lastmanagementpotential darstellen.

Die elektrische Warmwassererzeugung ist über das Jahr relativ konstant, unterliegt jedoch starken Wochenschwankungen (Stadler, 2005). Zum Lastmanagement sind nur solche Systeme geeignet, die über einen Durchlaufspeicher oder Standspeicher verfügen. Circa 25% des Warmwasserverbrauchs von insgesamt 15 TWh sind für ein Lastmanagement geeignet (Stadler, 2005). Genau wie Nachtspeicherheizungen werden solche Systeme bereits heute zum Lastmanagement genutzt, indem sie vor allem zu Nachtstromtarifzeiten (22 Uhr bis 6 Uhr) Energie verbrauchen.

### Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor

Nach (AGEB, Oktober 2008) wurden im Bereich GHD im Jahr 2006 137 TWh Strom verbraucht. Im Sektor GHD bieten sich für ein Lastmanagement Anwendungen an, die über einen Energiespeicher verfügen, z.B. Kühl- und Klimatisierungsanwendungen. Der Anteil für Prozesskälte lag im Sektor GHD in Deutschland 2001 bei 11,4% (Schlomann et al, 2004). Besonders interessant sind hier die Bereiche Handel, Beherbergung und Gaststätten.

Beleuchtung und Kommunikation machten 2001 zusammen 46.4% des Stromverbrauchs im Sektor GHD aus. Dieser große Anwendungsbe- reich ist von vornherein für ein Lastmanagement ausgeschlossen. Wei- tere elektrische Anwendungen sind Kraft (27,9%), Prozesswärme (12,1%) und Raumheizung (2,2%) (Schlomann et al, 2004). Laut (Kloba- sa, 2007) kann im Bereich Prozesswärme vor allem die Warmwasserer- zeugung für ein Lastmanagement genutzt werden. In diesem Bereich wurden 2004 16,3 TWh Strom verbraucht, wovon circa  $\frac{1}{4}$  verlagerbar sind.

Das Lastmanagementpotential im Bereich GHD liegt demnach bei circa 3 TWh ohne die Anwendungen Klimatisierung und Nachtspei- cher (Klobasa, 2007).

### Industrie

Im Bereich Industrie (Der Begriff „Industrie“ ersetzt den in der Energiebi- lanz gewählten Begriff „Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.“) wurden im Jahr 2006 229 TWh Strom verbraucht (AGEB, Oktober 2008). In der stromintensiven Industrie ist das Lastma- nagement bisher am weitesten verbreitet. Das Lastmanagement kann hier durch Teillastbetrieb oder durch das Abschalten von Anlagen realisiert werden. Interessant sind vor allem die stromintensiven Bran- chen, wie z.B. Grundstoffchemie oder Rohstahlerzeugung. Evonik Po- wer Saar betreibt seit September 2003 ein Virtuelles Regelkraftwerk, mit einer Leistung von zurzeit 400 MW, das Minutenreserve anbietet. An diesem Regelkraftwerk sind große Lasten beteiligt, wie sie z.B. die Aluminiumherstellung darstellt (EVONIC, 2009).

Vorteilhaft ist, dass bereits durch den Anschluss einzelner Anlagen ein großes Potential erschlossen werden kann. Des Weiteren verfügen große Anlagen zumeist über einen kommunikativen Anschluss an eine übergeordnete Kontrollstelle, so dass der Aufwand zur Nutzung der Anlagen zum Lastmanagement sinkt.

Nachteilig ist, dass große Anlagen zumeist sehr kapitalintensiv sind und somit hohe Auslastungsgrade angestrebt werden, wodurch ein Last- management erschwert wird. Außerdem kann das Hoch- und Runter-

fahren der Anlage im Zuge des Lastmanagement Einfluss auf die Qualität des hergestellten Produkts haben.

Potentialangaben für Großverbraucher sind mit großen Unsicherheiten behaftet, da die Produktionsprozesse mit tageszeitlichen, saisonalen und stochastischen Schwankungen behaftet sind, die z.B. durch die Auftragslage des jeweiligen Unternehmens bedingt sind. Daher können Potentiale nur Schätzwerte darstellen. Das Lastmanagementpotential im Bereich Industrie liegt bei 1,3 TWh (Klobasa, 2007).

Zusammenfassung der Potentiale

Die in (Klobasa, 2007) identifizierten Potentiale sind in Tabelle 7-4 zusammenfassend dargestellt. Die Potentiale sind dabei nach (Klobasa, 2007) mit gewissen Unsicherheiten behaftet und sollen hier nur zur Abschätzung der Größenordnung des Potentials dienen. Insgesamt steht eine beachtliche zu- bzw. abschaltbare Leistung von 17 GW im Sommer und 9,5 GW im Winter in den Bereichen Industrie, GHD und Haushalte zusammengenommen potentiell zur Verfügung. Die im Sommer verlagerbare Energie beträgt 19 TWh, im Winter sind es 15,8 TWh. Dieses stellt ein beachtliches Potential zur Glättung der Residuallast und zum Auffangen von Energieüberschüssen dar.

Tabelle 7-4: Potentiale im klassischen Lastmanagement. Quelle: Klobasa, 2007. Quelle: eigene Berechnungen.

Sektor	Anwendung	Verlagerbare Energie [TWh]	Maximale Leistung [GW]
Industrie	Prozesstechnik, Querschnittsanwendungen (Sommer/Winter)	1,3	2,8
GHD	Kälte- und Klimatisierungstechnik (Sommer/Winter)	6,3	10,3
	Ohne Klimatisierung (Winter)	3,1	2,9
Haushalte	Kälte- und Wärmetechnik, weitere (Sommer/Winter)	26,6	20,6
	Ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher (Sommer)	11,3	3,7
Gesamt	Sommer	19	17
	Winter (ohne Nachtspeicher/Wärmepumpen)	15,8	9,5

Fazit zu Lastmanagementpotentialen:

Die Potentialangaben sind durch wirtschaftliche und technische Restriktionen zu relativieren.

In wirtschaftlicher Hinsicht sind die Grenzkosten für eine Erschließung der Potentiale derzeit schwer abschätzbar. Einerseits können die Potentiale durch eine Anreizfinanzierung auf Basis zeitvariabler Tarife erschlossen werden. Bezogen auf die verlagerbare Energiemenge pro Haushalt muss sich erst herausstellen, ob die spezifischen Stromverlagerungskosten als konkurrenzfähig zu anderen Technologien der EE-

Integration erweisen. So ist es derzeit schwer zu beurteilen, inwiefern Verbraucher bereit wären, auf einen zeitlich ungebundenen Strombezug zu verzichten und wie hoch die entsprechenden Anreize zu gestalten sind, damit dies attraktiv wird. Andererseits ist es auch möglich, dass im Zuge der technologischen Weiterentwicklung und Automatisierung des Verteilnetzes (Smart Grid) bestimmte Lastmanagementanwendungen ohne große Einbußen für die Verbraucher zu geringen Grenzkosten erschlossen werden können. Eine Konkurrenzfähigkeit zu Speichertechnologien kann daher derzeit nicht abgeschätzt werden.

In technischer Hinsicht stellt sich die Frage, welcher Anteil der Lastmanagement-Potentiale für einen Lastausgleich eingesetzt werden könnte und welcher Anteil einen Beitrag zu Versorgungssicherheit leistet. So sind nach (Klobasa, 2007) Potentiale von Lastmanagement in der kurzfristigen und langfristigen Versorgungssicherheit zu sehen. Die kurzfristige Versorgungssicherheit beinhaltet die Bereitstellung von Regelleistung. Die langfristige Versorgungssicherheit betrifft die Lastreduktion zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast und im Fall von Netzengpässen (siehe Kapitel 10). Dadurch kann durch eine Nutzung von Lastmanagement der Bedarf an Spitzenlastkapazitäten konventioneller Kraftwerke reduziert werden.

### **7.3 Veränderung des zukünftigen Lastverlaufs durch Transport (Import/Export)**

Import und Export von Strom ist heute ein wesentlicher Bestandteil der deutschen Energiewirtschaft und wird in zukünftigen Energiesystemen im Vergleich zu heute an Bedeutung noch deutlich zunehmen. Die Übertragungskapazitäten in europäische Nachbarländer werden perspektivisch verstärkt, um beispielsweise Speicherkapazitäten in Skandinavien anzubinden oder günstigen erneuerbaren Strom aus der Mittelmeerregion zu importieren. Ein europäisches „Supergrid“ ist in Planung und wird von der EU forciert (s. Kapitel 2); auch um den Ausbau von erneuerbaren Energien zu fördern. In der Leitstudie 2009 werden für das Jahr 2030 ein inländischer EE-Anteil von 64%, ein EE-Stromimport von ca. 41 TWh bei einer EE-Importkapazität von 7,7 GW angenommen (Nitsch et al., 2009).

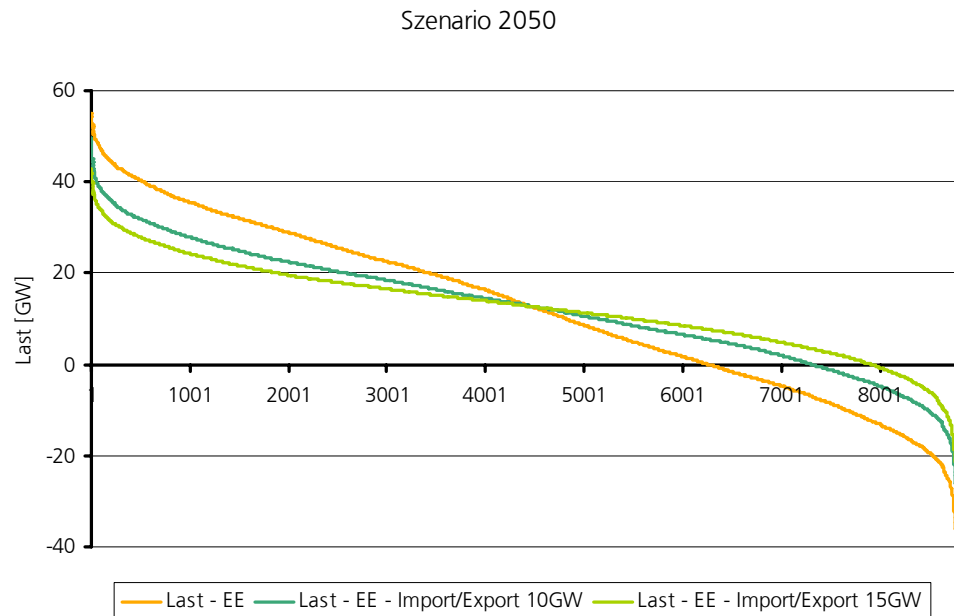
Derzeit betragen die deutschen Importkapazitäten ca. 17 GW und die Exportkapazitäten ca. 16 GW (ENTSO-E, 2009). Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Strommärkte ist allerdings auch eine verstärkte Nutzung der Transitzkapazitäten zu beobachten, sodass nicht alle Kapazitäten zu jedem Zeitpunkt voll und frei verfügbar sind.

In der Simulation von Im- und Export wird daher die maximale Übertragungsleistung von Import und Export auf 10 GW begrenzt. In dem vereinfachten Modell wird angenommen, dass dieser begrenzte Import / Export lastabhängig in Blöcken von einem Tag geschehen kann. Um die Potentiale des Im- und Export für den Lastausgleich darzustellen wird im Vergleich dazu die Residuallast (Last minus EE) ohne

Im- und Export und mit einer höheren Übertragungsleistung von 15 GW dargestellt. Dabei wird als Szenariojahr beispielhaft das Jahr 2050 gewählt. Für eine Übertragungskapazität von 10 GW ergeben sich somit jeweils 35 TWh im-, bzw. exportierter Jahresenergie. Für eine Übertragungskapazität von 15 GW ergeben sich 48 TWh.

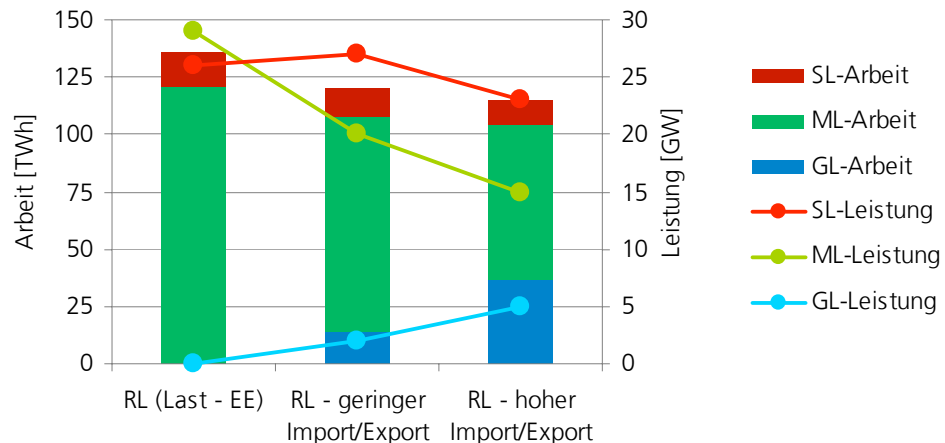
In Abbildung 7-9 ist die Jahresdauerlinie der Residuallast mit und ohne Im- und Export dargestellt. Dabei wird der lastglättende Einfluss des Austausches / Stromhandels mit dem Ausland deutlich.

Abbildung 7-9:  
Einfluss von Import/Export auf die Jahresdauerlinie der Residualen Last für 3 Fälle:  
1. ohne Import/Export | 2. bei 10 GW | 3. bei 15 GW Übertragungsleistung.  
Quelle: eigene Berechnungen.



In Abbildung 7-10 ist die Änderung des Bedarfs an Grund-, Mittel- und Spitzenlast dargestellt. Es zeigt sich, dass der Im- und Export vor allem Einfluss auf die Mittel- und Grundlast nimmt. Der Bedarf an Mittellast kann reduziert und der Bedarf an Grundlast erhöht werden – sowohl in Hinblick auf Jahresarbeit und -leistung. Hingegen ist ein Einfluss auf den Jahresarbeitsbedarf der Spitzenlast kaum ersichtlich. Der Leistungsbedarf in der Spitzenlast kann erst bei hohen Import-Kapazitäten reduziert werden.

Abbildung 7-10:  
Einfluss von Import/Export auf den Bedarf an Grund-, Mittel- und Spitzenlast (Jahresarbeit und Leistung) für 3 Fälle: 1. ohne Import/Export | 2. bei 10 GW | 3. bei 15 GW Übertragungsleistung. Quelle: eigene Berechnungen.



Im Rahmen einer weiteren IWES-Studie wurde das meteorologisch bedingte Ausgleichspotential der erneuerbaren Energie in Europa bewertet (Von Bremen, 2009; Hoffmann, 2009). Dazu wurde eine 100%-EE-Vollversorgung für die europäischen Netzregionen UCTE, Nordel, UK und Irland basierend auf den beiden meteorologisch bedingten Energiequellen PV und Windkraft simuliert. Basierend auf Wetterdaten über einen langen Zeitraum von 8 Jahren (2000 – 2007) konnte bewertet werden, inwiefern durch diese beiden sich tages- und jahreszeitlich ergänzenden Energieträger über ganz Europa Fluktuationen ausgeglichen werden können. Dabei wurde der Bedarf an Transport- und Speicherkapazitäten ermittelt. Dazu wurde Europa in 83 Regionen aufgeteilt (50 onshore und 33 offshore) und regionale Ausbaupotentiale für beide Energieträger bestimmt. Es wurden 2 Grenzszenarien gerechnet. Einerseits das Szenario „Kupferplatte“ ohne eine Begrenzung der Übertragungskapazitäten und andererseits das Szenario einer regionalen autonomen Versorgung mit deutlich erhöhtem Speicherbedarf.

Dabei zeigten sich folgenden Ergebnisse:

- Ein vollständiger überregionaler Ausgleich bedingt extrem hohe Übertragungskapazitäten
- Trotz dieses Ausgleichs können bis zu 70% der Lastleistung von Zeit zu Zeit nicht aus den meteorologisch abhängigen Quellen PV und Windkraft gedeckt werden. Sie müssen durch Ausgleichstechnologien bereitgestellt werden.
- Ein vollständiger regionaler Ausgleich reduziert den Speicherbedarf um den Faktor 9 im Vergleich zu einer autonomen regionalen Versorgung. Dennoch ist trotz des Ausgleichs weiterhin ein Speicherbedarf vorhanden.
- Für 99% der Lastdeckung liegt die Anforderung an die Speicherdimensionierung im Bereich von unter 5 Tagen Volllast

(Erzeugung bzw. Verbrauch). 1% des Stromverbrauchs wird dabei durch Backup-Technologien (thermische Kraftwerke, Lastmanagement, u.a.) gedeckt.

- Es ist ein ökonomisches Optimum aus regionalem Ausgleich durch Speicher und überregionalem Ausgleich durch Verstärkung der Transportnetze zu finden.

In Abbildung 7-11 ist der Speicherkapazitätsbedarf (in % des europäischen Gesamtstromverbrauchs – farbliche Flächen) im Vergleich für die beiden Szenarien „Kupferplatte“ und „regional autonome Versorgung“ dargestellt. Je nach Strommix aus PV und Windkraft (Y-Achse - Anteil der installierten PV-Leistung an der Gesamtleistung) können Leistungsfluktuationen schon vorab besser oder schlechter ausgeglichen werden. Des Weiteren wird der Anteil der technisch notwendigen EE-Überschüsse variiert (X-Achse – Anteil der EE-Jahresarbeit am Stromverbrauch).

Entsprechend dieser Parameter ergibt sich der Speicherbedarf (unter Berücksichtigung von 1% Backup-Technologien). Dabei ist einerseits ersichtlich, dass bei einer regionalen Versorgung der Bedarf an EE-Überkapazitäten (bzw. EE-Überschüssen) deutlich steigt.

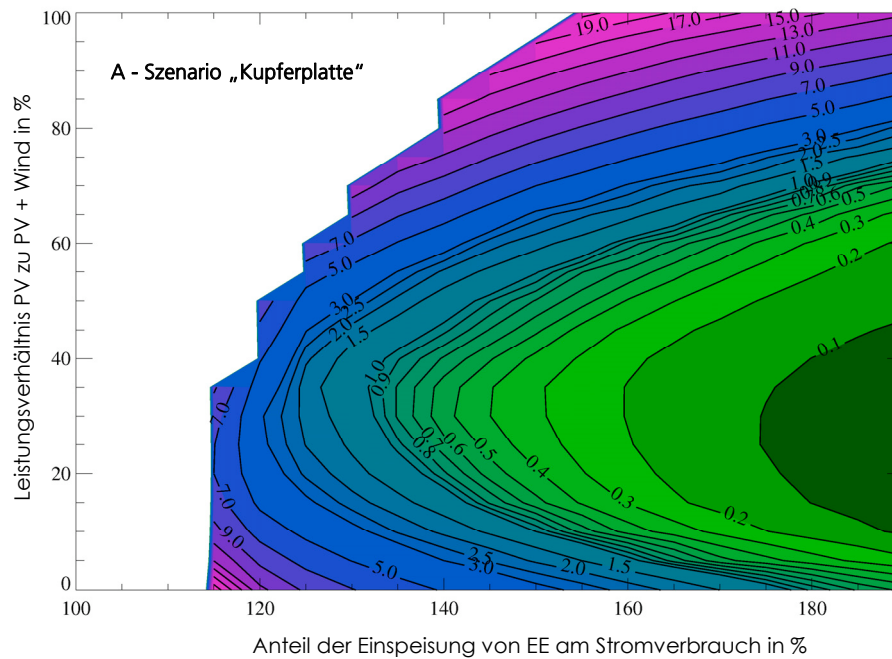
### Fazit zum europäischen Ausgleich durch Transport

Der vollständige regionale Ausgleich reduziert den Speicherbedarf ca. um den Faktor 9 führt aber andererseits zu extrem hohen Transportkosten. Dennoch besteht weiterhin ein Speicherbedarf. Es ist ein wirtschaftliches Optimum zwischen regionalem und überregionalem Ausgleich zu finden (Von Bremen, 2009; Hoffmann, 2009).

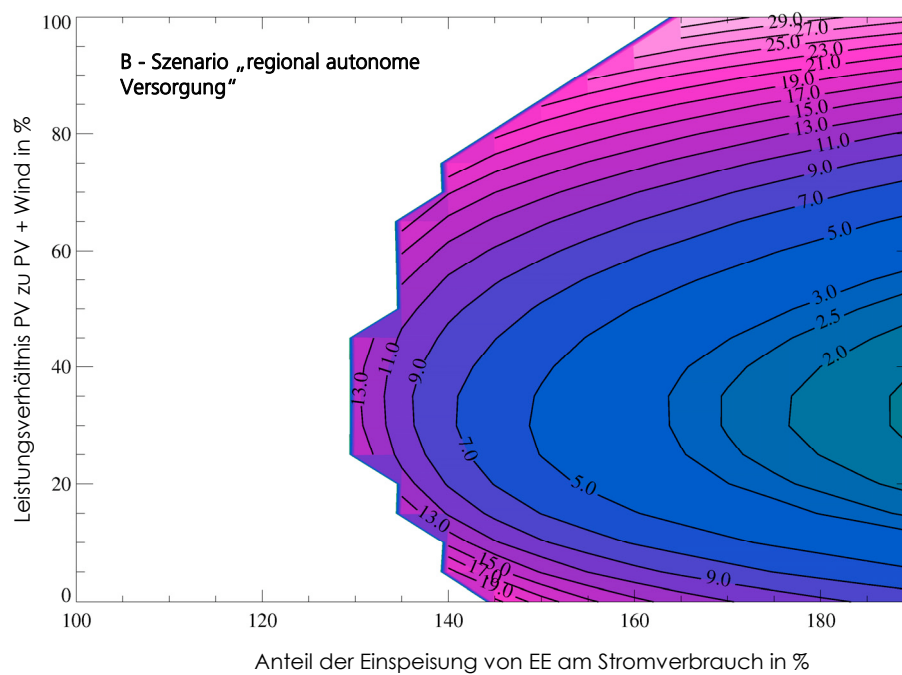
## Veränderung des Lastverlaufs durch Transport und Lastmanagement

Abbildung 7-11:  
Darstellung des  
Speicherkapazi-  
tätsbedarfs (Anteil  
des Strom-  
verbrauchs) für  
verschiedene  
Niveaus der Über-  
versorgung von EE  
und für verschie-  
dene Mischungs-  
verhältnisse von  
PV und Windkraft

A) für ein Szenario  
der europäischen  
EE-Vollversorgung  
ohne Begrenzung  
der Transport-  
Kapazitäten und



B) für ein Szenario  
der regionalen  
autonomen Ver-  
sorgung. Quelle:  
(Von Bremen,  
2009).





## 8 Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Pumpspeicherwerke werden typischerweise zur Spitzenlastherzeugung oder zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung eingesetzt. Im Folgenden wird der Einsatz aller bereits bestehenden deutschen Kapazitäten in diesen Geschäftsfeldern ermittelt und der Bedarf eines zusätzlichen Pumpspeicherwerks – PSW Atdorf – beurteilt. Anhand einer Kraftwerkseinsatzsimulation und unter Berücksichtigung wärmegeführter Kraftwerke wird eine realistische Lastdeckungsoption der Pumpspeicherwerke für die Szenarien bewertet. Im Gegensatz zu den allgemeingültigen Ergebnissen der Lastdeckungsoptionen aus Kapitel 5 kann somit quantitativ bewertet werden, inwiefern der Ausgleichenergiebedarf im Tagesbereich begrenzt ist, bzw. welchen zusätzlichen Beitrag Atdorf leisten kann. Des Weiteren sind Aussagen zu den Stromgestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Kraftwerkspark abzuleiten. In diesem Sinn stellt dieses Kapitel eine Konkretisierung zu den vorangegangenen Kapiteln dar.

### 8.1 Spitzenlastherzeugung bzw. Lastausgleich

Der bundesweite Strombedarf wird durch die Erzeugung aus erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken und Heizkraftwerken sowie Stromimporten gedeckt. In Kapitel 4 wurde die residuale Last, der bundesweite Strombedarf abzüglich der vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien, für die Jahre 2020 bis 2050 ermittelt. Diese residuale Last wird teilweise von konventionellen KWK-Anlagen, welche ebenfalls vorrangig einspeisen bzw. nicht marktabhängig betrieben werden, gedeckt. Es verbleibt eine restliche Last, welche durch die Erzeugung aus marktabhängigen konventionellen Kraftwerken (ohne KWK) gedeckt wird. Die Zuweisung der residualen Last auf die einzelnen Kraftwerke wird durch den Stromhandel in Deutschland und grenzüberschreitend organisiert. Einerseits kann durch Exportgeschäfte die Erzeugung deutscher Kraftwerke erhöht werden, andererseits durch Importgeschäfte gesenkt werden.

#### 8.1.1 Methode

Der mögliche Einsatz konventioneller Kraftwerke in Deutschland wurde in Hinblick auf zukünftig technisch notwendige Kapazitäten zur Spitzenlastherzeugung simuliert. Die konventionellen Kraftwerke sollen in den Szenarien 2020 bis 2050 die restliche Last, d.h. den bundesweiten Strombedarf abzüglich der vorrangigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und konventionellen wärmegeführten KWK-Anlagen, decken. Für den Stromimport und -export wurde ein konservatives Modell angenommen und zur residualen Last hinzugerechnet. Auf diese Weise wurde die restliche Last für die Jahre 2020 bis 2050 jeweils einmal

mit Betrieb und einmal ohne Betrieb des gegenwärtigen bundesweiten Bestands an Pumpspeicherwerken berechnet. Damit werden die beiden Grenzsituationen aufgezeigt, wenn alle Pumpspeicherwerke zur Spitzenlastdeckung beitragen und wenn sie ausschließlich am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden.

### Import-/Exportmodell

Das verwendete Modell zur Simulation des Import/Export ist in Kapitel 7.3 beschrieben. Aufgrund der begrenzten Übertragungskapazitäten und der begrenzten ausländischen Kapazitäten für einen Lastausgleich (konventionelle Erzeuger, EE, Speicher, Verbrauch) wird die maximale Übertragungsleistung als eine konservative Annahme auf 10 GW begrenzt. Für das Jahr 2020 wird noch von einem verhaltenen Import/Export von jeweils lediglich 14 TWh ausgegangen. Für die Jahre 2009 wird die volle übertragbare Energie von 33 TWh in 2030, 34 TWh in 2040 und 35 TWh in 2050 zugelassen. Durch dieses vereinfachte Modell werden die grundsätzlichen Tendenzen eines europäischen Strommarktes und eines europaweiten Übertragungsnetzes in dieser Studie mit berücksichtigt.

### Speichermodell

Das verwendete Modell zur Simulation des PSW-Einsatzes ist in Kapitel 4.7 beschrieben. In Tabelle 8-1 sind die technischen Daten des bundesweiten Bestandes von PSW und des geplanten Neubaus „PSW At-dorf“ dargestellt. Der PSW-Einsatz wurde auf den Zeitraum von drei Tagen bei täglicher Fahrplanaktualisierung optimiert. Der Optimierungszeitraum ist durch die Zeit einer realistischen Wettervorhersage begründet (Zeithorizont der DWD Vorhersage). Aufgrund der steigenden Windkraftanteile an der Last entspricht dieser Zeitraum einer zukünftigen Residuallastprognose (siehe auch Abschnitt 4.7).

## Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Tabelle 8-1: Technische Daten des Pumpspeicherbestandes in Deutschland sowie des geplanten Neubaus „PSW Atdorf“. Quelle: (VDE, 2009b) und Schluchseewerk AG.

PSW-Name	Leistung Turbine [MW <sub>el</sub> ]	Leistung Pumpe [MW <sub>el</sub> ]	Speicherkapazität - Potenzielle Energie [MWh <sub>pot</sub> ]	
Bleiloch	80,0	32,0	-	
Drohn	8,1	-	44,9	
Einsiedel	1,3	1,1	6,9	
Erzhausen	220,0	230,0	1250,3	
Geesthacht	105,0	96,0	746,4	
Glems	90,0	68,0	716,1	
Goldisthal	1060,0	1140,0	9875,4	
Happurg	160,0	126,0	1039,4	
Häusern	144,0	104,0	-	
Hohenwarte1	62,8	34,0	-	
Hohenwarte2	320,0	310,0	2731,9	
Höllbach 3	1,5	0,8	-	
Koepchenwerk	150,0	150,0	687,9	
Langenproz.	168,4	154,0	1323,7	
Leitzachwerk1	51,0	40,0	732,5	
Leitzachwerk2	49,2	38,0	726,8	
Markersbach	1150,0	1150,0	5075,1	
Maxhofen	10,4	10,8	151,1	
Niederwertha	120,0	117,6	768,9	
Rabenleite(Rei.)	100,0	84,0	768,5	
Rabenleite(Tan.)	35,0	24,5	498,7	
Rönkhausen	140,0	140,0	724,9	
Säckingen	353,0	301,0	2250,9	
Schwarzbachw.	45,0	18,0	-	
Sorpetalsperre	9,9	6,3	-	
Waldeck1	140,0	96,0	613,0	
Waldeck2	440,0	476,0	3944,7	
Waldshut	176,0	80,0	588,6	
Warmatsgrund	4,6	2,2	24,8	
Wehr	980,0	990,0	7505,7	
Wendefurth	80,0	72,0	616,1	
Witznau	220,0	128,0	885,6	
ø Wirkungsgrad Turbine - 88%		ø Wirkungsgrad Pumpe - 85%		
BESTAND	Leistung Turbine [MW <sub>el</sub> ]	Leistung Pumpe [MW <sub>el</sub> ]	Speicherkapazität Erzeugung	Speicherkapazität Verbrauch
<b>SUMME - BESTAND</b>	6675	6220	41,1 GWh <sub>el</sub> ; 6,1 h	54,9 GWh <sub>el</sub> ; 8,8 h
<b>PSW Atdorf *</b>	1400,0	1400,0	13,0 GWh <sub>el</sub> ; 9,3 h	17,3 GWh <sub>el</sub> ; 12,4 h

Die in der Simulation zum Einsatz der konventionellen Kraftwerke verwendeten residualen Lasten werden in Abbildungen 8-1 bis 8-4 als Dauerlinien für die Jahre 2020 bis 2050 dargestellt. In den Abbildungen sind die residualen Lasten nach Kapitel 4 und die veränderten Lastlinien durch die Einspeisung der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie durch den Stromimport und -export einmal mit und einmal ohne Verwendung des Speichermodells enthalten. Dabei wird noch einmal der

Unterschied zu den allgemeinen Analysen der Residuallast (Kapitel 5 - 7) deutlich. Es ist einerseits ersichtlich, dass die Jahreshöchstlast abge- senkt wird. Andererseits sind aufgrund des Im- und Export die EE- Überschüsse (negative Residuallast) reduziert. Dieser Einfluss übersteigt den Effekt der zusätzlichen Lastdeckung durch KWK-Anlagen.

Abbildung 8-1: Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2020. Quelle: eigene Berechnungen.

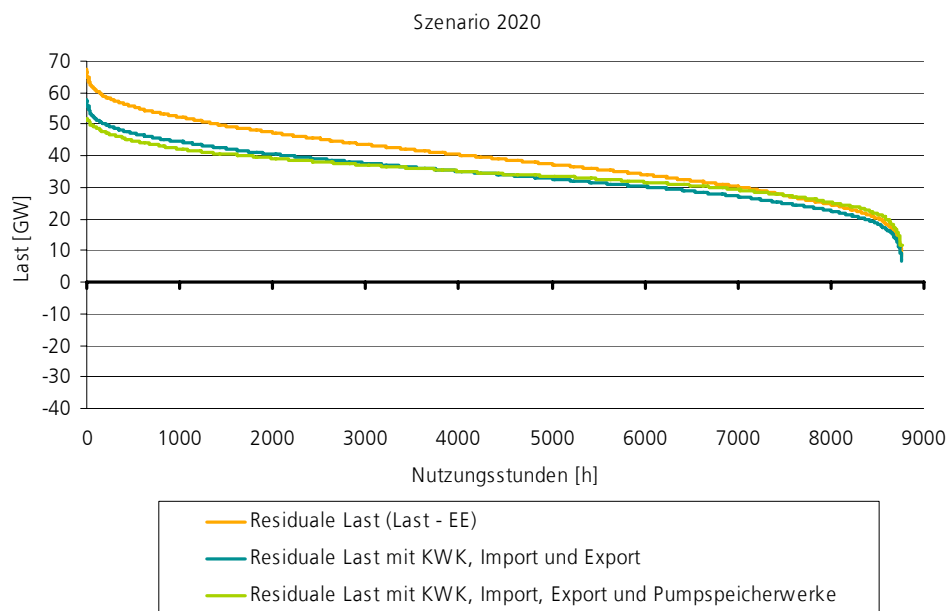
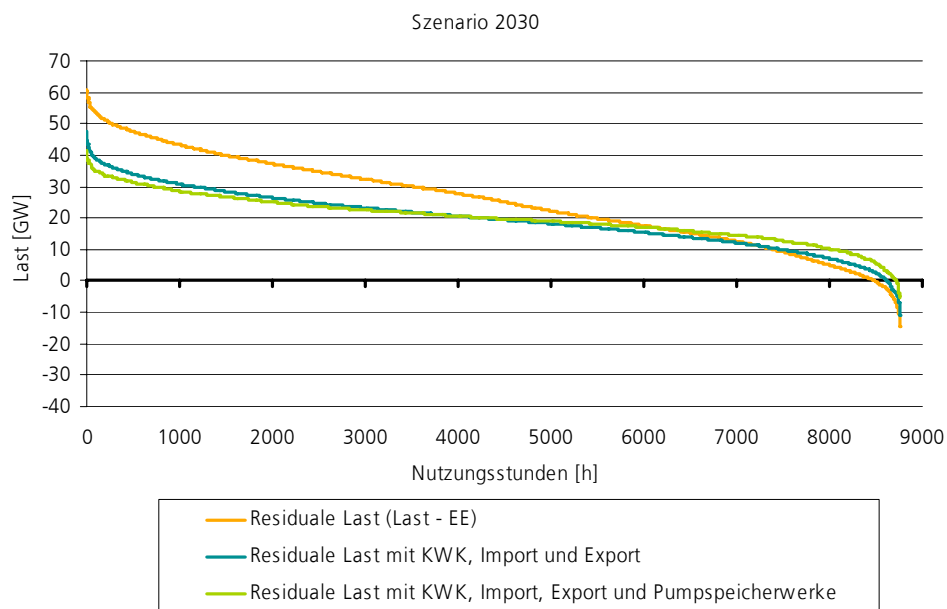


Abbildung 8-2: Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2030. Quelle: eigene Berechnungen.



## Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Abbildung 8-3:  
Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2040. Quelle: eigene Berechnungen.

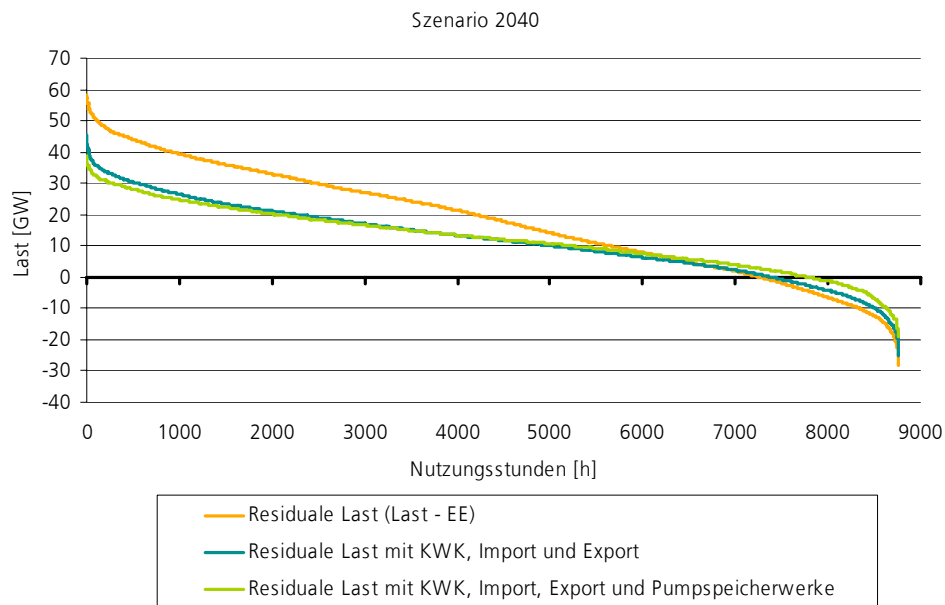
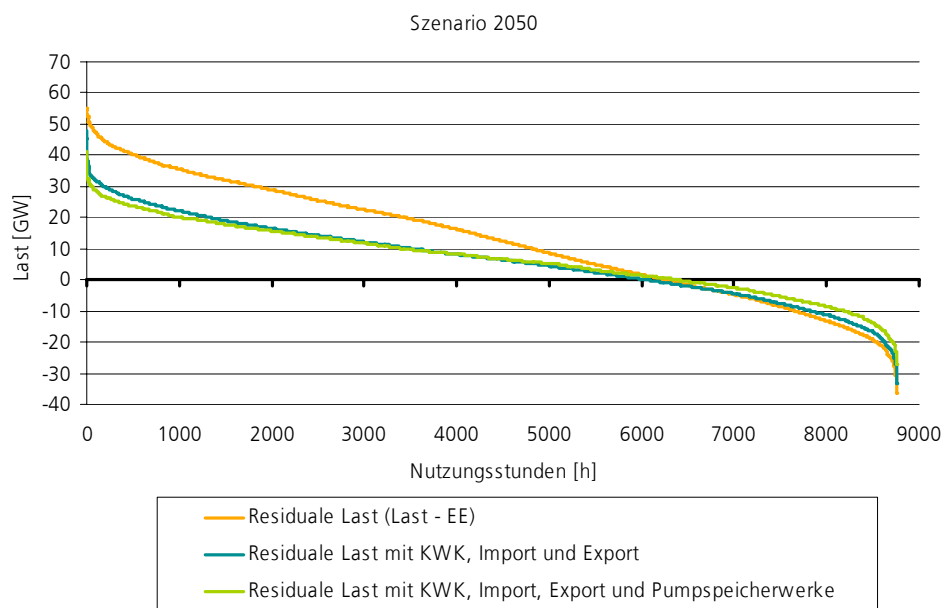


Abbildung 8-4:  
Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



### Simulation des Kraftwerkseinsatzes

Eine Bewertung der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks bis 2050 ist mit großen Unsicherheiten verbunden. So bestehen einerseits politisch bedingte Unsicherheiten, wie eine mögliche Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke oder eine Pflicht des Einsatzes der CCS-Technik. Andererseits bestehen wirtschaftliche Unsicherheiten wie die Frage der Investitionssicherheit für den Neubau von Kraftwerken, die mögliche Lebensdauer-Verlängerung von Bestandskraftwerken durch Retrofit-Maßnahmen oder die vorzeitige Stilllegung von Kraftwerken.

Aufgrund dieser Unsicherheiten geht die Simulation des Kraftwerkseinsatzes von einem modellhaften Kraftwerkspark zur Deckung der residualen Last aus. Entsprechend Kapitel 4 erfolgt die Einteilung der residualen Last in Grundlast, Mittellast und Spitzenlast. Die Grundlast ist die Kapazität, die in mindestens 7000 Stunden zur Deckung der residualen Last zur Verfügung stehen muss. Die Mittellast ist die Kapazität, die in mindestens 2000 Stunden und höchstens 7000 Stunden zur Deckung der residualen Last zur Verfügung stehen muss. Die Spitzenlast ist die Kapazität, die in höchstens 2000 Stunden zur Deckung der residualen Last zur Verfügung stehen muss. Daraus ergeben sich notwendige Kapazitäten zur Deckung dieser Lastsegmente in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050. Je nachdem ob PSW zum Lastausgleich eingesetzt werden oder Regelleistung erbringen, ergibt sich eine andere Kapazität der Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke des deutschen Kraftwerksparks. Diese Kapazitäten werden durch typische Modellkraftwerke angenommen und ihr Einsatz simuliert. Der Einsatz dieser Modellkraftwerke wird jeweils durch ihre technischen Randbedingungen begrenzt. Als technische Randbedingungen werden je Segment die Parameter typischer Modellkraftwerke angenommen (Tabelle 8-2). Für die Grundlastdeckung werden „unflexible“ Kraftwerke mit Dampfturbinenprozessen angenommen (Kohlekraft und Atomkraft). Hierfür werden vereinfacht die technischen Parameter von Braunkohlekraftwerken verwendet. Für die Mittellastdeckung werden flexible Kraftwerke mit Dampfturbinenprozessen angenommen (Steinkohle, Braunkohle und GuD im Kondensationsbetrieb). Es werden zur Simulation der Mittellastkapazitäten die technischen Parameter von Steinkohlekraftwerken verwendet. Für die Spitzenlast werden sehr flexible Kraftwerke mit Gasturbinenprozessen angenommen (Erdgaskraftwerke, Gasturbinen und GuD-Kraftwerke). Es werden die technischen Parameter von Gasturbinen verwendet.

Tabelle 8-2: Technische Parameter der Modellkraftwerke. Quellen: (Grimm, 2007; dena, 2005; Roth, 2008), u.a.

		Braunkohle-KW	Steinkohle-KW	Gasturbinen-KW
<b>Mindeststillstandszeit</b>	h	10	5	1
<b>Mindestbetriebszeit</b>	h	10	5	1
<b>Anfahrdauer – Kaltstart</b>	h	12	5	0,2
Anfahrdauer - Warmstart	h	5	3	0,2
Anfahrdauer - Heißstart	h	-	1	0,2
<b>Teillastgrenze</b> (bezogen auf Nennleistung)		50%	50%	20%
<b>Wirkungsgrad bei max. Teillast</b> (bezogen auf Vollastwirkungsgrad)		90%	95%	80%
<b>Technische Verfügbarkeit</b> (Ausfall + Revision)		91%	92%	97%

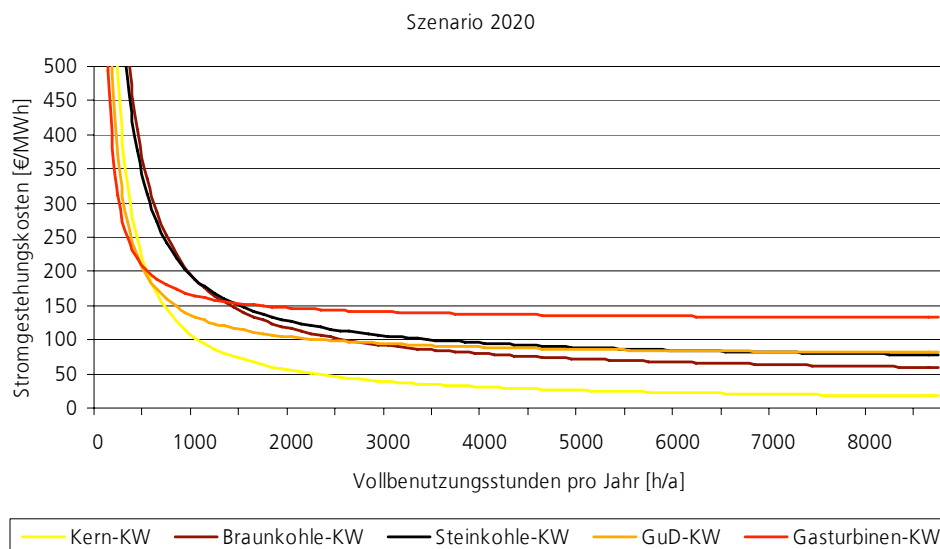
So genannte „must-run-units“, die derzeit für die Bereitstellung von Regelleistung existieren (vor allem Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke), werden für die Szenarien nicht weiter berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, diese Aufgaben zukünftig auch von de-

zentralen Erzeugern in virtuellen Kraftwerken, auch unter Einbindung von Speichertechnologien wie PSW, erfüllt werden können. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch eine Anpassung der Präqualifikationsanforderungen) an die technischen Anforderungen dezentraler regenerativer Erzeuger/Verbraucher (siehe auch Kapitel 6).

Bezug der Simulationsergebnisse zu Stromgestehungskosten

Aus den Ergebnissen der Simulation werden die durchschnittlichen Nutzungsstunden von Kraftwerken im Spitzenlast-, Mittellast- oder Grundlastsegment berechnet. Durch einen Vergleich mit den spezifischen Stromgestehungskosten werden für die jeweiligen Kraftwerkstypen die für die Wirtschaftlichkeit der Einheit notwendigen durchschnittlichen Einnahmen pro erzeugte Energieeinheit ermittelt. Dazu werden die Kosten typischer Modellkraftwerke nach (Konstantin, 2007) herangezogen. Für Kernkraftwerke werden die Kosten der bestehenden und bereits abgeschriebenen Kraftwerke verwendet. Die spezifischen Stromgestehungskosten je Kraftwerkstyp sind für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 entsprechend dem mittleren Preisszenario der Leitstudie 2009 für die Entwicklung der Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten (Nitsch et al., 2009) dargestellt. Entsprechend der erreichten Vollbenutzungsstunden pro Jahr ergeben sich unterschiedliche Fixkosten und somit unterschiedliche spezifische Stromgestehungskosten in den verschiedenen Lastbereichen.

Abbildung 8-5: Spezifische Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen im Jahr 2020 nach dem mittleren Preisszenario der Leitstudie 2009. Quelle: eigene Berechnungen.



# Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Abbildung 8-6:  
Spezifische Strom-  
gestehungskosten  
verschiedener  
Kraftwerkstypen  
im Jahr 2030 nach  
dem mittleren  
Preisszenario der  
Leitstudie 2009.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.

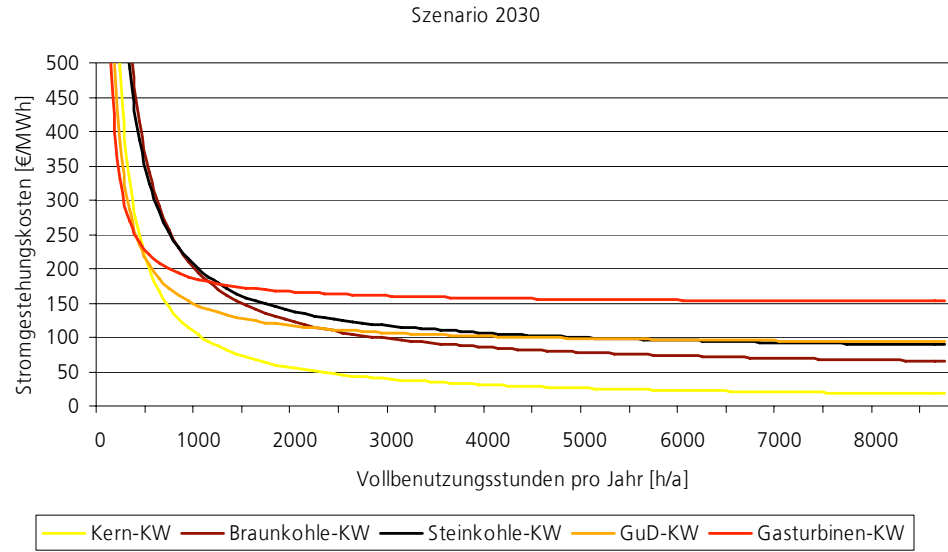


Abbildung 8-7:  
Spezifische Strom-  
gestehungskosten  
verschiedener  
Kraftwerkstypen  
im Jahr 2040 nach  
dem mittleren  
Preisszenario der  
Leitstudie 2009.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.

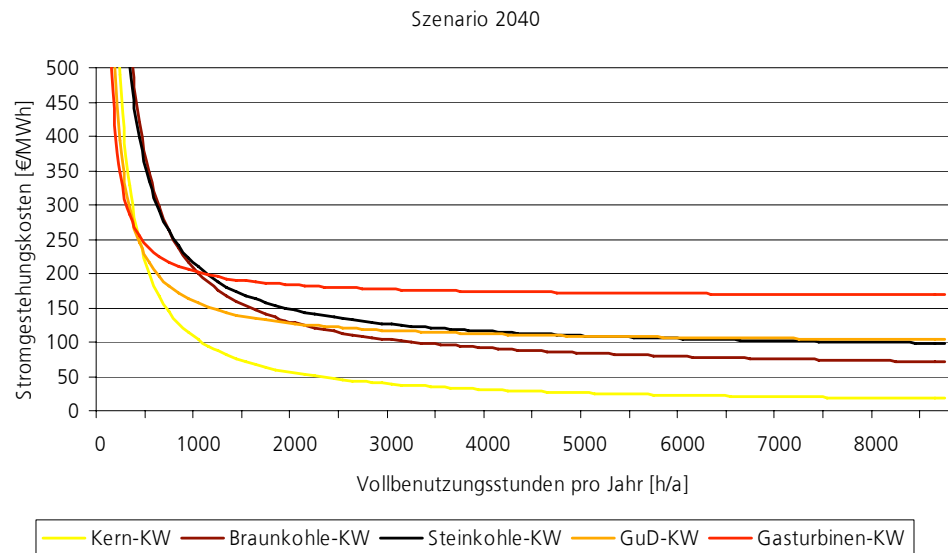
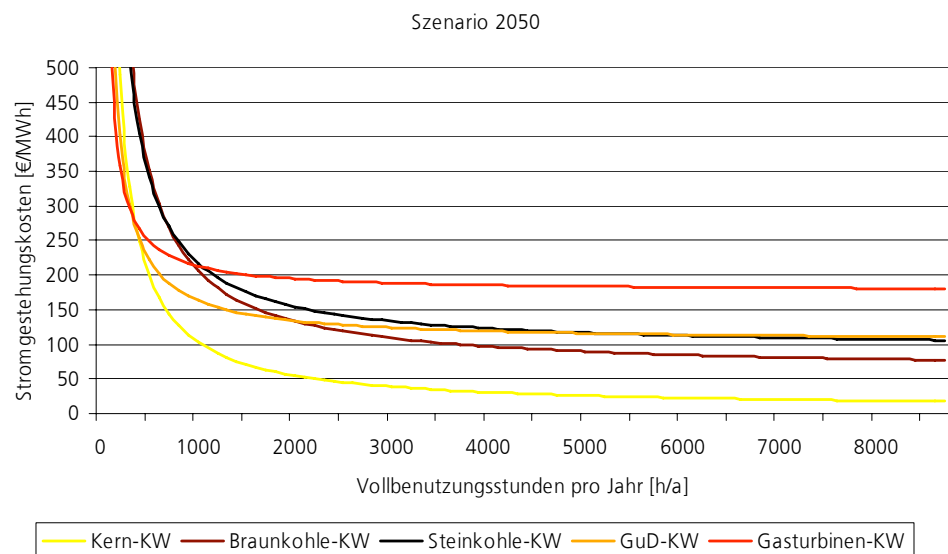


Abbildung 8-8:  
Spezifische Strom-  
gestehungskosten  
verschiedener  
Kraftwerkstypen  
im Jahr 2050 nach  
dem mittleren  
Preisszenario der  
Leitstudie 2009.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.





### 8.1.2 Ergebnisse

In Abbildung 8-9 und 8-10 sind exemplarisch für das Jahr 2020 bzw. für einen Wochenausschnitt aus dem September des Jahres 2020 jeweils ohne Verwendung des Speichermodells die stündlichen Kombinationen von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken zur Deckung der residualen Last dargestellt. Die Abbildungen zeigen, dass in der Simulation Mittellastkraftwerke bei einer residualen Last unterhalb der Kapazitätsgrenze des Grundlastbereichs und Spitzenlastkraftwerke bei einer residualen Last unterhalb der Kapazitätsgrenze des Mittel- und Grundlastbereichs eingesetzt wurden. Dies ist auf die technische und wirtschaftliche Begrenzung der Grundlast- und Mittellastkraftwerke zurückzuführen, flexiblen Laständerungen der Residuallast zu folgen.

Abbildung 8-9: Jahresverlauf des Kraftwerkseinsatzes für das Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells und Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkraftwerken. Quelle: eigene Berechnungen.

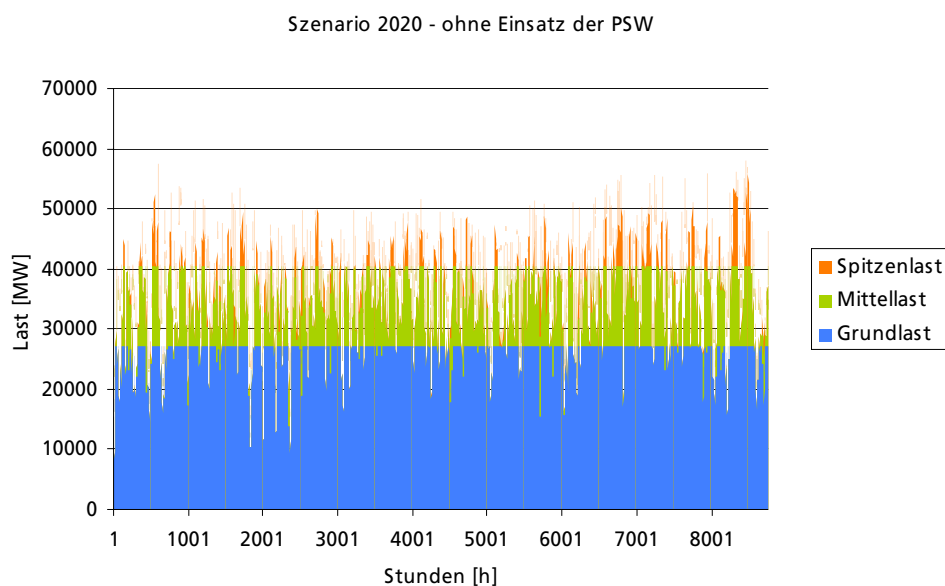
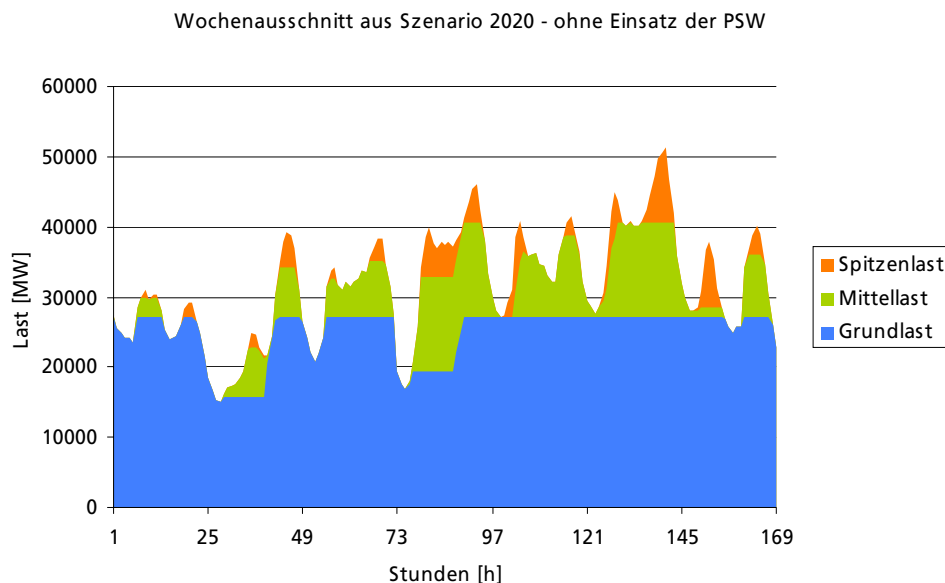
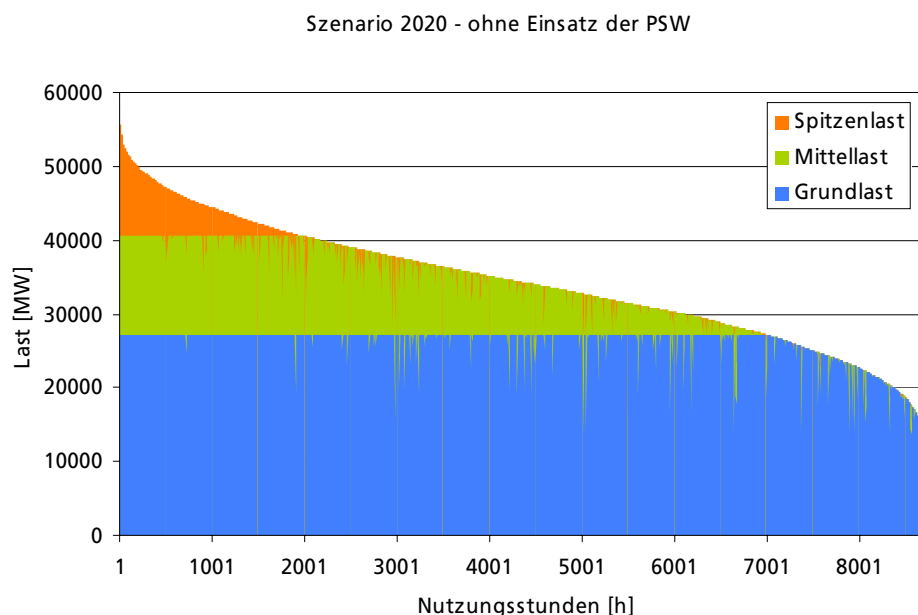


Abbildung 8-10: Wochenverlauf des Kraftwerkseinsatzes für das Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells sowie Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkraftwerken. Quelle: eigene Berechnungen.



Die Dauerlinie der residualen Last (Abbildung 8-11) verdeutlicht für das gesamte Jahr 2020 die Zusammensetzung der Modellkraftwerke zur Deckung der residualen Last in den einzelnen Stunden. Die Abbildung zeigt in mehreren Stunden die Verwendung von Spitzenlastkraftwerken im Mittellastbereich und von Mittellastkraftwerken im Grundlastbereich.

Abbildung 8-11: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells und Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkraftwerken in den jeweiligen Einzelstunden. Quelle: eigene Berechnungen.



Die weitere absteigende Sortierung der Erzeugung aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken zeigt die Nutzungsstunden dieser Modellkraftwerke in den Lastsegmenten Grundlast, Mittellast und Spitzenlast. In den Abbildungen 8-12 bis 8-19 wird für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 jeweils mit und ohne dem Einsatz der Pumpspeicherwerke zur Spitzenlastdeckung die sortierte Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlasterzeugung dargestellt.

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen einen mit den Jahren zunehmenden Bedarf an Spitzenlastkapazitäten und einen abnehmenden Bedarf an Grundlastkapazitäten. Außerdem ist ein mit den Jahren zunehmender Einsatz von flexibleren Spitzenlast- und Mittellastkraftwerken zur Stromerzeugung im Grundlastsegment sowie der notwendige Einsatz von Spitzenlastkapazitäten im Mittellastsegment zu beobachten. Die Simulationen mit dem Einsatz von Pumpspeicherwerken (Abbildungen 8-13, 8-15, 8-17 und 8-19) zeigen zudem im Vergleich zu den Simulationen ohne Einsatz von Pumpspeicherwerken zur Spitzenlastdeckung (Abbildungen 8-12, 8-14, 8-16 und 8-18) in dem jeweiligen Jahr einen reduzierten Bedarf an Spitzenlastkapazitäten und eine geringere Nutzung der Mittel- und Spitzenlastkraftwerke im Grundlastsegment sowie der Spitzenlastkraftwerke im Mittellastsegment.

# Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Abbildung 8-12:  
Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells.  
Quelle: eigene Berechnungen.

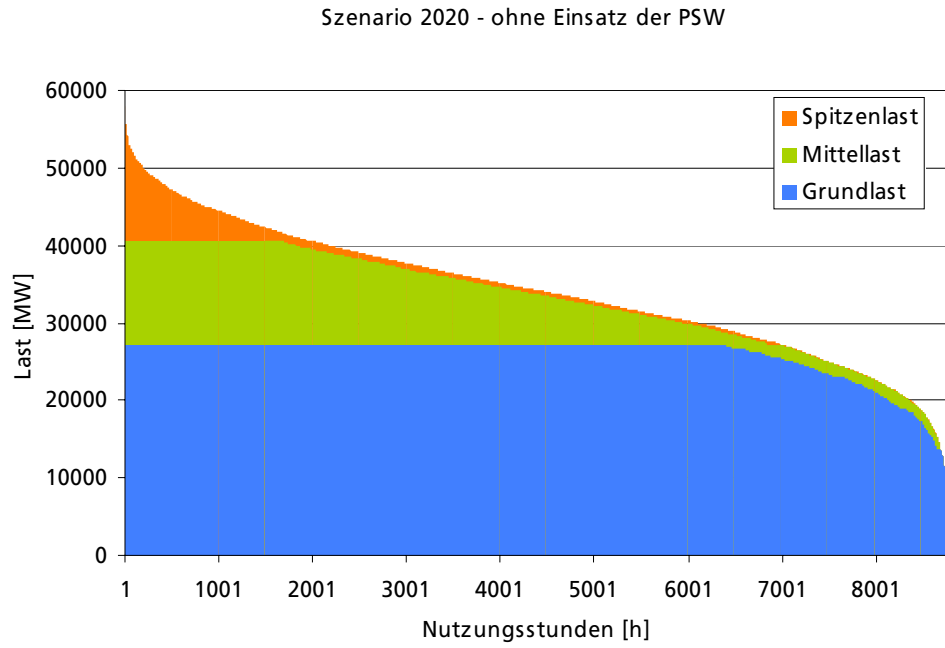
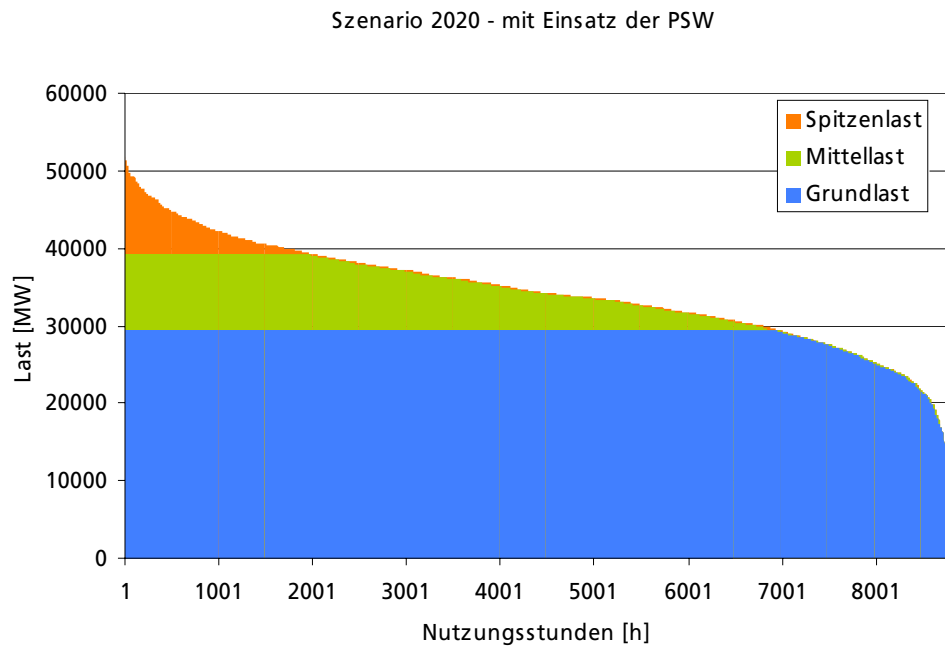


Abbildung 8-13:  
Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 mit Verwendung des Speichermodells.  
Quelle: eigene Berechnungen.



# Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Abbildung 8-14:  
Dauerlinie der  
residualen Last im  
Jahr 2030 ohne  
Verwendung des  
Speichermodells.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.

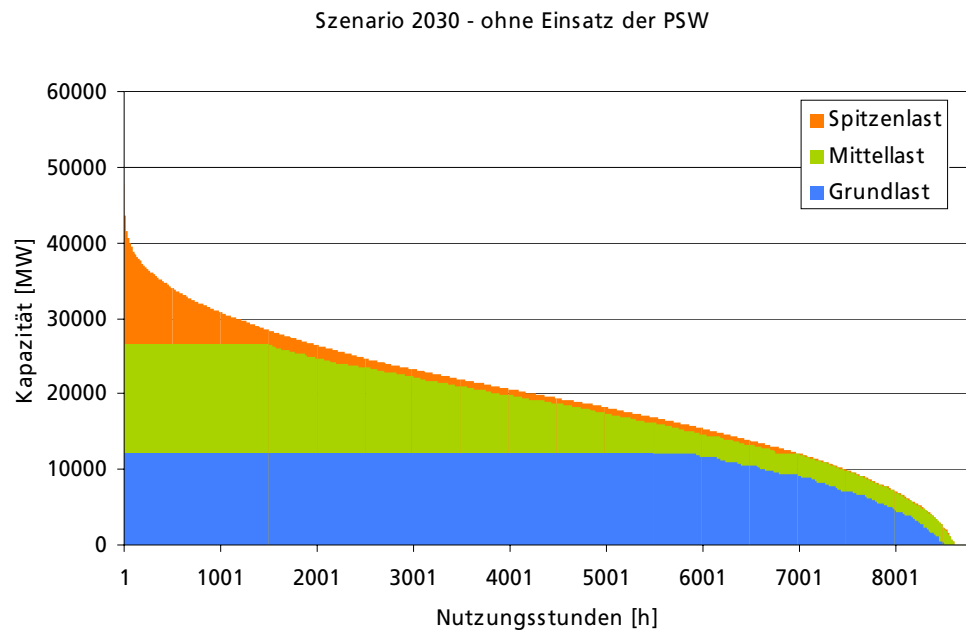
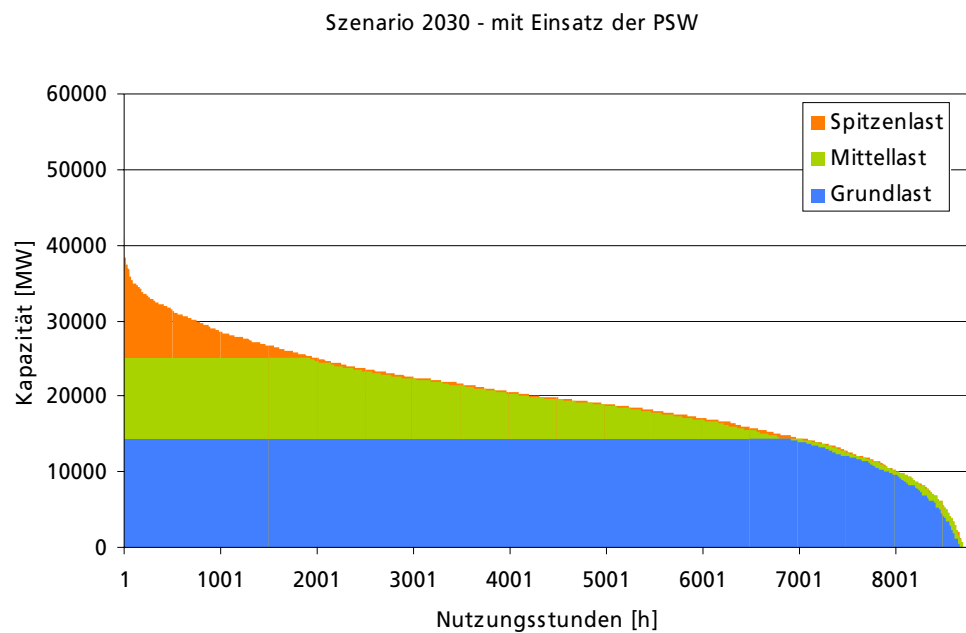


Abbildung 8-15:  
Dauerlinie der  
residualen Last im  
Jahr 2030 mit  
Verwendung des  
Speichermodells.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.



# Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Abbildung 8-16:  
Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2040 ohne Verwendung des Speichermodells.  
Quelle: eigene Berechnungen.

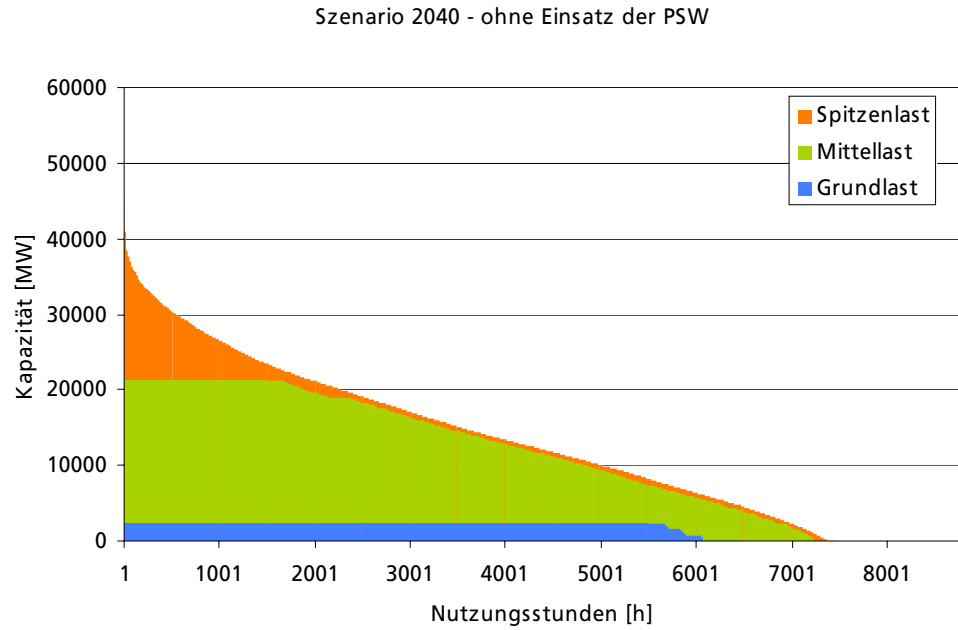


Abbildung 8-17:  
Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2040 mit Verwendung des Speichermodells.  
Quelle: eigene Berechnungen.

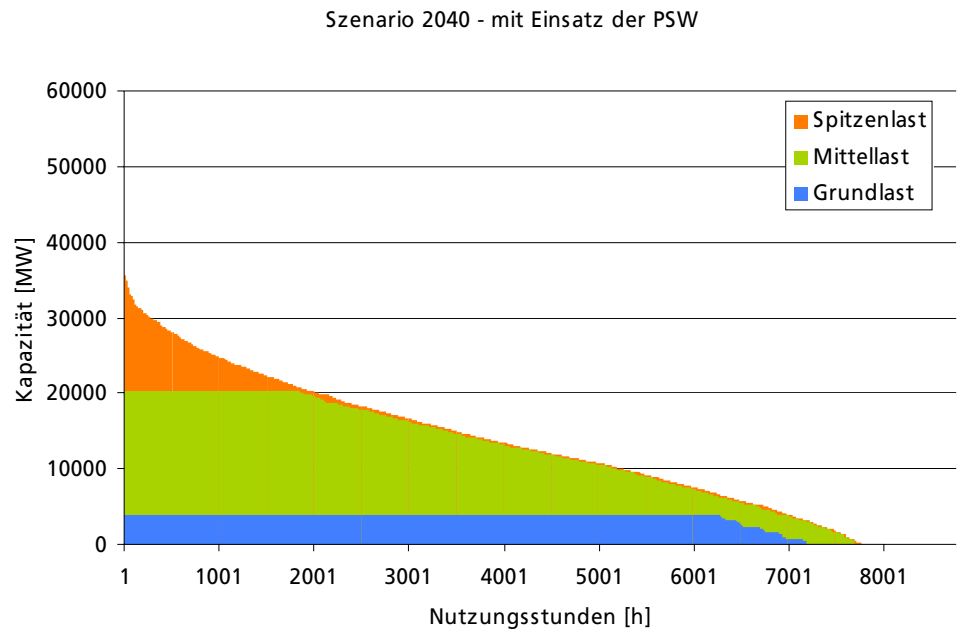


Abbildung 8-18:  
Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2050 ohne Verwendung des Speichermodells.  
Quelle: eigene Berechnungen.

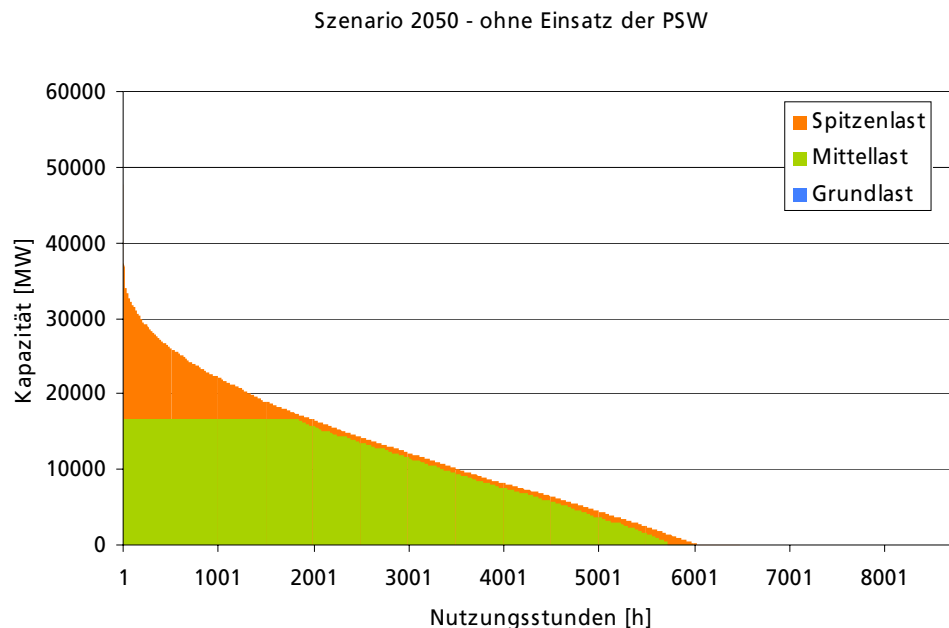
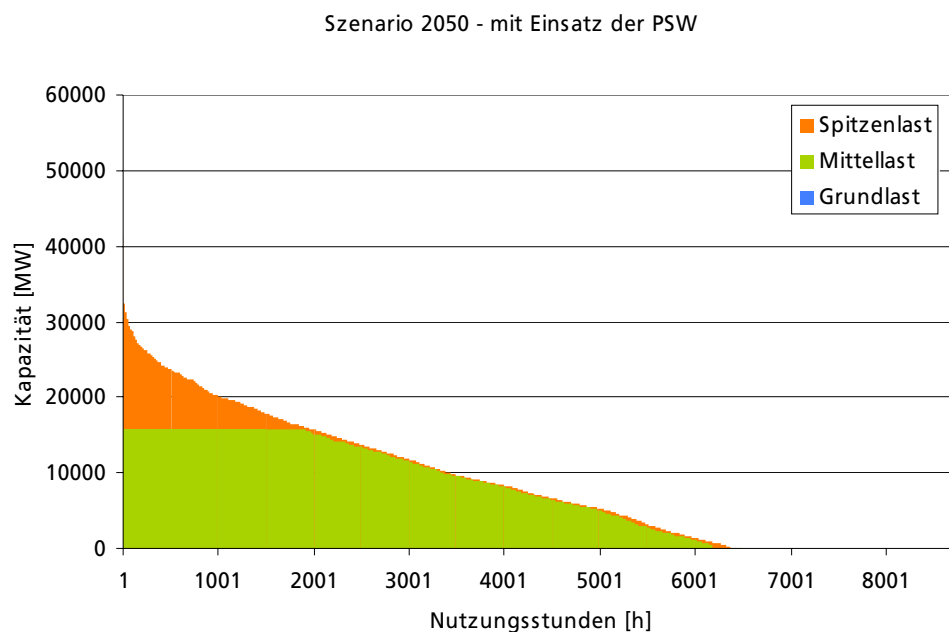


Abbildung 8-19:  
Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2050 mit Verwendung des Speichermodells.  
Quelle: eigene Berechnungen.



In Abbildung 8-20 ist aus den simulierten Szenarien für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 jeweils mit und ohne Einsatz der Pumpspeicherwerke der jeweilige Bedarf an Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkapazitäten dargestellt.

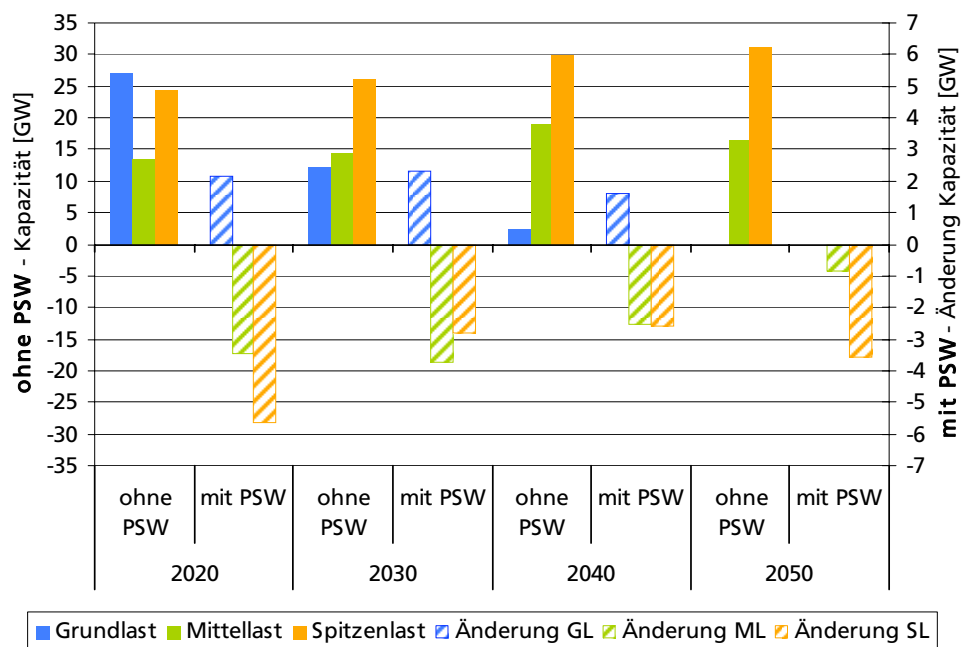
Der Bedarf an Grundlastkapazitäten sinkt generell (ohne dem Einsatz der Pumpspeicherwerke) von 27 GW im Jahr 2020 auf 12 im Jahr 2030, auf 2 GW im Jahr 2040 und auf 0 GW im Jahr 2050. Durch den Einsatz von Pumpspeichern kann einer höheren Anzahl von Grundlastkraft-

werken ein wirtschaftlicher Betrieb ermöglicht werden (2,1 GW im Jahr 2020, 2,3 GW 2030 und 1,6 GW 2040).

Der Bedarf an Mittellastkapazitäten steigt zunächst (ohne dem Einsatz der Pumpspeicherwerke) von 13 GW im Jahr 2020 auf 19 GW im Jahr 2040. Im Jahr 2050 geht der Bedarf an Mittellastkapazitäten wieder auf 17 GW zurück. Durch den PSW-Einsatz kann der Bedarf an Mittellastkapazität reduziert werden, von minimal 0,8 GW im Jahr 2050 bis maximal 3,7 GW im Jahr 2030.

Der Bedarf an Spitzenlastkapazitäten steigt kontinuierlich (ohne dem Einsatz der Pumpspeicherwerke) von 24 GW im Jahr 2020 auf 31 GW im Jahr 2050. Durch den PSW-Einsatz kann der Bedarf an Spitzenlastkapazität reduziert werden, von minimal 2,6 GW im Jahr 2040 bis maximal 5,6 GW im Jahr 2020.

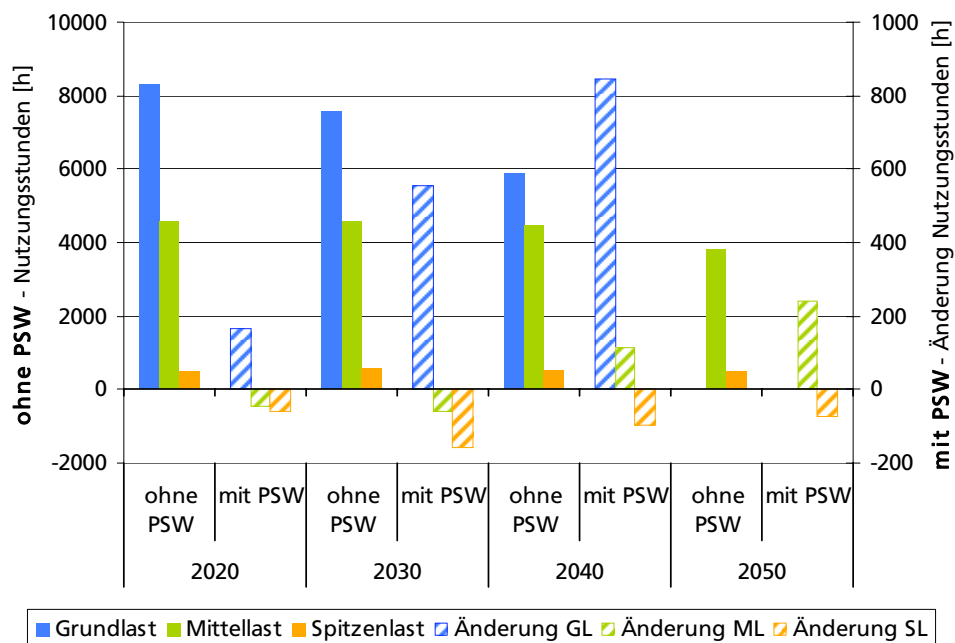
Abbildung 8-20: Notwendige Kapazitäten der Grundlast-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 jeweils mit und ohne Einsatz von Pumpspeicherwerken zur Spitzenlastdeckung. Quelle: eigene Berechnungen.



In Abbildung 8-21 sind für die jeweiligen Kapazitäten in den entsprechenden Szenarien die simulierten (Volllast-)Nutzungsstunden dargestellt. Die Anzahl der Nutzungsstunden der Grundlastkapazitäten sinkt kontinuierlich von 8300 h im Jahr 2020 auf 5800 h im Jahr 2040. Mit dem Einsatz der PSW kann die Nutzungsdauer der Grundlastkraftwerke deutlich verbessert werden, um minimal 170 h/a im Jahr 2020 bis maximal 844 h/a im Jahr 2040. Die Anzahl der Nutzungsstunden der Mittellastkapazitäten ändert sich im Szenarioverlauf kaum. Für die Jahre 2020, 2030 und 2040 beträgt sie rund 4500 h. Im Jahr 2050 sinken die Nutzungsstunden der Mittellastkapazitäten auf 3800 h. Der Einfluss der PSW auf die Auslastung der Mittellastkraftwerke ist relativ gering. Erst 2050 kann ihre Nutzungsdauer um 240 h/a erhöht werden. Die Anzahl der Nutzungsstunden der Spitzenlastkapazitäten beträgt für die Jahre

2020, 2030, 2040 und 2050 zwischen 400 h und 600 h. Mit dem Einsatz der Pumpspeicherwerke zur Deckung der Spitzenlast sinkt die Anzahl der Nutzungsstunden der Spitzenlastkapazitäten in den jeweiligen Jahren ab.

Abbildung 8-21: Durchschnittliche Volllastnutzungsstunden der Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkapazitäten in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



In Tabelle 8-3 sind die verdrängten (Volllast-)Nutzungsstunden der Mittellastkraftwerke durch Spitzenlastkraftwerke und der Grundlastkraftwerke durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke enthalten. Daraus kann die Fähigkeit von PSW abgeleitet werden, auch Spitzenlastkapazität im unteren Lastbereich zu ersetzen. Wie dabei ersichtlich wird, können Pumpspeicher den Einsatz von sowohl Mittellastkraftwerken im Grundlastsegment, als auch von Spitzenlastkraftwerken im Grundlast- und Mittellast-Segment deutlich reduzieren.

Tabelle 8-3: Substituierte Nutzungsstunden der Grundlastkraftwerke durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke und der Mittellastkraftwerke durch Spitzenlastkraftwerke. Quelle: eigene Berechnungen.

		2020	2030	2040	2050
Substituierte Nutzungsstunden der Grundlastkraftwerke [h]	Ohne PSW	123	479	1332	-
	Mit PSW	11	103	708	-
Substituierte Nutzungsstunden der Mittellastkraftwerke [h]	Ohne PSW	239	347	208	182
	Mit PSW	84	137	106	85

In Abbildung 8-22 sind die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für verschiedene Kraftwerkstypen dargestellt als reale Preise auf Basis des Jahres 2005, wenn sie ausschließlich in der Grundlast, der Mittellast



oder der Spitzenlast mit der jeweils durchschnittlich erreichbaren Anzahl an Nutzungsstunden eingesetzt werden. Die Abbildung stellt die Bandbreite dar, wie sie sich ergeben kann, wenn die Simulation mit einem realen (technologiespezifischen) Kraftwerkspark hinterlegt wird.

Die Stromgestehungskosten von Atomkraftwerken belaufen sich auf rund 18 €/2005/MWh in den Jahren 2020 und 2030 und auf rund 21 bis 23 €/2005/MWh im Jahr 2040, wenn sie in der Grundlast eingesetzt werden.

Die Stromgestehungskosten der Braunkohlekraftwerke steigen von rund 60 €/2005/MWh im Jahr 2020 auf rund 67 €/2005/MWh im Jahr 2030 und rund 76 bis 79 €/2005/MWh im Jahr 2040, wenn sie ausschließlich in der Grundlast eingesetzt werden. Wenn Braunkohlekraftwerke ausschließlich in der Mittellast eingesetzt werden, steigen ihre Stromgestehungskosten von rund 75 €/2005/MWh im Jahr 2020 auf rund 80 €/2005/MWh im Jahr 2030, rund 86 €/2005/MWh im Jahr 2040 und rund 96 bis 99 €/2005/MWh im Jahr 2050.

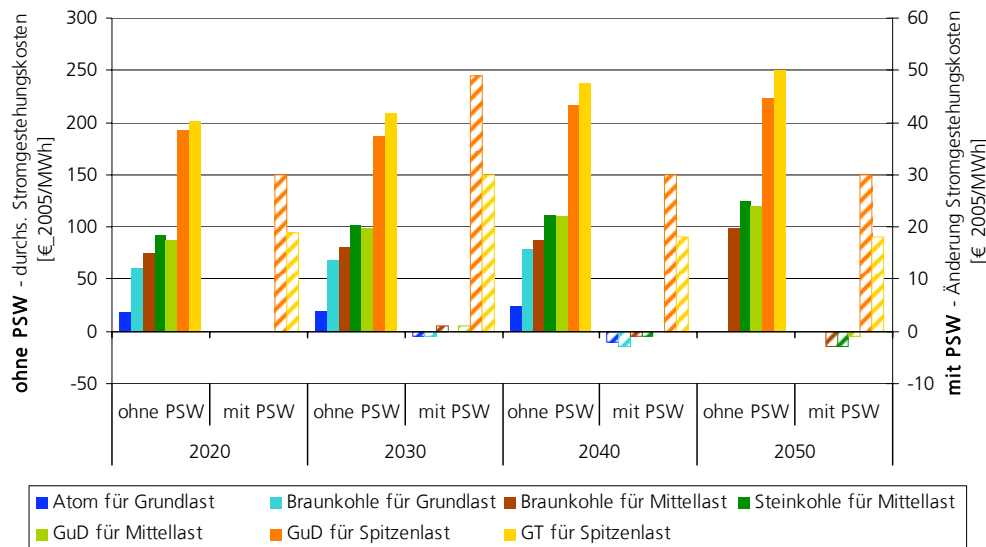
Wenn Steinkohlekraftwerke ausschließlich in der Mittellast eingesetzt werden, steigen ihre Stromgestehungskosten von rund 91 €/2005/MWh im Jahr 2020 auf rund 102 €/2005/MWh im Jahr 2030, 111 €/2005/MWh im Jahr 2040 und rund 122 bis 125 €/2005/MWh im Jahr 2050. Wenn GuD-Kraftwerke ausschließlich in der Mittellast eingesetzt werden, steigen ihre Stromgestehungskosten von rund 87 €/2005/MWh im Jahr 2020 auf rund 99 €/2005/MWh im Jahr 2030, rund 110 €/2005/MWh im Jahr 2040 und rund 119 €/2005/MWh im Jahr 2050.

Wenn GuD-Kraftwerke ausschließlich in der Spitzenlast eingesetzt werden und keine Pumpspeicherwerke zur Spitzenlastdeckung beitragen, betragen ihre Stromgestehungskosten rund 193 €/2005/MWh im Jahr 2020, rund 189 €/2005/MWh im Jahr 2030, rund 207 €/2005/MWh im Jahr 2040 und rund 220 €/2005/MWh im Jahr 2050. Wenn die Pumpspeicherwerke zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden, betragen die Stromgestehungskosten der GuD-Kraftwerke in der Spitzenlast rund 209 €/2005/MWh im Jahr 2020, rund 228 €/2005/MWh im Jahr 2030, rund 229 €/2005/MWh im Jahr 2040 und rund 242 €/2005/MWh im Jahr 2050.

Wenn Gasturbinenkraftwerke ausschließlich in der Spitzenlast eingesetzt werden und keine Pumpspeicherwerke zur Spitzenlastdeckung beitragen, betragen ihre Stromgestehungskosten rund 201 €/2005/MWh im Jahr 2020, rund 211 €/2005/MWh im Jahr 2030, rund 232 €/2005/MWh im Jahr 2040 und rund 248 €/2005/MWh im Jahr 2050. Wenn die Pumpspeicherwerke zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden, betragen die Stromgestehungskosten der Gasturbinenkraftwerke in der Spitzenlast rund 211 €/2005/MWh im Jahr 2020, rund 234 €/2005/MWh im Jahr 2030, rund 245 €/2005/MWh im Jahr 2040 und rund 261 €/2005/MWh im Jahr 2050.

## Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Abbildung 8-22: Durchschnittliche Stromgestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen zu Deckung der Grundlast, Mittel- und Spitzenlast entsprechend den durchschnittlichen Nutzungsdauern in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050. Quelle: eigene Berechnungen.



Der Einfluss der PSW auf die Stromgestehungskosten der Kraftwerke der Grund- und Mittellast ist mit maximal 3 €/2005/MWh gering. Auf die Stromgestehungskosten von Kraftwerken der Spitzenlast hat der PSW-Betrieb hingegen einen deutlicheren Einfluss. Die PSW führen zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten von minimal 18 €/2005/MWh für GT-KW in den Jahren 2040 und 2050 bis maximal 49 €/2005/MWh für GuD-KW im Jahr 2030.

Dieser durch die Reduktion der Ausnutzungsdauer preissteigernde Effekt ist jedoch in Hinblick auf den Gesamtwirtschaftlichen Effekt des PSW-Einsatzes als marginal zu bewerten. Ausgehend von der Änderung der Jahresarbeit der einzelnen Kraftwerkstypen (siehe Tabelle 8-4) kann vereinfacht die volkswirtschaftliche Auswirkung der Pumpspeicher bezüglich der Summe der Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke ermittelt werden. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Zusammensetzung des Kraftwerksparks werden Bandbreiten der Stromgestehungskosten nach Kraftwerkstyp und Ausnutzungsdauer angenommen. Wie in Tabelle 8-5 dargestellt ist, führen Pumpspeicher dabei in jedem Szenariojahr zu einer Verminderung der volkswirtschaftlichen Kosten im Strombereich.

Tabelle 8-4: Einfluss des PSW-Bestandes auf die Jahresarbeit von Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerken. Quelle: eigene Berechnungen.

Jahresarbeit (in TWh)	2020	2030	2040	2050
Grundlastkraftwerke	+ 22,8	+ 22,5	+ 12,7	0
Mittellastkraftwerke	- 16,1	- 17,6	- 9,5	+ 0,6
Spitzenlastkraftwerke	- 4,0	- 5,3	- 4,0	- 3,8

Tabelle 8-5: Einfluss des PSW-Bestandes auf die volkswirtschaftlichen Kosten von Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerken basierend auf Bandbreiten der Stromgestehungskosten. Quelle: eigene Berechnungen.

Änderung der volksw. Kosten (in Mio. €)	2020		2030		2040		2050	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Grundlastkraftwerke	+1368	+410	+1732	459	1003	267	0	0
Mittellastkraftwerke	-1206	-1463	-1410	-1798	-817	-1064	58	75
Spitzenlastkraftwerke	-764	-883	-987	-1268	-869	-1030	-852	-1024
<b>SALDO</b>	<b>-602</b>	<b>-1936</b>	<b>-665</b>	<b>-2607</b>	<b>-683</b>	<b>-1828</b>	<b>-794</b>	<b>-948</b>

Die Steigerung der Preisdifferenzen (sowohl absolut als auch zwischen den Lastbereichen) wird besonders deutlich, wenn sie mit den spezifischen Stromgestehungskosten des Jahres 2005 nach (Konstantin, 2007) verglichen wird. Dabei werden für Atomkraft 19 €/WMh<sub>2005</sub>, für Braunkohle-KW 36 €/2005/MWh, für Steinkohle-KW 47 €/2005/MWh, für GuD-KW 52 €/2005/MWh und für Gasturbinen-KW 104 €/2005/MWh angegeben.

### 8.1.3 Schlussfolgerung

Die Simulation zeigt, dass mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien der Bedarf an flexibel einsetzbaren Spitzenlastkapazitäten steigt. Der zunehmende Bedarf an Spitzenlastkapazitäten ist sowohl auf technische Aspekte aufgrund der flexiblen Betriebsweise als auch auf ökonomische Aspekte aufgrund der niedrigeren Stromgestehungskosten bei einer Ausnutzung von weniger als 2000 Stunden im Jahr zurückzuführen. Der Einsatz der heute vorhandenen Pumpspeicherwerke zur Deckung von Lastspitzen ersetzt einen Teil der notwendigen Kapazitäten, der Bedarf an Spitzenlastkapazitäten steigt jedoch trotzdem an. Mit dem Bedarf an Kapazitäten steigt auch der Energiebedarf im Spitzenlastsegment, weshalb die Nutzung entsprechender Kraftwerke nur geringfügig zurückgeht.

Der Einsatz von Spitzenlastkapazitäten bei einer residualen Last im Mittel- und Grundlastbereich ist auf die Fluktuationen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen. Steile Anstiege der residualen Last von einem Niveau unterhalb der Regelbereiche von Mittel- und Grundlastkraftwerken erfordern Kraftwerke, die sehr schnell aus dem Stillstand anfahren können. Hierfür sind nicht alle konventionellen Großkraftwerke geeignet.

Der Einsatz der heute vorhandenen Pumpspeicher zur Lastglättung bzw. Spitzenlastdeckung ersetzt einen großen Teil des Einsatzes anderer Spitzenlastkapazitäten im Mittel- und Grundlastbereich. Die Nutzung von Mittel- und Grundlastkraftwerken wird damit erhöht und der Betrieb bei weniger effizienter Teillast sowie häufige Anfahrverluste werden reduziert.

In Hinblick auf eine wirtschaftliche Bewertung der Lastdeckung von PSW ist zwischen einer volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Betrachtungsweise zu unterscheiden. Volkswirtschaftlich zeigt sich der Einfluss von PSW in drei Faktoren. So ist einerseits eine Reduzierung von Spitzenlastkraftwerkskapazitäten festzustellen. Damit kann der notwendige Neubau flexibler Kraftwerkskapazitäten reduziert werden. Andererseits in ein Einfluss der Pumpspeicherwerke auf die Auslastung der bestehenden Spitzenlastkraftwerke festzustellen. Dieser kostensteigernde Faktor wird jedoch vom Effekt der Reduktion der Jahresarbeit teurerer Spitzenlastkraftwerke und der Erhöhung der Jahresarbeit von billigen Grundlastkraftwerken bzw. Reduzierung von EE-Überschüssen deutlich übertroffen. Betriebswirtschaftlich ist der Prozess der Preisbildung an der Strombörse nach Merit-Order mit zu berücksichtigen. Mit steigenden Preisdifferenzen zwischen den Lastbereichen und steigenden EE-Überschüssen können PSW mit niedrigeren Grenzkosten als andere Spitzenlastkapazitäten an der Börse anbieten und damit kostensenkend auf die Großhandelspreise wirken.

Der Anstieg der Stromgestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen im Bereich der Grundlast, Mittellast und Spitzenlast ist im Wesentlichen auf die Preisszenarien für fossile Rohstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionen zurückzuführen. Für Kraftwerke im Grundlastbereich ist der Preisanstieg gering, trotz des starken Rückgangs der Nutzungsstunden, was mit dem flachen Verlauf der spezifischen Stromgestehungskosten bei einer hohen Anzahl an Nutzungsstunden (ca. ab 5000 h) begründet wird. Bei Kraftwerken im Mittellast- und Spitzenlastbereich steigen die Stromgestehungskosten an, obwohl die Anzahl der Nutzungsstunden annähernd konstant bleibt. Insgesamt ist eine Vergrößerung der Differenz zwischen den Stromgestehungskosten der Kraftwerke in der Spitzenlast und der Kraftwerke in der Mittellast bzw. Grundlast zu beobachten.

Bei einer vorausschauenden Investitionsplanung von Kraftwerksneubauten ist es unvermeidlich, den Aspekt des Ausbaus und der Einspeisung erneuerbarer Energien in den nächsten Jahrzehnten bereits heute zu berücksichtigen. Spitzenlastkraftwerke fügen sich nach technischen und ökonomischen Gesichtspunkten am besten in ein Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien ein. Der Bau von neuen Stromspeichern wie das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf eignet sich nicht nur um dem Bedarf an neuen flexiblen Kapazitäten entgegen zu kommen, sondern verbessern durch ihren Pumpbetrieb in Lasttälern die Effizienz des sonstigen Kraftwerksparks und integrieren überschüssige Energieproduktionen aus regenerativen Energiequellen in das Stromversorgungssystem. Gleichzeitig profitieren Stromspeicher von dem Unterschied zwischen den Stromgestehungskosten der Grundlastkraftwerke und der Spitzenlastkraftwerke sowie von den zunehmenden Überschussproduktionen aus regenerativen Energiequellen, und können entsprechend auch kostensenkend auf den Strommarkt wirken.

## 8.2 Regelleistung

Pumpspeicher sind grundsätzlich technisch in der Lage alle Regelleistungsarten (Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve, Dauerreserve) bereitzustellen und zu erbringen. Derzeit werden Pumpspeicher hauptsächlich im Bereich der Bereitstellung und Erbringung von Sekundärregelleistung eingesetzt (VDE, 2009a). Dies ist darauf zurückzuführen, dass für PSW auf dem Regelleistungsmarkt derzeit höhere Preise als an der Strombörse erzielt werden können. Sie ersetzen damit vorrangig den Teillastbetrieb von großen thermischen Kraftwerksblöcken. 2007 würden in Summe über alle vier deutschen Regelzonen 3300 MW positive und 2450 negative Sekundärregelleistung ausgeschrieben (ÜNB).

Damit übersteigt die derzeit installierte Turbinen- und Pumpleistung des PSW-Bestands den Bedarf an Sekundärregelleistung. Auch in diesem Sinn ist die Bewertung im Kapitel 8.1 (Simulation der Lastdeckung ohne und mit 100% der PSW als eine Extrembetrachtung zu verstehen.

Wie in Kapitel 6 ersichtlich ist, steigt der Bedarf an Regelleistung (ohne Untergliederung der Regelleistungsarten) mittelfristig und fällt langfristig auf unter das derzeitige Niveau. Je nach gewählten Sicherheitsniveau bewegt sich der gesamte Regelleistungsbedarf 2050 leicht über oder im Bereich der Kapazität des PSW-Bestandes. Nur wenn keine Verbesserung der Prognose-Güte berücksichtigt wird, übersteigt der Regelleistungsbedarf die vorhandene PSW-Kapazität bei weitem.

In Kapitel 5 und Kapitel 8.1 wurde dargestellt, dass der Bedarf an Spitzenlast steigt und die Preisschere zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast größer wird. Grundsätzlich besteht eine Interaktion zwischen dem Börsen-Strommarkt und dem Regelleistungsmarkt, da gleiche Kraftwerke auf beiden Märkten anbieten können und ihre Kosten auf beiden Märkten decken müssen. Dementsprechend ist auch von steigenden Preisen auf Regelleistungsmärkten auszugehen. Andererseits kann sich durch die mögliche Teilnahme von erneuerbaren Energien an diesem Markt, unter Anpassung der Präqualifikationsanforderungen, zunehmend eine Konkurrenz ergeben (siehe auch Kapitel 6). Dies kann sowohl die Regelleistungspreise als auch den Regelleistungsbedarf betreffen. Andererseits können Pumpspeicher auch in Kombination mit erneuerbaren Erzeugern Regelleistung erbringen. Besonders wichtig erscheint dabei die Erbringung von positiver Regelleistung (siehe Kapitel 6).

Unter Berücksichtigung dieser Entwicklungen wird die Bereitstellung von Regelleistung tendenziell weniger attraktiv für PSW im Vergleich zum Lastausgleich bei einer Teilnahme an der Strombörse. Es kann jedoch keine konkrete Aussage abgeleitet werden, wie sich die Entscheidung für eins der beiden Geschäftsfelder für PSW entwickelt.

### 8.3 Beitrag des Pumpspeicherwerks Atdorf

Eingangs wurden die Einsatzmöglichkeiten der bestehenden deutschen PSW für die Bereich des Lastausgleichs und der Bereitstellung von Regelleistung bewertet. An dieser Stelle wird nun dargestellt, welchen zusätzlichen Beitrag das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf zur Integration von EE leisten kann.

#### 8.3.1 Methode

Um diesen zusätzlichen Beitrag bewerten zu können, werden die Residuallasten unter Verwendung des Speichermodells für alle bestehenden PSW einmal mit und einmal ohne das PSW Atdorf miteinander verglichen. Dazu wurde das in Kapitel 4.7 beschriebene Modell zur Simulation des PSW-Einsatzes auch für das PSW Atdorf verwendet.

In Tabelle 8-1 sind die technischen Parameter des PSW Atdorf im Vergleich zum durchschnittlichen PSW-Bestand dargestellt. Dabei wird deutlich, dass das PSW Atdorf über eine höhere spezifische Speicherkapazität als der Durchschnitt verfügt und somit gemessen an der installierten Leistung potenziell mehr Energie verlagern bzw. erneuerbare Energie integrieren kann. Es wird ermittelt, inwiefern durch das PSW Atdorf die Abregelung von EE vermieden werden kann. Dazu wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die EE-Einspeisung abgeregelt werden müsste wenn die Residuallast negativ wird. Zudem wird analysiert, wie sich Einsatz des PSW Atdorf auf die Einsatzplanung der konventionellen Kraftwerke – also auf die drei Lastbereiche Grundlast, Mittellast und Spitzenlast auswirkt. Ausgehend von diesen Ergebnissen wird die Bandbreite der vermiedenen Kosten und vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen dargestellt.

Zur Bewertung des Einflusses auf die Treibhausgasbilanz werden in dieser Studie rein die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe in typischen Modellkraftwerken entstehen, nach (Konstantin, 2007) verwendet (siehe Tabelle 8-6). Die direkten Emissionen bilden die Basis für den Treibhausgas-Emissionshandel. Die indirekten Emissionen, die durch vor- oder nachgelagerte Prozesse auftreten, werden in dieser Studie nicht berücksichtigt. Beispielsweise entstehen im Fall der Kernkraft in der Realität durch die Nutzung von Uran, den Betrieb und den Bau und Abriss Treibhausgasemissionen in einer Bandbreite von 10-60 kg / MWh (Wagner, 2007). Ebenso entstehen beispielsweise bei der Produktion von Solaranlagen und Windkraftanlagen in den Vorketten ähnliche Emissionen (10-40 kg / MWh) wie bei der Kernkraft. Besonders der Anbau von Energiepflanzen für Bioenergie verursacht gleichfalls Emissionen durch direkte und indirekte Landnutzungsänderungen (Landumbruch, Düngemittleinsatz), welche bisher nicht im Emissionshandel berücksichtigt werden (WBGU, 2009). Diese Emissionen der erneuerbaren Energien werden nicht in die Berechnungen miteinbezogen. Es wird nach dem gängigen Emis-

sionshandel in der Energiewirtschaft angenommen, dass sowohl Kernkraft als auch erneuerbare Energien mit Nullemissionen verrechnet werden.

Die Modellkraftwerke stellen Neubaukraftwerke dar. Der angenommene Wirkungsgrad liegt über dem gegenwärtigen Durchschnitt des Kraftwerksparks. In Anbetracht der Wirkungsgradsteigerungen zukünftiger Kraftwerke und der Stilllegung von Alt-Kraftwerken werden die Wirkungsgrade und damit auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen vereinfacht als konstant über die Szenarien angenommen.

Tabelle 8-6: Spezifische direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen typischer konventioneller Modellkraftwerke. Quelle: (Konstantin, 2007).

Kernkraft [kg CO <sub>2</sub> /MWh <sub>el</sub> ]	Braunkohle [kg CO <sub>2</sub> /MWh <sub>el</sub> ]	Steinkohle [kg CO <sub>2</sub> /MWh <sub>el</sub> ]	Erdgas-GuD [kg CO <sub>2</sub> /MWh <sub>el</sub> ]	Erdgas-GT [kg CO <sub>2</sub> /MWh <sub>el</sub> ]
0	1009	821	373	600

### 8.3.2 Ergebnisse

In Tabelle 8-7 und Tabelle 8-8 sind die Ergebnisse des Lastausgleichs durch das PSW Atdorf dargestellt. Mit zunehmenden EE-Überschüssen (bei einer negativen Residuallast) kann das PSW Atdorf auch zunehmend durch Einspeiseverlagerung deren Abregelung vermeiden. Unter Berücksichtigung der Speicherverluste kann der Anteil der EE-Überschüsse an der Arbeit des PSW auf zwei Arten bemessen werden. Er ergibt sich als Anteil der vermiedenen EE-Abregelung bezogen auf die Pumparbeit oder als Anteil der vermiedenen Abregelung unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des PSW bezogen auf die Turbinenarbeit. Dieser Arbeitsanteil des zusätzlichen PSW Atdorf kann 2050 nach dem Szenario der Leitstudie 2009 maximal 44% betragen.

Tabelle 8-7: Verminderte EE-Abregelung durch den Einsatz des geplanten Neubaus „PSW Atdorf“. Quelle: eigene Berechnungen.

Jahr	Turbinenarbeit [TWh <sub>el</sub> ]	Pumparbeit [TWh <sub>el</sub> ]	Verlustenergie [TWh <sub>el</sub> ]	Vermiedene EE-Abregelung durch Atdorf [TWh <sub>el</sub> ]	Verhinderte EE-Abregelung abzüglich der Verlustenergie [TWh <sub>el</sub> ]	Anteil der vermiedenen EE-Abregelg. im Betrieb des PSW Atdorf
2020	2,18	-2,93	0,74	0,00	0,00	0%
2030	2,14	-2,85	0,71	0,03	0,02	1%
2040	2,11	-2,81	0,70	0,58	0,43	2%
2050	2,00	-2,66	0,66	1,18	0,89	44%

Aus Tabelle 8-8 ist ersichtlich, dass durch das PSW Atdorf die Einspeisung von Kraftwerken des Grundlastbereichs erhöht und die des Mittel- und Spitzenlastbereichs vermindert wird. Dieser Effekt vermindert sich jedoch mit einer Abnahme der konventionellen Erzeugung und Zunahme der Überschüsse aus erneuerbaren Energien.

Erkennbar ist auch, dass die installierte Leistung der Grundlastkraftwerke geringfügig erhöht und die Kapazität der Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke deutlich reduziert werden kann. Die Reduktion der installierten Gesamtleistung der eingesetzten konventionellen Kraftwerke übersteigt in dieser Fallstudie (exemplarischer Jahresverlauf basierend auf dem Wetterjahr 2007) sogar die Turbinen-Leistung des PSW Atdorf. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast aufgrund der technisch-wirtschaftlichen Begrenzung nicht die gesamte Grundlast- und Mittellastkapazität verfügbar ist und entsprechend eine höhere Spitzenlastkapazität vorgehalten werden muss. Durch das PSW Atdorf kann die Verfügbarkeit der Grundlast- und Mittellastkraftwerke zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast erhöht werden.

Tabelle 8-8: Einfluss auf die Einspeisung von konventionellen Kraftwerken durch den Einsatz des geplanten Neubaus „PSW Atdorf“. Quelle: eigene Berechnungen.

Jahr	Änderung der Einspeisung [TWh <sub>el</sub> ]			Änderung der Kraftwerkskapazität [GW <sub>el</sub> ]			Änderung der Volllaststunden [h/a]		
	GL	ML	SL	GL	ML	SL	GL	ML	SL
2020	+ 5,20	- 3,88	- 0,58	+ 0,56	- 0,84	- 2,00	+ 16	- 13	+ 18
2030	+ 6,14	- 5,05	- 0,41	+ 0,65	- 1,16	- 1,78	+ 56	+ 21	+ 16
2040	+ 4,64	- 4,26	- 0,27	+ 0,55	- 0,99	- 1,37	+ 212	+ 18	+ 13
2050		- 0,03	- 0,54		- 0,30	- 0,15		+ 76	- 17

Der Einfluss des PSW Atdorf auf die Vollbenutzungsstunden der konventionellen Kraftwerke ist relativ gering (Tabelle 8-8). Entsprechend ist der Einfluss auf deren Stromgestehungskosten gering. Wie aus Abbildung 8-22 ersichtlich wird, öffnet sich die Schere zwischen den Stromgestehungskosten von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken. Durch Erhöhung der Jahresarbeit von Grundlastkraftwerken und Verringerung der Jahresarbeit von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken kann das PSW Atdorf einerseits diese Preisunterschiede am Strommarkt wirtschaftlich ausnutzen. Andererseits kann das PSW aufgrund der Verdrängung teurerer Spitzenlastkraftwerke aus der Merit-Order zu einer Verringerung der Großhandelspreise und volkswirtschaftlichen Kosten beitragen.

In Abbildung 8-23 bis Abbildung 8-26 ist die Entwicklung des Einflusses des PSW Atdorf auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass die Auswirkung des durch das PSW Atdorf geleisteten Lastausgleich auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz des konventionellen Kraftwerksparks stark von den Kraftwerkstypen abhängt. Je nachdem wie sich die konventionellen Kraftwerkskapazitäten zukünftig entwickeln, ergeben sich verschiedene Lastdeckungsoptionen für die drei Lastbereiche Grund-, Mittel- und Spitzenlast. So beeinflusst die Frage welcher Kraftwerkstyp die Grundlast decken kann – Kernkraft oder Braunkohle – die durch das PSW Atdorf veränderten CO<sub>2</sub>-Emissionen entscheidend. Auch wenn die Bandbreiten eher zu einer Reduktion



der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch das PSW Atdorf tendieren, könnte sich bei hohen Braunkohleanteilen in der Grundlast (d.h. dass vorwiegend Braunkohlestrom für den Pumpbetrieb des PSW Atdorf eingesetzt werden) für die Jahre 2020 bis 2040 auch eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben.

Abbildung 8-23:  
Bandbreiten der durch das PSW Atdorf verursachte Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Kraftwerks-parks für das Szenario 2020.  
Quelle: eigene Berechnungen.

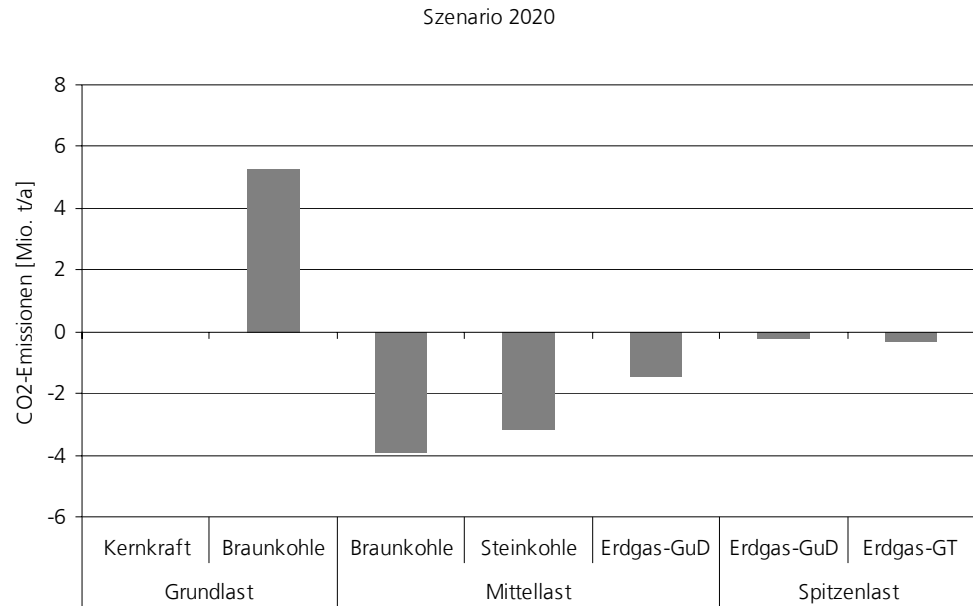
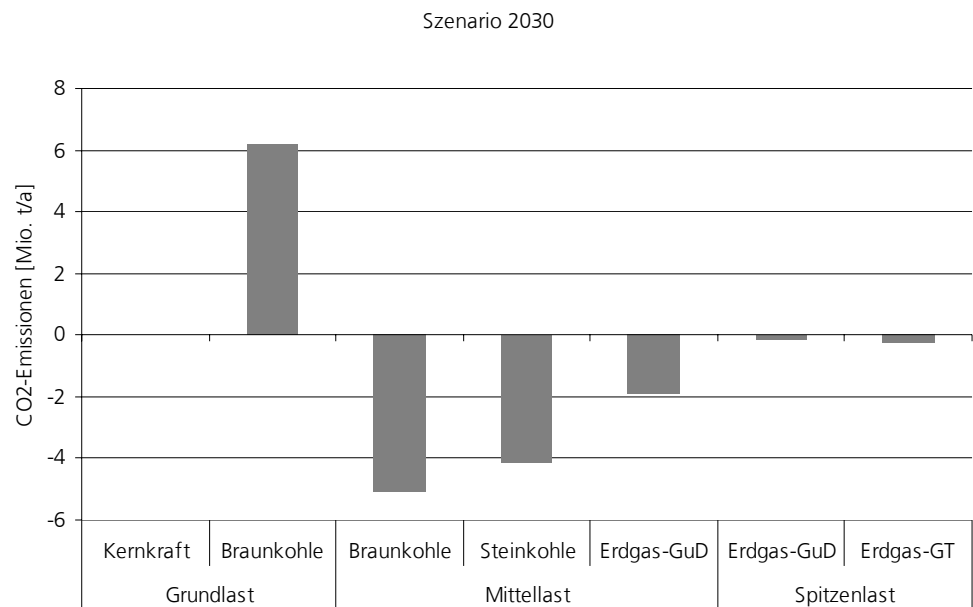


Abbildung 8-24:  
Bandbreiten der durch das PSW Atdorf verursachte Änderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des konventionellen Kraftwerks-parks für das Szenario 2030.  
Quelle: eigene Berechnungen.



## Energiewirtschaftliche Einbindung von Pumpspeicherwerken

Abbildung 8-25:  
Bandbreiten der  
durch das PSW  
Atdorf verursachte  
Änderung der  
CO<sub>2</sub>-Emissionen  
des konventionel-  
len Kraftwerks-  
parks für das  
Szenario 2040.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.

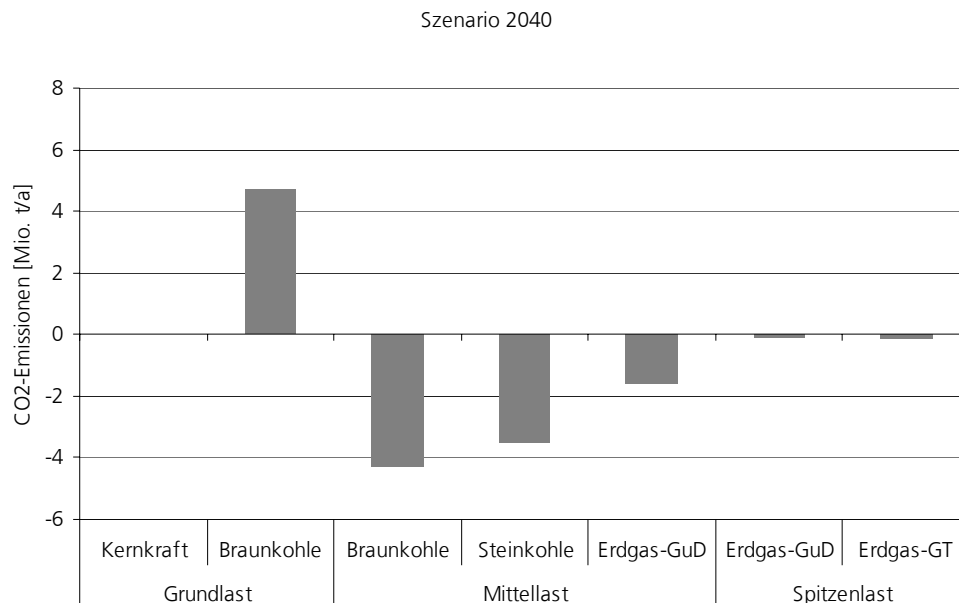
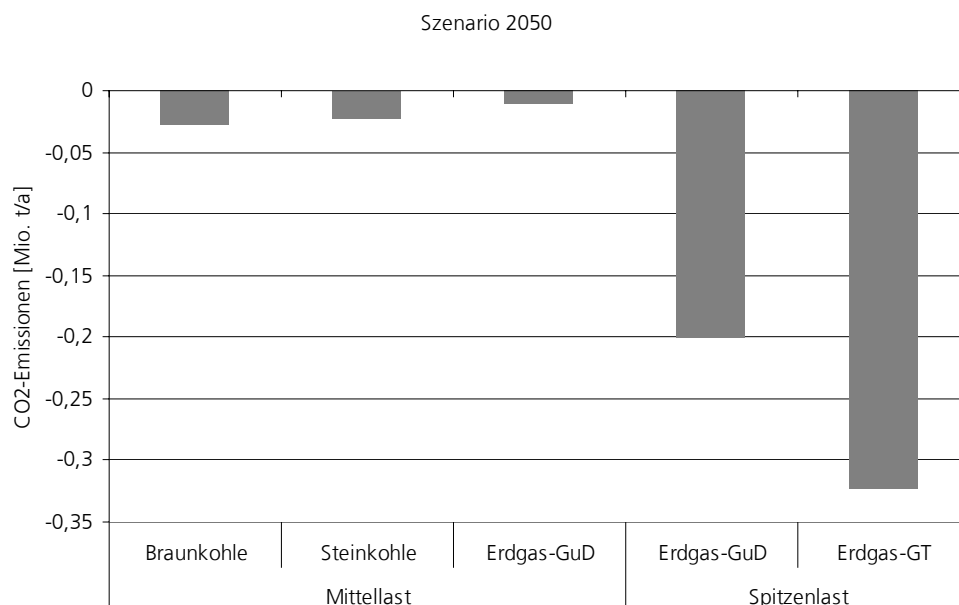


Abbildung 8-26:  
Bandbreiten der  
durch das PSW  
Atdorf verursachte  
Änderung der  
CO<sub>2</sub>-Emissionen  
des konventionel-  
len Kraftwerks-  
parks für das  
Szenario 2050.  
Quelle: eigene  
Berechnungen.



Neben dem Einfluss des PSW Atdorf auf die Jahresarbeit der Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ist das PSW Atdorf auch in der Lage die Effektivität des konventionellen Kraftwerksparks zu steigern. Durch die zunehmende fluktuierende Windenergie-Einspeisung steigen die Teillastverluste und die Verluste durch häufigeres Anfahren von Kraftwerken (Roth, 2008). Die Lastglättung des PSW Atdorf verringert diese Verluste der konventionellen Kraftwerke. Auch wenn im Rahmen dieser Untersuchung dazu keine gesonderten Berechnungen durchgeführt werden konnten, ist durch diesen Effekt tendenziell von geringern CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu oberen Darstellung auszugehen.

### 8.3.3 Schlussfolgerung

Bei einer Optimierung des Speichereinsatzes über drei Tage kann nach dem betrachteten Szenario das PSW Atdorf 2050 als zusätzlicher Speicher 44% der verrichteten Arbeit aus EE-Überschüssen aufnehmen und somit zur Vermeidung des Abregelns von erneuerbarer Stromerzeugung beitragen. Dieses Ergebnis ist einerseits durch die Begrenztheit der Speicherkapazität von Tagesspeichern zu sehen und entsprechend als großes Potential zu werten. Andererseits ist zu berücksichtigen, dass bei den vorgenommenen Betrachtungen der Betrieb des PSW-Bestandes dem des PSW Atdorf vorgelagert ist. Zudem kann das Marktverhalten bei einer Überproduktion von EE derzeit kaum erfasst werden kann. So können für zusätzliche Verbraucher neue Geschäftsmodelle angereizt werden oder zu einer verstärkten europäischen Integration führen. In diesem Sinne könnte zukünftig auch eine Lastglättung durch PSW im Bereich der negativen Residuallast sinnvoll sein, um EE-Überschüsse als Stromblöcke vermarkten zu können.

Das PSW Atdorf kann zu einer Verringerung des Bedarfs an Spitzenlastkapazität führen. Die gesamte installierte Leistung der eingesetzten konventionellen Kraftwerke kann sogar über das Maß der installierten PSW-Turbinenleistung hinaus reduziert werden. Dieses Ergebnis ist besonders in Anbetracht möglicher zukünftiger Kraftwerksinvestitionen zu bewerten. Es zeigt sich, dass auch für ein zusätzliches Pumpspeicherwerk weiterhin ein steigender Bedarf an Spitzenlastkapazitäten besteht. Aufgrund der steigenden Preisdifferenzen zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast wird der Strommarkt zunehmend attraktiver. Tendenziell kann sich ein zusätzlicher Pumpspeicher preissenkend auf den Großhandel auswirken. Dadurch kann sich ein zusätzlicher Pumpspeicher preissenkend auf den Großhandel auswirken.

Neben dem Einsatz des PSW Atdorf für den Bereich des Lastausgleichs bestehen auch Potentiale in der Bereitstellung von Regelleistung. Wie in Kapitel 6 dargestellt wurde, ist jedoch langfristig mit einer Reduzierung des Bedarfs an Regelleistung zu rechnen, vorausgesetzt die angenommenen Verbesserungen der Prognosegenauigkeit treten tatsächlich ein.

## 8.4 Fazit zur energiewirtschaftlichen Einbindung von Pumpspeichern

Pumpspeicherwerke können den zusätzlichen Bedarf an Spitzenlastkapazitäten reduzieren. Neben dem geplanten Pumpspeicherwerk Atdorf besteht noch ein weiterer Bedarf an Spitzenlastkapazitäten. Dass heißt, dass durch den Bau des PSW Atdorf der Neubau von flexiblen konventionellen Spitzenlastkapazitäten vermieden werden kann.

Pumpspeicherwerke wie das PSW Atdorf können die Spitzenlastenergie reduzieren und mittelfristig die Grundlastenergie erhöhen bzw. langfristig EE-Überschüsse reduzieren. So treten ab 2030 größere EE-Überschüsse auf, wonach Pumpspeicherwerke nicht länger den Grundlastbedarf erhöhen, sondern die EE-Überschüsse aufnehmen und in Zeiten hohen Spitzenlastbedarfs verschieben und somit zur Grundlastfähigkeit von erneuerbaren Energien beitragen.

Mit einer Zunahme der Preisdifferenzen der Stromgestehungskosten zwischen Grund- und Mittellast leisten Pumpspeicher durch einen Lastausgleich einen volkswirtschaftlichen Beitrag zur Verminderung der Kosten im Strombereich. Dadurch tragen sie zu einer Preisreduktion der Großhandelspreise bei.

Wirtschaftlich erscheint der Regelleistungsmarkt langfristig aufgrund des begrenzten Marktvolumens für Pumpspeicher weniger attraktiv. Technisch gesehen können Pumpspeicher dabei jedoch einen wichtigen Beitrag zur EE-Integration leisten.

Das zusätzliche PSW Atdorf vermeidet in den meisten Fällen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Quantitativ ist dies je nach Zusammensetzung des zukünftigen konventionellen Kraftwerkspark verschieden. Nur bei sehr hohen Anteilen von Braunkohle in der Grundlast kann der Betrieb des PSW Atdorf zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Wird das PSW Atdorf rein mit regenerativem Strom betrieben, ist der Betrieb nahezu emissionsfrei. Das PSW Atdorf führt zu seiner Senkung der volkswirtschaftlichen Kosten. Der zusätzliche Pumpspeicher kann nach dem betrachteten Szenario im Jahr 2050 einen Anteil von 44 % an der verrichteten Arbeit aus EE-Überschüssen leisten.

## 9 Marktanalyse von Stromspeichertechnologien

Die Stromspeicherung ist eine technische Herausforderung. Strom kann nur mit sehr wenigen Technologien direkt über sehr kurze Zeiträume, zum Beispiel durch den Einsatz von Super Caps, gespeichert werden. Langfristig, sind größere Mengen Strom nur durch Umwandlungsprozesse mit entsprechenden Wirkungsgradverlusten speicherbar. Im Folgenden wird ein Überblick über die Speichertechnologien, die aktuell in der Diskussion sind, gegeben.

Bei der Auswahl der Technologien ist das Hauptkriterium die Vergleichbarkeit und damit die aktuelle bzw. zukünftige Konkurrenzsituation zu verfügbaren Pumpspeicherwerken. Hierbei handelt es sich um (adiabate) Druckluftspeicher, elektrochemische Speicher (Akkumulatoren) und die Speicherung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Die in Kapitel 2.4 genannte neue Speichertechnologie EE-Methan (Stromspeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz), die eine Form der Speicherung von Wasserstoff darstellt, ist derzeit noch nicht auf dem Markt verfügbar und wird daher in diesem Kapitel nicht näher betrachtet.

Die Übersicht ist jeweils in drei Teile untergliedert. Zuerst wird die Funktionsweise beschrieben, dann die technologische Realisierbarkeit, bzw. Verfügbarkeit dargestellt und als dritter Punkt werden die Kosten dargestellt.

### 9.1 Pumpspeicherwerke

#### 9.1.1 Funktionsweise und Einsatzgebiete

Pumpspeicherwerke (PSW) speichern elektrische Energie durch die Umwandlung in potentielle Energie von Wasser. Zwei Speicherbecken auf unterschiedlichem Höhenniveau sind über eine Rohrleitung miteinander verbunden. Beim Ladevorgang wird elektrische Energie aufgewandt, um eine Pumpe zu betreiben, die Wasser vom Unter- in das Oberbecken pumpt. Umgekehrt, fließt beim Entladevorgang Wasser vom Oberbecken zurück in das Unterbecken und treibt eine Turbine an. Die Turbine wandelt die kinetische Energie über einen Generator in elektrische Energie um.

Ältere PSW haben eine getrennte Pumpen- und Turbineneinheit, moderne Anlagen sind mit Pumpturbinen ausgestattet. Im Falle eines Netzausfalls, sind PSW schwarzstartfähig, was eine entscheidende Funktion für den Netzbetrieb ist. Zudem können PSW zur Wirk- und Blindleistungsregelung eingesetzt werden und damit zur Netzstabilität beitragen.

Der Gesamtwirkungsgrad von modernen PSW liegt bei 75 bis 80% (VDE, 2009a). Pumpspeicherwerke sind die am weitesten verbreitete Technik zur Speicherung von Energie. Die installierte Leistung in Deutschland beträgt etwa 6,7 GW, bei durchschnittlich 6,1 Volllaststunden (siehe Tabelle 8-1).

Typischerweise sind PSW Tagesspeicher. Sie werden für die Bereitstellung von elektrischer Spitzenenergie zu Starklastzeiten und dem Ausgleich von Lasttälern oder als Regelenergie für Systemdienstleistungen verwendet. In konventionellen Kraftwerksparken wird nachts Energie eingespeichert, die tagsüber, bei Bedarf, wieder in das Netz gespeist wird. Die Veränderungen des Energieerzeugungssystems, vor allem der Einfluss der Windenergie, werden einen flexibleren Einsatz, der sich nach dem Windangebot richtet, bedingen.

### 9.1.2 Technische Realisierbarkeit / Marktreife

PSW sind eine ausreichend erforschte Technologie die seit langem auf dem Markt ist. Herausforderungen für neue PSW sind gegebene topographische Bedingungen und entstehende Landschaftseingriffe zur Erstellung der Becken. Entsprechend ist das Ausbaupotential in Deutschland begrenzt, in anderen Ländern wie z.B. Norwegen jedoch weitgehend ungenützt. Eine weitere Ausbaumaßnahme ist die Nachrüstung bestehender Wasserkraftwerke mit Pumpturbinen.

### 9.1.3 Kosten der Technologie

Der letzte errichtete Speicher in Deutschland ist das Pumpspeicherwerk Goldisthal der Firma Vattenfall. Die Gesamtkosten für den Bau beliefen sich auf ca. 620 Mio. Euro im Jahr 2004 (Vattenfall AG, 2009). Bei einer installierten Leistung von 1060MW, ergeben sich Kosten von 585 €/kW installierter Leistung. Pumpspeicherwerke werden mit als die günstigste Form der Stromspeicherung eingestuft.

## 9.2 Druckluftspeicher

### 9.2.1 Funktionsweise und Einsatzgebiete

Bei den Druckluftspeichern wird in diabate und adiabate CAES unterschieden. Prinzipiell komprimieren CAES-Kraftwerke Luft, um Elektrizität zu speichern. Speicherstrom treibt Kompressoren an, die die Luft im Speicher verdichten. Wird Energie benötigt, kann die komprimierte Luft in Turbinen entspannt werden und über einen Generator Strom erzeugen. Voraussetzung ist ein ausreichend großes Speichervolumen, welches durch die Erstellung von Salzkavernen, die Nutzung stillgelegter Schächte oder sonstiger geeigneter geologischer Formationen bereitgestellt werden kann. Diese Voraussetzungen limi-

tieren die als Standort in Frage kommenden Gebiete. Die Größe des Speichers legt, zusammen mit der Turbinenleistung, die Auslegung der Anlage fest.

Diabate (auch: konventionelle) CAES: Bei der Kompression von Luft wird Wärme frei. Diese Wärme wird bei diabaten CAES durch Luftkühler an die Umgebung abgegeben. Während des Expansionsvorganges bei der Stromerzeugung, ist diese Wärme wieder rückzuführen. Das geschieht mit einer Gasfeuerung. Konventionelle CAES sind also mit einer Hybridtechnik ausgestattet, die nicht ohne fossile Energieträger auskommt. Daraus resultiert der geringe, maximal erreichbare Anlagenwirkungsgrad von etwa 50% (dena, 2008).

Adiabate CAES: Adiabate CAES nutzen für das Wärmemanagement einen zusätzlichen Wärmespeicher. Dieser wird während des Kompressionsvorganges (Ladevorgang) erwärmt und kann bei der Entspannung der Luft (Entladevorgang) die notwendige Prozesswärme liefern. Die Zufuhr von Fremdwärme entfällt. Im Vergleich zu diabaten CAES, ist hier ein emissionsfreier Betrieb möglich. Außerdem erlaubt die adiabate Technik wesentlich höhere Wirkungsgrade von etwa 70%. Diese sind aber mit höheren Investitionskosten für den Wärmespeicher verbunden (dena, 2008).

Beide Kraftwerkstypen können am Regelenergiemarkt (Minutenreserve) teilnehmen. Der Einsatzbereich ist dem von Pumpspeicherwerken ähnlich (VDE, 2009a).

### 9.2.2 Technische Realisierbarkeit / Marktreife

Weltweit gibt es zwei (diabate) CAES-Anlagen, beide werden seit vielen Jahren erfolgreich betrieben. Eine 321-MW-Anlage der E.ON in Huntorf, Deutschland, die für 8 h Kompressions- und 2 h Turbinenbetrieb ausgelegt ist. Der Speicher hat insgesamt eine Größe von 300.000m<sup>3</sup> und ist in zwei Kavernen mit je 150.000m<sup>3</sup> unterteilt. Eine 110-MW-Anlage der AEC in McIntosh, Alabama, die für 16 h Turbinenbetrieb ausgelegt ist. Der Speicher ist eine Kaverne die 540.000m<sup>3</sup> umfasst.

Die diabate Speichertechnik ist ein marktverfügbares Produkt (VDE, 2009a). Die adiabate Speichertechnik befindet sich in einem fortgeschrittenen Konzeptstadium (VDE, 2009a). Eine Versuchsanlage ist noch nicht verfügbar. Für eine Inbetriebnahme ist mit längerer Vorlaufzeit zu rechnen. Die Etablierung am Markt erscheint frühestens ab 2020 realistisch (IWES, 2009).

### 9.2.3 Kosten der Technologie

Die Kosten von diabate CAES pro installierter Leistung werden mit 600 €/kW angenommen. Bei den adiabaten CAES liegen die Investitionskosten etwa um etwa 20 – 30% höher (VDE, 2009a). Bei den zu erwartenden Wirkungsgradvorteilen ist ein adiabater Speicher bei den Stromverlagerungskosten trotzdem geringfügig im Vorteil (dena, 2008).

## 9.3 Wasserstoffspeicherung

### 9.3.1 Funktionsweise und Einsatzgebiete

Wasserstoffspeicherung basiert auf drei theoretisch unabhängigen Speicherkomponenten: dem Konverter, dem Speicher und der Einheit zur Rückgewinnung. Der Konverter ist in der Regel ein Elektrolyseur, welcher mit Hilfe von Strom, Wasser (chemisch) spaltet und als Produkt Wasserstoff entsteht. Der Wasserstoff liegt unter Normalbedingungen gasförmig vor, weshalb eine raumeffiziente Speicherung nur unter hohem Druckeinfluss möglich ist. Als Speicher eignen sich beispielsweise Salzkavernen die schon heute als Speicher für Stadtgas benutzt werden. Die Möglichkeiten den Wasserstoff in mobile Behälter zu speichern und ihn so transportfähig zu machen, sind unter wirtschaftlichen und technischen Bedingungen begrenzt. Als Komponente zur Rückverstromung kommt die Brennstoffzelle ebenso wie ein GuD-Kraftwerk in Frage. Die Wirkungsgradverluste sind hoch. Der gesamte Speicherwirkungsgrad beträgt etwa 30 bis 38% (dena, 2008; VDE, 2009a). Vorteilhaft bei der Wasserstoffspeicherung ist die hohe gravimetrische Speicherkapazität unter gewissen Annahmen, bedingt durch die Speicherung der Energie in chemischen Bindungen. Wasserstoff: 163 kWh/m<sup>3</sup> bei 13MPa, CAES: 2,9 kWh/m<sup>3</sup> bei 2 MPa, PSW: 0,7 kWh/m<sup>3</sup> bei einer Fallhöhe von 300m. Dabei ist auf die entsprechenden Druckverhältnisse zu achten (Crotogino et al., 2009).

Mit dem Kombikraftwerk Uckermark in Brandenburg ist ein Forschungsprojekt der Firma Enertrag verwirklicht. Überschüssige Windenergie wird dort direkt in Wasserstoff umgewandelt und kann so gespeichert werden. Der Einsatz als Brennstoff in Kraftfahrzeugen wird in Pilotprojekten untersucht (Enertrag, 2009).

### 9.3.2 Technische Realisierbarkeit / Marktreife

Die Wasserstoffspeicherung spielt derzeit praktisch keine Rolle in Energiesystemen. Anlagen sind lediglich zu Forschungszwecken oder als Pilotprojekte realisiert. Um Wasserstoff in großtechnischem Maßstab zu speichern, ist vor allem Forschungsaufwand bezüglich der Hochdruck-Elektrolyseure und zur Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades notwendig. Weitere Herausforderungen sind eine effiziente und sichere



Speicherung von Wasserstoff (IWES, 2009). Die Wasserstofftechnologie scheint durch die vielfältigen Anwendungen eine attraktive Speicherlösung für die Zukunft darzustellen. Demgegenüber stehen sehr hohe Kosten und ungelöste technische Probleme. Die mobile Anwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor steht zudem in Konkurrenz mit immer leistungsfähigeren Akkumulatoren (E-Kfz). Eine breite Einführung der Technologie ist derzeit nicht zu erwarten (TAB, 2008).

### 9.3.3 Kosten der Technologie

Die Investitionskosten werden mit 2300 bis 2700 €/kW installierter Leistung angegeben. Dabei ist der teuerste Posten die Konvertertechnik (Elektrolyseur und Brennstoffzelle). Bei den Convertern wird auch in den kommenden Jahren aufgrund geringer Stückzahlen keine große Kostendegression erwartet. Höhere Speichervolumen sind daher günstiger zu realisieren als niedrigere. Derzeitige Speicheranwendungen, wie Lastverschiebungen im Tagesverlauf, die vor allem Tages- und Stundenspeicher benötigen, sind mit Wasserstoffspeichern nur zu sehr hohen Kosten realisierbar. Eine längerfristige, zum Beispiel saisonale Speicherung, erscheint daher ökonomisch attraktiver (dena, 2008; VDE, 2009a; Gatzen, 2008).

## 9.4 Elektrochemische Speichersysteme

Die Vielfalt an elektrochemischen Speichersystemen ist groß. Es gibt eine große Anzahl unterschiedlicher Konzepte die Potential für die Zukunft zeigen. In dieser Studie wird die Betrachtung auf die vier aussichtsreichsten Typen beschränkt, um einen repräsentativen Überblick über die Akkumulatortechnik zu verschaffen. Dabei werden die unterschiedlichen Technologien kurz erläutert und der Stand der Technik erörtert. Abschließend wird eine Kostenschätzung erstellt, die die Grundlage für den Vergleich in Kapitel 9.5 darstellt.

Trotz großer Investitionen in Forschung und Entwicklung spielen elektrochemische Speicher noch keine nennenswerte Rolle in der Energieversorgung. Ankündigungen großer Hersteller lassen aber eine größere Bedeutung für dezentrale Anwendungen in der Zukunft erwarten. So hat die Firma Yunicos in Kooperation mit NGK angekündigt Akkumulatoren für den Ausgleich fluktuierender EE-Einspeisung zur Marktreife zu entwickeln. Die Firma Panasonic hat vor Kurzem angekündigt, in naher Zukunft Akkumulatoren für Haushalte anbieten, die zum Beispiel über Photovoltaikanlagen verfügen und mit diesen kombinierbar sind, zu marktfähigen Preisen anbieten können.

### 9.4.1 Funktionsweise und Einsatzgebiete

Akkumulatoren (wiederaufladbare Batterien) bestehen aus galvanischen Elementen – einer Kombination von zwei verschiedenen Elektroden und einem Elektrolyten. Im Ladevorgang wird die zu speichernde elektrische Energie (Ladestrom) in chemische Energie umgewandelt, die umgekehrt als Entladestrom wieder abgegeben werden kann. Die verwendeten Akkumulatoren unterscheiden sich in den verwendeten Materialien und der daraus resultierenden Nennspannung.

Die unterschiedlichen Typen, haben aber durchaus verschiedene Merkmale die bei einer Anwendung entscheidend sind. Unterschieden werden die Technologien mit internem Speicher (hier sind Energiewandlung und Speicherung räumlich nicht voneinander zu trennen) und die mit externem Speicher.

Erstere beinhalten alle klassischen Akkumulatoren und werden nach ihrer Arbeitstemperatur unterteilt. Einerseits Akkus die bei Raumtemperatur arbeiten (Blei-Säure-Batterie, Lithium-Ionen-Batterie), zum anderen Systeme die bei erhöhten Temperaturen arbeiten (Natrium-Schwefel Batterie). Ihnen gemein ist die Verknüpfung von Speicherkapazität und Lade- bzw. Entladeleistung.

Die Akkumulatoren mit externem Speicher weisen den Vorteil auf, dass das Speichermedium unabhängig, also räumlich getrennt, von der Konvertereinheit gelagert werden kann. Insofern können Leistung und Kapazität unabhängig voneinander dimensioniert werden (Redox-Flow-Batterie).

Eingesetzt werden Batteriespeicher vor allem in Inseln, an Orten die keine oder keine ausreichende Netzanbindung besitzen und als Backup in konventionellen Kraftwerken (Schwarzstartfähigkeit). Da die Speicherkapazitäten in der Regel begrenzt sind, werden Zeiträume von mehreren Stunden anvisiert. Der Wandel des Energieversorgungssystems in Deutschland, hin zu vielen kleineren, dezentralen Anlagen, die fluktuierend einspeisen, eröffnet der Akkumulator-Technologie neue Marktchancen.

Die technische Realisierbarkeit und auch die Kosten für Akkumulatoren liegen weit auseinander, weshalb im Folgenden die unterschiedlichen Technologien getrennt voneinander aufgelistet und bewertet werden.

### 9.4.2 Blei-Säure Batterie

Funktionsweise und Einsatzgebiete: Bei der Blei-Säure-Batterie handelt es sich um eine Speichertechnologie mit internem Speicher. Die Elektroden sind zu Platten geformte, poröse Aktivmassen, mit einer hohen inneren Oberfläche. Der Elektrolyt, der die positive von der negativen

Elektrode trennt, ist meist flüssig, in neueren Entwicklungen wird auch Gel eingesetzt. Während des Ladevorgangs ruft der Stromfluss ein Spannungsgefälle zwischen den Elektroden hervor. Dieses Spannungsgefälle lässt, beim Entladen, Strom fließen. Der Prozess in Bleibatterien ist sehr sensibel bezüglich der Anwendungsbedingungen. Wird schnell entladen, sinkt die Kapazität dadurch. Wird tief entladen verringert sich die Lebensdauer stark (Eine Entladetiefe von 74% bis höchstens 80% wird als sachgemäß angenommen). Unsachgemäße Nutzung sollte vermieden werden. Daher ist ein adäquates Batteriemangement Voraussetzung für eine entsprechende Lebensdauer der Bleibatterie (VDE, 2009a; Sauer, 2009).

Technische Realisierbarkeit / Marktreife: Blei-Säure-Akkumulatoren sind weltweit die wichtigste Speichertechnologie bezogen auf die installierte Batteriekapazität. Entsprechend gut sind die Kenntnisse zur richtigen Handhabung. Durch Parallel- oder Reihenschaltung der Einzelbausteine, können Zellen zu große Kapazitäten, mit entsprechender Leistung zusammengeschaltet werden. Die Technologie ist ausgereift und direkt verfügbar.

Kosten der Technologie: Je nach Qualität und Anwendungsfeld, liegen die Kosten für Bleibatterien, für die stationäre Anwendung, zwischen 100 und 300 €/kWh (VDE, 2009a). Der Wert von 169€/kWh, den wir zur Vergleichsrechnung heranziehen, ist ein repräsentativer Mittelwert aus derzeitigen Angaben von am Markt verfügbaren Blei-Batterie Speichern. Das Kostensenkungspotential wird nicht als groß angesehen, da die Technologie seit langem marktverfügbar ist und auch in großem Umfang hergestellt wird. Wenn, insbesondere für die stationäre Anwendung, große Mengen zusätzlich produziert werden, könnten die Kosten sich in einigen Jahren bei etwa 120€/kWh befinden (IWES, 2009).

### 9.4.3 Lithium-Ionen-Batterie

Funktionsweise und Einsatzgebiete: Lithium-Ionen Batterien gehören zu den elektrochemischen Speichern mit internem Speicher. Die Lithium-Ionen-Batterie, gehört somit zu derselben Klasse Speicher wie die Bleibatterie. Das Funktionsprinzip ist ähnlich, nur ist darauf hinzuweisen, dass bei einer Diskussion der Lithium-Batterietechnologie nicht von einem einheitlichen Materialkonzept ausgegangen werden kann. Es gibt eine hohe Anzahl von Elektrolyten und Kombination von Elektrodenmaterialien mit unterschiedlichen Eigenschaften. Lithium-Ionen-Batterien haben einen hohen Wirkungsgrad und sind gut handhabbar im Bezug auf die Entladetiefe und Geschwindigkeit (Schuh, 2008). Die hohen Energiedichten haben der Technik vor allem ein großes Anwendungsfeld im Bereich der mobilen Anwendungen geöffnet.

Technische Realisierbarkeit / Marktreife: Im mobilen Bereich sind Lithium-Ionen-Batterien bereits in hohem Maße im Einsatz. Darüber hin-

aus wird in keine andere Speichertechnologie so viel Forschungsaufwand gesteckt. Einerseits wird sich ein Durchbruch bei der Akkumulatorentechnik für E-Kfz erhofft. Zum anderen machen die hohe Energiedichte, die lange Lebensdauer und die hohe Anzahl an möglichen Entladezyklen (bei besseren Tiefentladewerten, verglichen mit der Bleibatterie), die Lithium-Ionen Batterie zu einer überaus interessanten Alternative, auch für die stationäre Anwendung (Sauer, 2009). Von Serienreife kann bei Lithium-Ionen Batteriespeichern für große Speicheranlagen noch nicht gesprochen werden. Aufgrund der intensiven Forschungsarbeit ist aber mit baldigen Ergebnissen zu rechnen (VDE, 2009a; Schuh, 2008).

Kosten der Technologie: Aktuelle Preise für Lithium-Ionen-Batterien beinhalten, aufgrund der intensiven Forschungs- und Entwicklungstätigkeit, weite Unsicherheiten. Es sind noch keine Referenzanlagen am Markt die als repräsentativ gelten können. Preisspannen von 500 bis 2000 €/kWh werden in der Literatur angegeben (VDE, 2009a). Als Referenzwert wird ein Preis von 1066€/kWh angenommen, der sich mit den Spannweiten der beachteten Studien deckt und unseren internen Referenzwert darstellt (IWES, 2009).

### 9.4.4 Natrium-Schwefel-Hochtemperaturbatterie

Funktionsweise und Einsatzgebiete: Natrium-Schwefel-Batterien sind Akkumulatoren mit einem internen Speicher, die bei erhöhten Temperaturen arbeiten. Sie zeichnen sich durch einen wesentlichen Unterschied zu Blei- und Lithium-Batterien aus: Die Aktivmassen liegen in flüssiger, der Elektrolyt in fester Form vor. Typische Festkörperelektrolyten sind ionenleitende Keramiken. Um eine ausreichende Leitfähigkeit zu gewährleisten und die Aktivmassen flüssig zu halten ist eine Betriebstemperatur von 270 -300°C notwendig. Bei häufiger Anwendung (regelmäßige Zyklen) und entsprechender Isolierung, kann die Reaktionswärme der Batterie genutzt werden, um ausreichende Temperaturen zu generieren. Anderenfalls muss zugeheizt werden. Sinkt die Temperatur, ist ein Laden oder Entladen nicht mehr möglich. Daher eignet sich die Natrium-Schwefel Batterie vor allem für regelmäßige Anwendungen und weniger für Anwendungen mit langen Stand- und Wartezeiten.

Technische Realisierbarkeit / Marktreife: In Japan wird intensiv an der Technologie der Natrium-Schwefel-Batterie geforscht. Die Tokyo Electric Power Company (Tsunashima) hat dort bereits ein Großprojekt realisiert. Die Anlage hat eine Leistung von 6MW und eine Kapazität von 48MWh. Damit ist sie für 8 Volllaststunden ausgelegt. Der einzige Hersteller derzeit ist NGK Insulators (TAB, 2008). Die Technik ist marktreif, und wird auch in Europa für verschiedene Anwendungen angeboten.

Kosten der Technologie: Einsatzfertige Einheiten sind für etwa 650€/kWh installierter Leistung zu bekommen (Younicos AG, 2009). Op-

timistische Schätzungen, sagen der Technologie ein Kostensenkungspotential von etwa der Hälfte der heutigen Kosten zu. Der Zeitrahmen für diese Schätzung beträgt 10 Jahre (SANDIA, 2008).

#### 9.4.5 Redox-Flow-Batterien

Funktionsweise und Einsatzgebiete: Redox-Flow-Batterien bestehen aus einer Konvertereinheit und einem externen Speicher. Die Spannung erzeugenden Aktivmassen liegen als gelöste Salze in einem flüssigen Elektrolyten vor. Diese werden in Tanks aufbewahrt. Für den Lade- oder Entladeprozess wird Elektrolyt, der negativ geladene Lösung enthält und Elektrolyt, der positiv geladene Lösung enthält, mittels Pumpen, zur Ladeeinheit geleitet. Die Ladeeinheit ist typischerweise eine mit Katalysatoren besetzte Membran und arbeitet ähnlich wie eine Wasserstoffbrennstoffzelle oder ein Elektrolyseur. Leistung und Kapazität der Speichereinheit können unabhängig voneinander dimensioniert werden. Die Tankgrößen bestimmen den Energiegehalt der Batterie, die Lade-/Entladeeinheit bestimmt die Leistung der Batterie. Besonders interessant ist die Technik der Vanadium-Redox-Batterie. Vanadium kann im Elektrolyt in vier verschiedenen Wertigkeiten vorliegen. In beiden Elektroden wird Vanadium verwendet. Eine Verunreinigung der gegenüberliegenden Elektrode, durch die Membran in der Reaktionseinheit (Crossing-over Effekt), kann dadurch ausgeschlossen werden. Der Elektrolyt kann in einem externen Recyclingprozess vollständig regeneriert werden und ohne Verluste an Vanadium wieder verwendet werden. Zyklenzahlen von über 13.000 und eine lange Lebensdauer machen die Vanadium Batterie zu einer interessanten Alternative (VDE, 2009a).

Technische Realisierbarkeit / Marktreife: Die Technik wird seit den siebziger und achtziger Jahren erforscht. Vor allem in Japan aber auch in den USA sind mehrere Redox-Flow Anlagen erfolgreich in Betrieb (Yunicos AG, 2009). Die Technologie ist ausgereift und marktverfügbar, wenn auch zu relativ hohen Kosten. Die fokussierte Vanadium-Technologie ist, aufgrund der Knappheit von Vanadium auf dem Weltmarkt, noch nicht weit verbreitet. Trotzdem sind inzwischen kommerzielle Angebote am Markt erhältlich.

Kosten der Technologie: Die geringe Verbreitung der Technologie, vor allem in Europa, erschwert eine direkte Kostenschätzung. Die Literatur gibt eine große Spannweite von 200 bis zu 1000 €/kWh an. In dieser Studie wird ein Referenzwert von 480€/kWh verwendet, der wirtschaftlich erreichbar scheint und sich aus der Literatur ergibt (IWES, 2009; Gatzert, 2008).

## 9.5 Fazit und Vergleich von Pumpspeichern mit den betrachteten Speichertechnologien

Speichertechnologien können nur im gleichen Einsatzbereichen verglichen werden.

Im Bereich der Regelleistungsbereitstellung ist festzustellen, dass PSW und Batteriespeicher technisch alle Regelleistungsbereiche (Primär- und Sekundärregelleistung, Minutenreserve) abdecken können. Jedoch sind PSW aufgrund ihrer geringeren Kosten wirtschaftlich besser in der Lage diesen Bereich zu decken. Die Leistung von Druckluftspeichern ist im Vergleich zu PSW langsamer abrufbar. CAES sind technisch in der Lage, Minutenreserve bereitzustellen.

Im Bereich des Lastausgleichs stellen sich PSW generell als die kostengünstigste Technologie dar. Dies gilt auch im Hinblick auf die derzeit absehbare Entwicklung der Kostensenkungspotentiale. In Hinblick auf den technischen Einsatzbereich ist diese Aussage jedoch zu relativieren. So ist einerseits zwischen dezentralen Speichertechnologien (Leistungen bis zu einigen MW) im Verteilnetz und zentralen Speichertechnologien die an höheren Spannungsebenen angeschlossen werden zu unterscheiden. Obwohl Batteriespeicher über höhere Stromverlagerungskosten verfügen, ist zukünftig jedoch auch ein steigender Bedarf an dezentralen Speichern zu erwarten. So können Batteriespeicher eingesetzt werden um regionale Versorgungsaufgaben zu lösen, wie Netzengpässe, vermiedener Netzausbau, Versorgungssicherheit, Kopplung mit PV-Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs, u.a.

Auf zentrale Ebene ist andererseits zwischen kurzfristigen Speichern (Tages speichern) und langfristigen Speichern (Wochen- und Monats speichern) zu unterscheiden. Auch wenn sich Pumpspeicherwerke über beide Einsatzbereiche als wirtschaftlicher im Vergleich zu Wasserstoff- und Druckluftspeichern erweisen, ist ein aufgrund der Opportunitätsverluste der Strommärkte und der notwendigen Ausnutzungsdauer für PSW nur eine Einsatz im Tagesbereich sinnvoll. Für langfristige Speicher bestehen große Potentiale in der Entwicklung von Wasserstoffspeichern und in der weiteren Folge Erdgasspeicher für EE-Methan. Druckluftspeicher weisen zwar gegenüber PSW höhere Stromverlagerungskosten auf. Dennoch ist das begrenzte Ausbaupotential für weitere PSW in Deutschland zu berücksichtigen. Aufgrund der in den vorangegangenen Kapiteln aufgezeigten Entwicklung ist somit über den Bau des PSW Atdorf hinaus ein weiterer Speicherbedarf zu erwarten. Durch die Entwicklung der adiabaten Druckluftspeichertechnologie ist zudem eine Erschließung von Speicherpotentialen in Norddeutschland – netznah zum Großteil der deutschen Windkraftanlagen – zu erwarten. Als Langzeitspeicher eignen sich in gleicher Weise Erdgaskavernen und –speicher zur Aufnahme von EE-Methan wie z.B. Windmethan, das anschließend zentral oder dezentral verstromt wird.

## 10 Bedeutung von Speichern für die Versorgungssicherheit

In diesem Kapitel wird die Bedeutung von Stromspeichern für die Versorgungssicherheit diskutiert. Der Begriff Versorgungssicherheit wird aufgeteilt in kurzfristige Versorgungssicherheit, welcher Aspekte der unerwarteten Angebots- und Nachfrageschwankungen betrachtet, in mittelfristige Versorgungssicherheit, welcher Aspekte der Verfügbarkeit von Kapazitäten zur Deckung der Jahreshöchstlast betrachtet und in langfristige Versorgungssicherheit, der Verfügbarkeit von Energieressourcen betrachtet (Böske, 2007). In Kapitel 10.1 wird der Beitrag von Stromspeichern zur kurzfristigen Versorgungssicherheit diskutiert. Der Beitrag von Stromspeichern zur mittel- und langfristigen Versorgungssicherheit wird gemeinsam in Kapitel 10.2 diskutiert.

### 10.1 Kurzfristige Versorgungssicherheit

Um kurzfristigen Angebots- und Nachfrageschwankungen der Wirk- oder Blindleistung zu begegnen werden Kapazitäten zur Erbringung von Systemdienstleistungen vorgehalten, die eine stabile Netzbetriebsführung ermöglichen bzw. Betriebsstörungen vermeiden oder beseitigen können.

Mit dem geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien und dem damit verbundenen Umbau des Stromversorgungssystems sowie der schrittweisen Verdrängung von konventionellen Kraftwerkskapazitäten sollte weiterhin das hohe Niveau der Systemstabilität gewährleistet bleiben. Ein wesentlicher Aspekt der Systemstabilität bzw. der stabilen Netzbetriebsführung ist die Spannungs- und Frequenzhaltung (VDN, 2007). Hierzu gab es lange nur geringe Anforderungen an Erzeugungsanlagen aus erneuerbare Energien. Mit der Mittelspannungsrichtlinie und der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) wurden erste Schritte getan damit erneuerbare Energien einen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Z. B. wurde in der SDLWindV u. a. die Mittelspannungsrichtlinie mit Anforderungen der dynamischen Netzstützung durch Windenergieanlagen ergänzt (bdew, 2008; Bundesgesetzblatt, 2009). Der Beitrag der Windenergieanlagen zur Frequenzregelung betrifft bislang nur die Überfrequenz. Bei Unterfrequenz müsste die Wirkleistung erhöht werden. Damit Windenergieanlagen ihre Wirkleistung bei Unterfrequenz erhöhen können, müssten sie angedrosselt fahren und damit durchgehend weniger als die maximal verfügbare Energie einspeisen. Stromspeicher können zur Frequenzregelung bei Unter- und bei Überfrequenz eingesetzt werden. Damit kann die potentielle Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien soweit keine anderen Restriktionen vorliegen weiterhin in vollem Umfang genutzt werden.

Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit fluktuierender Einspeisecharakteristik, können Regelleistung bislang nicht selbstständig vermarkten aufgrund der derzeitigen Präqualifikationsbedingungen und der Ausschreibungsintervalle (VDN, 2007; ÜNB). Im Rahmen von virtuellen Kraftwerken mit Stromspeichern kann prinzipiell Regelleistung auch aus erneuerbaren Energien vermarktet werden.

Große Stromspeicher wie das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf, die am Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, können auf der jeweiligen Spannungsebene zur Spannungsregelung eingesetzt werden und ersetzen damit die Blindleistungsvorhaltung großer Kraftwerksblöcke auf der jeweiligen Netzebene. Durch ihre Schwarzstartfähigkeit tragen Pumpspeicherwerke zudem nach einem Netzausfall zum Versorgungsaufbau bei. Für den Bereich der Spannungsregelung ist festzustellen, dass insbesondere in der Regelzone der EnBW neue regelfähige Groß-Kapazitäten wie das PSW Atdorf eine besondere Rolle ein. Dies ist dadurch begründet, dass die Photovoltaikanlagen und (bislang noch) kleinen Windparks an den Nieder- und Mittelspannungsnetzen angeschlossen. Gleichzeitig fällt nach dem Atomausstieg eine vergleichsweise hohe installierte Kraftwerksleistung am Hoch- und Höchstspannungsnetz weg.

Der Zerfall der Entso-E (damals UCTE) in drei Teilgebiete am 4. November 2006 ist ein Beispiel einer Systemstörung, bei dem es zum flächendeckenden Versorgungsausfall kam. In der auftretenden Westzone, in der sich der geplante Standort des Pumpspeicherwerks befindet, kam es zu einem Spannungsabfall sowie einem Frequenzabfall auf rund 49 Hertz (UCTE, 2007). Infolgedessen wurden allein in der Regelzone der EnBW 224 MW Erzeugungsleistung abgeschaltet sowie 158 MW Last und 457 MW Pumplast vom Netz abgeworfen (UCTE, 2007). In Abhängigkeit von der lokalen Netzsituation hätte ein weiteres Pumpspeicherwerk auf verschiedenen Wegen der Systemstörung entgegenwirken können. Mit einem weiteren Pumpspeicherwerk, das sich zu diesem Zeitpunkt im Pumpbetrieb befunden hätte, wären ggf. zahlreiche Endverbraucher nicht vom Netz genommen worden. Durch den möglichen Phasenschieberbetrieb zur Spannungsstützung wäre ggf. mehr Wirkleistung durch andere Kapazitäten ins Netz eingespeist worden. Bei ausreichender Spannungsstützung durch umliegende Kapazitäten hätte der Einsatz des Turbinenbetriebs das Frequenzdefizit schneller reduziert.

### 10.2 Langfristige Versorgungssicherheit

Bei der Planung von Erzeugungskapazitäten in der Stromversorgung ist aufgrund der langen Lebensdauer und Abschreibungszeit die langfristige Angebots- und Nachfrageentwicklung zu betrachten. Die Angebots- und Nachfrageentwicklung weist auf einen Bedarf an Erzeugungskapazitäten hin. Das Angebot der anderen Erzeugungskapazitäten



kapazitäten und die Verfügbarkeit der Energieressourcen spezifiziert die Planung der Kombination aus Energieträger und Technik.

Ein Maß für die Versorgungssicherheit ist die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Jahreshöchstlast. Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien mit einer fluktuierenden Einspeisecharakteristik ist prinzipiell ausreichend Erzeugungskapazität installiert, sie ist jedoch nur anteilig mit Sicherheit verfügbar. So wurde in der dena-Netzstudie für die Windenergie im Jahr 2003 der Kapazitätskredit, die gesicherte Leistung aufgrund ihrer fluktuierenden Einspeisung, mit ca. 8% der installierten Leistung bestimmt (dena, 2005). Konventionelle Kraftwerke, die in den kommenden Jahrzehnten außer Betrieb genommen werden, müssen daher soweit durch neue Kapazitäten ersetzt werden, dass die Kapazitätslücke zwischen Jahreshöchstlast und Kapazitätskredit der erneuerbaren Energien geschlossen und damit das Niveau der Versorgungssicherheit aufrecht erhalten wird.

Ein weiterer Aspekt der langfristigen Versorgungssicherheit ist die Verfügbarkeit von Energieressourcen. Bei weltweit steigendem Energiebedarf sind die Energieträgerressourcen der konventionellen Kraftwerke begrenzt (WBGU, 2003). Der Primärenergieträger der erneuerbaren Energien ist unbegrenzt oder regenerierbar. Gleichzeitig ist mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund der dargebotsabhängigen Erzeugung zeitweise ein Überangebot an Strom vorhanden (vgl. Kapitel 4).

Aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und auch den damit verbundenen Fluktuationen eignen sich als neue Kapazitäten vor allem Spitzenlastkraftwerke (vgl. Kapitel 5) wie z. B. Pumpspeicherwerke. Mit Blick auf die Verfügbarkeit von Primärenergieträgern der Erzeugungskapazitäten sind Pumpspeicherwerke besser geeignet, da ihr Primärenergieträger Strom zeitweise im Überfluss vorhanden ist. Durch die Nutzung von Stromspeichern kann zudem der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung erhöht werden, da Überschussproduktionen aus dargebotsabhängigen Energiequellen wie Wind und Sonnenstrahlung in Zeiten verlagert werden, in denen die Energieproduktion geringer ist als der Strombedarf. Insgesamt leisten Stromspeicher wie das geplante Pumpspeicherwerk Atdorf damit einen Beitrag zum Klimaschutz und ebnen den Weg für den Umbau des gesamten Stromversorgungssystems hin zu einer vollständigen Versorgung aus regenerativen Energiequellen.

## 11 Energiepolitischer Ausblick

### 11.1 Politische Unterstützung für virtuelle Kraftwerke

Die Kombination von Erzeugern, Speichern und Verbraucher, die keinen gemeinsamen Anschlusspunkt an das Stromnetz haben und gemeinsam agieren, werden auch virtuelle Kraftwerke genannt. Der koordinierte Betrieb von Lasten, Speichern und EEG-Anlagen im Rahmen von virtuellen Kraftwerken verändert das Einspeiseprofil und kann damit die Integration in das Stromnetz verbessern. Im Rahmen der Direktvermarktung nach § 17 EEG wird mit Hilfe von virtuellen Kraftwerken die Handlungsfähigkeit der EEG-Anlagen zur unabhängigen Vermarktung verbessert. Es werden derzeit zwei neue Mechanismen diskutiert, die die Bildung von virtuellen Kraftwerken unterstützen, der Kombikraftwerks-Bonus und die gleitende Marktprämie.

### 11.2 Kombikraftwerks-Bonus

Die Bildung von virtuellen Kraftwerken, mit dem Zweck das Gesamtsystem aus konventionellen Kraftwerken und EEG-Anlagen zu optimieren, ist ein Ziel der Bundesregierung (BMU, 2008). Es wird ein Technologiebonus zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien vorgesehen, dessen Ausgestaltung virtuelle Kraftwerke beinhalten kann (BMU, 2008). Hierzu wurde ein Vorschlag unter dem Namen „Kombikraftwerks-Bonus“ erarbeitet (ISET et al., 2009). Mit dem Ziel, die Einspeisung aus EEG-Anlagen mehr am Bedarf zu orientieren, wurde ein Bonussystem für Kombikraftwerke entwickelt, welches zeitvariable Preissignale für die Einspeisung vorgibt und die Investitionskosten für neue Technologien wie z. B. Stromspeicher abdeckt. Die Gestaltung des Kombikraftwerks-Bonus ist entsprechend (ISET et al., 2009) wie folgt:

Den Anspruch auf den Bonus haben nur definierte Kombikraftwerke, z.B. EEG-Anlagen im Verbund mit Stromspeicher. Der Stromspeicher darf bilanziell nur mit dem Strom aus der EEG-Anlage betrieben werden. Für jede Kilowattstunde, die der Stromspeicher einspeichert oder wieder ins Netz einspeist, werden 2 EUR-ct. angerechnet. Der Bonus wird vergütet, wenn der Vorgang zum richtigen Zeitpunkt erfolgt. Erfolgt der Vorgang zum falschen Zeitpunkt, wird er negativ angerechnet. Wann der Strom aus der EEG-Anlage ein- und ausgespeichert werden darf, wird am Vortag bekannt gegeben und ist abhängig von der bundesweiten Last und der Einspeiseprognose der Wind- und der Sonnenenergie. In den acht Stunden eines Tages, in denen die Differenz aus Last und Einspeiseprognose am größten ist, soll der gespeicherte Strom in Netz eingespeist werden. In den acht Stunden eines Tages, in denen die Differenz aus Last und Einspeiseprognose am niedrigsten ist, soll Strom aus EEG-Anlagen eingespeichert werden. In den übrigen acht Stunden kann der Füllstand des Speichers ohne An-

rechnung an die bevorstehenden Stunden angepasst werden. Für noch nicht marktfähige Technologien, wie z. B. Wasserstoffspeicher oder Batterietechnologien, ist außerdem eine fixe Zahlung vorgesehen um die restlichen Investitionskosten abzudecken. Diese fixe Zahlung kann auch erfolgen, wenn der Strom aus der EEG-Anlage nicht durch den Netzbetreiber vergütet sondern direkt vermarktet wird.

Für Speicher, die direkt am Arealnetz der EEG-Anlagen angeschlossen sind, wäre die Umsetzung unkritisch vor dem Hintergrund der Regelungen des EEG. Das Modell des Kombikraftwerks-Bonus ist aber auch für virtuelle Kraftwerke vorgesehen, solange sich alle Komponenten innerhalb einer Regelzone befinden. Für Speicher, die nicht an das Arealnetz von EEG-Anlagen angeschlossen sind, ist noch rechtlich zu klären, ob sie den Strom mit Vergütungsanspruch nach EEG einspeichern dürfen.

### 11.3 Gleitende Marktprämie

Die Direktvermarktung der erneuerbaren Energien ist ein Ziel der Bundesregierung um langfristig die erneuerbaren Energien aus der festen Einspeisevergütung herauszuführen (BMU, 2008). Demnach sollen die Betreiber von EEG-Anlagen in Beziehung mit anderen Akteuren an die Abläufe des Handels herangeführt werden. Es wird eine Marktprämie vorgesehen, die die Differenz zwischen EEG-Vergütung und Marktpreis ausgleicht (BMU, 2008). Hierzu wurde ein Vorschlag am Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung entwickelt (Sensfuß, 2009). Der Vorschlag sieht eine Prämie vor, die sich entsprechend der Differenz zwischen der EEG-Vergütung und den durchschnittlichen Marktpreisen laufend anpasst. Zusätzlich sind Zahlungen vorgesehen, um die Kosten der Bilanzabweichungen infolge von Unsicherheit der Erzeugungsprognose und die Kosten der Marktteilnahme zu kompensieren.

Die Zahlungen zur Kompensation der Ausgleichsenergiekosten infolge von Prognoseunsicherheiten können auch verwendet werden um im Rahmen von virtuellen Kraftwerken selbst Vorkehrungen zur Einhaltung der Bilanz u. a. mit Hilfe von Speichern zu treffen.

## 12 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Basierend auf der aufgezeigten Methodik und den gewonnenen Ergebnissen kann folgendes Resümee gezogen werden:

Der Anteil erneuerbarer Energien (EE) an der Stromversorgung in Deutschland hat in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich zugenommen. Alle einschlägigen Szenarien prognostizieren ein weiteres Wachstum bis hin zur Vollversorgung mit erneuerbaren Energien im Jahr 2050. Diese Zunahme, die primär aus Gründen des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit notwendig ist, stellt die Elektrizitätswirtschaft vor die Herausforderung die nicht-nachfrageorientiert einspeisenden erneuerbaren Energien in die Energieversorgung zu integrieren.

Die Optionen zur Integration umfassen neben dem Einsatz von Speichern beispielsweise eine vermehrt nachfrageorientierte Einspeisung von Bioenergie, die Anbindung ausländischer Speicherpotentiale, die Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten der erneuerbaren Erzeugung durch Erhöhung von Transportkapazitäten oder Demand Side Management (dt. Lastmanagement).

Hierbei unterliegen die letztgenannten Optionen gewissen Einschränkungen. Das Potential von Biogas in Deutschland ist begrenzt. Die Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten erfordert eine starke Zunahme der verfügbaren Transportleistung, wobei der Speicherbedarf auch bei ausreichenden Transportleistungen nicht vollkommen ersetzt wird. Das Lastmanagement setzt eine hinreichende Bereitschaft der Verbraucher zur Verlagerung des Stromverbrauchs sowie den Aufbau eines intelligenten Kommunikationssystems zur Steuerung voraus. Das Potential für zentrale Großspeicher in Deutschland ist ebenfalls begrenzt und nur wenige Standorte wie Atdorf eignen sich überhaupt, um die für den Ausbau von erneuerbaren Energien notwendigen Speicherkapazitäten aufzubauen.

Wie schnell und in welchem Umfang diese Optionen die Integrationsleistungen erbringen können, wurde in dieser Studie nicht erschöpfend bewertet. Es ist jedoch zu erwarten, dass sie bis auf Weiteres mit höheren Kosten als die der Pumpspeicherwerke verbunden sein werden, so dass der Einsatz von Pumpspeicherwerken aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist.

Auf Basis einer Simulation der stündlichen Einspeisung erneuerbarer Energien für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 wurde in dieser Studie eine deutliche Zunahme des Spitzenlastbedarfes sowie der Bedarf zum Ausgleich von Energieüberschüssen abgeleitet, der durch ein einziges Pumpspeicherwerk nicht gedeckt werden kann. Es besteht

also die Notwendigkeit zur Erschließung weiterer Speicherkapazitäten sowie die Verfolgung der zuvor genannten weiteren Optionen.

Im Folgenden sind die zentralen Ergebnisse der Studie zusammengefasst.

### 12.1 Einspeisung aus EE, Residuallast und erneuerbare Überschüsse

- Die Simulation der stündlichen Stromeinspeisung wurde für ein Ausbauszenario simuliert, in dem erneuerbare Energien im Jahr 2050 eine installierte Leistung von 129 GW erreichen.
- Ab dem Jahr 2030 treten Situationen auf, in denen die erneuerbare Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Im Jahr 2050 ergeben sich EE-Überschüsse von ca. 26 TWh verbunden mit hohen Überschussleistungen, die mit den heutigen Kapazitäten der Kuppelleitungen und inländischen Speicherkapazitäten nicht aufgenommen werden können und somit ein Abregeln erneuerbarer Erzeuger erfordern würden.
- Die benötigte Spitzenlastleistung wächst stark an, die Auslastung von Grundlast- und Mittellastkraftwerken sinkt. Der Bedarf an Grundlastkraftwerken mit einer Auslastung von mehr als 7000 Volllaststunden geht durch die fluktuierende erneuerbare Einspeisung bis zum Jahr 2050 auf Null zurück. Der Einsatz von Pumpspeicherwerken kann die Auslastung von Grund- und Mittellastkraftwerken erhöhen und so zu deren effizienterem Betrieb beitragen.
- Die Entwicklung des Energiebedarfs zur Deckung der Spitzenlast hat einen ähnlichen Verlauf, wobei der Energiebedarf zwischen 2007 und 2020 von 1 TWh auf 4 TWh um Faktor 4 erhöht wird. Das Wachstum des Energiebedarfs ist deutlich größer als das Wachstum des Leistungsbedarfs, was bedeutet, dass die Spitzenlastkraftwerke, und insbesondere die Pumpspeicherwerke mit mehr Volllaststunden laufen und damit wirtschaftlicher betrieben werden können. Der Bedarf von Pumpspeicherwerken zur Reduzierung des Spitzenlastbedarfs, d.h. dem Ausgleich von Fluktuationen, wird in Zukunft größer.
- Der zusätzliche Spitzenlastbedarf kann jedoch nicht durch Pumpspeicherwerke allein gedeckt werden und weitere Ausgleichsmaßnahmen sind notwendig. Um die wöchentlichen und monatlichen Schwankungen auszugleichen, sind Langzeitspeicher wie Wasserstoff- oder Methankavernen für EE-Methan aus regenerativem Strom notwendig.
- Die EE-Überschüsse schwanken am stärksten im stündlichen und täglichen Bereich. Daher erfüllen Tagesspeicher wie das Pumpspeicherwerk Atdorf eine wichtige Funktion in der Aufnahme von

EE-Überschüssen und der Vermeidung der Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung.

## 12.2 Bedarf an Regellenergie in zukünftigen Energiesystemen

- Der Bedarf an Regelleistung nimmt zunächst bis 2020 deutlich zu, während er anschließend bis 2050 wieder auf ein Niveau von 2007 sinkt.
- Dieser Effekt ist einerseits auf die Stromerzeugung mit deutlich mehr und deutlich kleineren, meist dezentralen Erzeugungseinheiten zurückzuführen, deren stochastischer Ausfall statistisch weniger schwerwiegend ist als der Ausfall von zentralen Großkraftwerken. Andererseits hängt die zukünftig benötigte Regelleistung stark von der Entwicklung des Prognosefehlers für die Einspeisung von Wind- und Solarenergie ab. Eine stetige Verbesserung der Prognosegüte, die einen Rückgang des Prognosefehlers von heute 5% auf 1% im Jahr 2050 bewirken kann, senkt den Bedarf an Regelleistung. Bei gleichbleibendem Prognosefehler steigt der Bedarf an Regelleistung. Dies verdeutlicht die Bedeutung einer Prognose für erneuerbare Energieerzeugung.
- Ein Leistungsdefizit ist stets etwas wahrscheinlicher als ein Leistungsüberschuss. Das bedeutet, dass der Einsatz von positiver Regelleistung statistisch gesehen häufiger auftritt, als der Einsatz negativer Regelleistung.
- Pumpspeicherwerke wie Atdorf sind technisch in der Lage, Regelleistung und Regelleistung bereitzustellen. Während sie heute vorwiegend in diesem Bereich eingesetzt werden, erfüllen sie in Zukunft in der Lastglättung bzw. der Speicherung und Verlagerung von erneuerbarer Energie eine wichtigere Rolle. Zum einen nimmt der Bedarf an Regelleistung ab. Zum anderen wird die Dringlichkeit der Speicherung im Laufe der Zeit immer intensiver, weshalb Pumpspeicherwerke zukünftig verstärkt zur Lastglättung eingesetzt werden. Die Wirtschaftlichkeit ist in diesem Fall ebenfalls gegeben.

## 12.3 Vergleich von Pumpspeicherwerken zu anderen EE-Ausgleichs- und Integrationsoptionen

- Alternative Ausgleichsoptionen wie E-KFZ oder Lastmanagement können zur Lastglättung beitragen, allerdings nur in einem geringeren Umfang; das Gros des Ausgleichs von wetterbedingten Fluktuationen im Stromnetz wird zukünftig weiterhin von Großspeichern wie Pumpspeicherwerken oder chemischen Energiespeichern zu erbringen sein. Hierbei ist die Unterscheidung in Kurzzeitspeicher (PSW) und Langzeitspeicher (Wasserstoff, EE-Methan) notwendig.

- Das gesteuerte Betanken von Elektrofahrzeugen hat ein großes theoretisches Potential zur Nutzung der EE-Überschüsse. Dies setzt allerdings einen forcierten Ausbau der Elektromobilität voraus. Ein ungesteuertes Betanken von Elektroautos bedingt eine moderate Erhöhung des Spitzenlastbedarfes.
- Nach dem untersuchten Szenario kann die Elektromobilität selbst rein theoretisch im Jahr 2050 bei einem EE-Stromanteil von 75% nicht die Überschüsse aus erneuerbarer Energieerzeugung abfangen. Würden theoretisch alle 45 Mio. Fahrzeuge in Deutschland rein elektrisch betrieben und bei jedem Parken betankt, verbleiben noch immer 5 TWh an Energieüberschüssen und große Überschussleistungen, die von anderen Technologien aufzunehmen sind. Somit bleibt auch in diesem Extremfall die Notwendigkeit für Speichersysteme wie Pumpspeicherwerke bestehen.
- Lastmanagement in Haushalten, Gewerbe und Industrie stellt ein beachtliches Potential zur Glättung der Residuallast und zum Auffangen von Energieüberschüssen dar. Allerdings ist dieses Potential durch wirtschaftliche, technische und gesellschaftliche Restriktionen nur begrenzt nutzbar. Die Kosten sind derzeit schwer abschätzbar. Es ist ferner fraglich, in wieweit Verbraucher bereit wären auf einen zeitlich ungebundene Strombezug zu verzichten. In Kombination mit der Smart Grid Technologie kann auf diese Herausforderungen wiederum eingegangen werden. Somit ist eine Konkurrenz zu Speichertechnologien schwer abzuschätzen.
- Import und Export von Strom ist heute ein wesentlicher Bestandteil der deutschen Energiewirtschaft und wird in zukünftigen Energiesystemen im Vergleich zu heute an Bedeutung noch deutlich zunehmen. Dennoch kann ein vollständiger überregionaler Ausgleich nur durch extrem hohe und damit teure Übertragungskapazitäten erfolgen.
- Ein derartig vollständiger europäischer Ausgleich reduziert den Speicherbedarf in Europa nach einer IWES Studie um den Faktor 9 im Vergleich zu einer autonomen regionalen Versorgung. Dennoch ist über den Ausgleich durch vollständigen, idealen Transport hinaus ein Speicherbedarf vorhanden. Das wirtschaftliche Optimum zwischen Transport und Speichern im nationalen und europäischen Kontext ist in weiteren Studien noch zu bestimmen.

### **12.4 Die energiewirtschaftliche Bedeutung von Pumpspeicherwerken**

- Speicher spielen eine Schlüsselrolle in der Integration von EE und somit im zukünftigen Stromversorgungssystem.
- Mittelfristig werden Stunden- und Tagesspeicher eine wichtige Rolle spielen – langfristig auch Wochen- und Saisonalspeicher.

- Pumpspeicherwerke sind aus technischer Sicht die effizienteste Technologie zur Speicherung von großen Strommengen.
- Pumpspeicherwerke sind als Langzeitspeicher nicht geeignet, da sich die Investitionskosten nicht amortisieren. Gleichzeitig stellen Langzeitspeicher keine Konkurrenz zu Pumpspeichern dar, da diese als Kurzzeitspeicher heute und mittelfristig die wirtschaftlichste Speicheroption, v.a. um Stunden- und Tagesschwankungen auszugleichen, sind.
- Der Bedarf und Einfluss von Pumpspeicherwerken zur Reduzierung des Spitzenlastbedarfs, d.h. dem Ausgleich von Fluktuationen und Glättung der Residuallast wird in Zukunft mit höheren Anteilen an erneuerbaren Energien im Stromnetz deutlich steigen.
- Gleichzeitig weisen die Überschüsse an regenerativer Energie die stärksten Fluktuationen im stündlichen und täglichen Bereich auf. Hier werden Tagesspeicher wie Pumpspeicherwerke zunehmend eine wichtige Rolle zur Vermeidung von EE-Überschüssen und Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung leisten; auf diese Weise können Pumpspeicherwerke den Kapazitätseffekt und den Anteil erneuerbarer Energien deutlich erhöhen.
- Der Bedarf an Spitzenlastleistung steigt während der Bedarf an Spitzenlastenergie konstant bleibt. Die Stromgestehungskosten des konventionellen Kraftwerksparks steigen aufgrund von steigenden Brennstoffpreisen. Die Diskrepanz zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarf nimmt zu.
- Der Einsatz von Pumpspeicherwerken zur Lastglättung senkt einerseits die teure Bereitstellung von Spitzenlast und erhöht andererseits die Grundlastleistung, d.h. die Fluktuationen in der Stromversorgung werden gemindert. Ab 2030 treten größere EE-Überschüsse auf, wonach Pumpspeicherwerke nicht länger den Grundlastbedarf erhöhen, sondern die EE-Überschüsse aufnehmen und in Zeiten hohen Spitzenlastbedarfs verschieben.
- Pumpspeicherwerke unterstützen die Integration von erneuerbaren Energien. Der Bedarf an Ausgleichsmaßnahmen übersteigt jedoch die Kapazität an Pumpspeicherwerken, weshalb weitere Maßnahmen zur EE-Integration notwendig sein werden.
- Für die kurzfristige Versorgungssicherheit sind Pumpspeicherwerke sehr wichtig, da sie einerseits auf Höchstspannungsebene Blindleistung bereitstellen und damit die Spannung stützen. Zudem können PSW wenn sie mit Strom aus EE gefüllt werden regenerative Regenergie bereitstellen und damit im Gegensatz zu wetterabhängigen EE auch den Bereich der Unterfrequenz bzw. positiven Regelleistung abdecken.



- Für die langfristige Versorgungssicherheit sind Pumpspeicherwerke ebenfalls sehr wichtig, da erneuerbare Energien in Kombination mit Pumpspeicherwerken konventionelle Kraftwerkskapazität ersetzen und den Kapazitätseffekt der erneuerbaren Energien erhöhen. Trotz großräumiger Energieverbünde und dem interkontinentalen Ausgleich von erneuerbarer Erzeugung werden Speicher benötigt um konventionelle Kraftwerkskapazitäten vollständig und sicher zu ersetzen.
- Das Thema Energiespeicher und Pumpspeicher wird seitens der Politik mit hoher Priorität eingestuft und entsprechend in Förderinstrumenten und Gesetzgebung berücksichtigt und gezielt unterstützt.

### 12.5 Der Beitrag des geplanten Pumpspeicherwerks Atdorf

- Mit zunehmenden EE-Überschüssen kann das PSW Atdorf auch zunehmend durch Einspeiseverlagerung deren Abregelung vermeiden. Bei einer Optimierung des Speichereinsatzes über drei Tage kann das PSW Atdorf im Jahr 2050 44% der verrichteten Arbeit aus EE-Überschüssen leisten, was in Anbetracht der begrenzten Speicherkapazität von Tagesspeichern einen sehr hohen Anteil für Pumpspeicherwerke darstellt.
- Das PSW Atdorf kann zu einer Verringerung des Bedarfs an Spitzenlastkapazität führen und damit kann die Einspeisung im Grundlastbereich erhöht werden. Dieser Effekt vermindert sich jedoch mit einer Abnahme der konventionellen Erzeugung und Zunahme der EE-Überschüsse, die dann als Speicherenergie in Atdorf verwendet werden. Die gesamte installierte Leistung der eingesetzten konventionellen Kraftwerke kann in der betrachteten Fallstudie (für einen exemplarischen Jahresverlauf) sogar über das Maß der installierten PSW-Turbinenleistung hinaus reduziert werden. Dieses Ergebnis ist besonders in Anbetracht möglicher zukünftiger Kraftwerksinvestitionen zu werten, da durch Atdorf weniger neue konventionelle Kraftwerke gebaut werden müssen. Es zeigt sich, dass auch über ein zusätzliches Pumpspeicherwerk hinaus ein steigender Bedarf an Spitzenlastkapazitäten besteht.
- Erkennbar ist auch, dass die installierte Leistung der Grundlastkraftwerke geringfügig erhöht und die Kapazität der Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke deutlich reduziert werden kann. Durch das PSW Atdorf kann darüber hinaus - für das in der Fallstudie betrachtete Wetterjahr - die Verfügbarkeit der Grundlast- und Mittellastkraftwerke zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast erhöht werden.
- Aufgrund der steigenden Preisdifferenzen zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlast wird der Strommarkt zunehmend attraktiver. Tendenziell kann sich ein zusätzlicher Pumpspeicher preissenkend auf

den Großhandel auswirken. Neben dem Einsatz des PSW Atdorf für den Bereich des Lastausgleichs, bestehen auch Potentiale in der Bereitstellung von Regelleistung.

- Die Lastglättung des PSW Atdorf verringert die Verluste der konventionellen Kraftwerke und analog dazu deren höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Teillastbetrieb.
- Die Auswirkung des durch das PSW Atdorf geleisteten Lastausgleich auf die CO<sub>2</sub>-Bilanz des konventionellen Kraftwerkspark ist stark von dem verwendeten Pumpstrom und somit den Kraftwerkstypen bzw. dem Strommix abhängig.
- Je nachdem wie sich die konventionellen Kraftwerkskapazitäten zukünftig entwickeln ergeben sich verschiedene Lastdeckungsoptionen. Je nachdem ob sich der Pumpstrom (d.h. eingespeicherte Energie) aus Grundlast oder EE-Überschüssen zusammensetzt und je nachdem welcher Kraftwerkstyp die Grundlast zukünftig decken wird – Kernkraftwerke oder Braunkohle-Kraftwerke - ergeben sich unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- Tendenziell kann das PSW Atdorf durch zunehmende Verwendung von regenerativen Stromüberschüssen zu einer Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen. Falls hohe Braunkohleanteile in der Grundlast enthalten sind, kann sich jedoch nach der simulierten Fallstudie in den Jahren 2020 bis 2040 auch eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Einsatz des PSW Atdorf ergeben.

### Abschließende Bewertung / Fazit

Insgesamt fördert das PSW Atdorf die wichtige Integration von erneuerbaren Energien, leistet einen wertvollen Beitrag zur Glättung der Last und dem Ausgleich von Fluktuationen, trägt sowohl zur Stabilität der Stromversorgung als auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in Deutschland bei, senkt die Stromgestehungskosten und reduziert bei einem überwiegend regenerativen Kraftwerkspark auch die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland.

Aus diesen Gründen kommt diese Studie zu dem Schluss, dass der Bau des PSW Atdorf aus energiewirtschaftlicher Sicht zu begrüßen ist.

## 13 Literatur

AGEB (Oktober 2008): Energiebilanz der Bundesrepublik 2006. Herausgegeben von AGEB - AG Energiebilanz e.V.

Barzantny et al (2007): Klimaschutz Plan B. Nationales Energiekonzept bis 2020. Herausgegeben von Greenpeace e.V. Hamburg.

bdew (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Herausgegeben von bdew - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (damals VDN) 2007. Berlin.

BEE (2009): Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche: Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. BEE - Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Berlin.

Beyer et al (2004): A robust model for the MPP performance of different types of PV-modules applied for the performance check of grid connected systems. EUROSUN 2004 (ISES Europe Solar Congress). Unter Mitarbeit von G. Heilischer S. Bofinger H.G. Beyer. Freiburg.

BMU (2008): Verbesserung der Systemintegration der erneuerbaren Energien im Strombereich – Handlungsoptionen für die Modernisierung des Energiesystems. Herausgegeben von Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU - Bundesministerium für Umwelt. Berlin.

BNetzA (2006): Bestimmung des regelzoneninternen Regelleistungsbedarfs für Sekundär und Minutenreserve. Herausgegeben von Bundesnetzagentur. Bonn.

Böske, J. (2007): Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft. Dissertation an der Universität Münster. Münster.

Bundesgesetzblatt (2009): SDLWindV: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV). Karlsruhe.

CDU (2009): Koalitionsvertrag CDU CSU FDP. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf>, zuletzt geprüft am 24.11.2009.

CONSENTEC (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur. Herausgegeben von CONSENTEC - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH.

Crotogino, F.; Donadei, S. (2009): Energiespeicher im geologischen Untergrund - Stand der Technik, Vergleich und geotechnisches Potential in Europa. ETG Fachtagung. Veranstaltung vom 2009.

Czisch, Gregor (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Kassel: Kassel University Press.

dena (2005): DENA Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Unter Mitarbeit von Konsortium - DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission. Herausgegeben von DENA - Deutsche Energie-Agentur. Berlin.

dena (2008): NNE-Pumpspeicher. Untersuchung der elektritätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Herausgegeben von DENA - Deutsche Energie-Agentur.

DESERTEC (2009): Konzept in der EUMENA-Region. München. Online verfügbar unter <http://www.desertec.org/de>, zuletzt geprüft am 24.11.2009.

EC (2008): 20-20-20 Strategie. Herausgegeben von EC - European Commission. Brussels. Online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008\\_01\\_climate\\_change\\_en.html](http://ec.europa.eu/energy/strategies/2008/2008_01_climate_change_en.html), zuletzt geprüft am 24.11.2009.

Enertrag (2009): Kombikraftwerk Uckermark. Online verfügbar unter [www.enertrag.com](http://www.enertrag.com).

ENTSO-E (2009): Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe. Herausgegeben von ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. Brussels.

EREC; Greenpeace (2009): Renewables 24/7 - Infrastructure need to save the climate. Herausgegeben von EREC - European Renewable Energy Council und Greenpeace. Brussels.

EVONIC (2009): Virtuelles Regelkraftwerk. Herausgegeben von EVONIC Power Saar GmbH. Online verfügbar unter <http://power-saar.steag-saarenergie.de>, zuletzt geprüft am 28.8.09.

EWEA (2009): Oceans of Opportunity. Herausgegeben von EWEA - European Wind Energy Association. Brussels. Online verfügbar unter <http://www.ewea.org/index.php?id=11>.

FENIX (2009): EU-Projekt FENIX zur Integration der zukünftigen Energieentwicklung in flexible Elektrizitätsnetze. Herausgegeben von FENIX - Flexible Electricity Network to Integrate the eXpected 'energy evolution'. Brussels. Online verfügbar unter <http://www.fenix-project.org>, zuletzt geprüft am 24.11.2009.

Gatzen (2008): The Economics of Power Storage. München.

Grimm, V. (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Dissertation. Ruhr-Universität Bochum. Bochum.

Guardian (3.1.2010): Sun, wind and wave-powered: Europe unites to build renewable energy 'supergrid'". Herausgegeben von The Guardian. Online verfügbar unter <http://www.guardian.co.uk/environment/2010/jan/03/european-unites-renewable-energy-supergrid>.

Hoffmann, C. (2009): Storage and Transport Capacities in Europe for a full renewable power supply system. Präsentation auf dem Kasseler Symposium 2009 - Energiesystemtechnik. Kassel.

ISET; Deutsche WindGuard; DIW; Ecofys; FhG ISI; Universität Duisburg (2009): Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009. Herausgegeben von Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU-Bundesministerium für Umwelt. Kassel.

IWES (2009): Energiespeicherdatenblätter für Leitstudie 2010. Eigene Berechnung. Herausgegeben von IWES - Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Kassel.

Klobasa (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich. Zürich.

Konstantin, P. (2007): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Herausgegeben von Springer-Verlag. Berlin Heidelberg.

Künast et al (2007): Energie 2.0. Die Grünen Maßnahmen bis 2020. Herausgegeben von Bündnis 90/Die Grünen. Berlin.

Mackensen, R.; Rohrig, K.; Emanuel, H. (2008): Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht. Herausgegeben von ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. Kassel.

MID (2002): Mobilität in Deutschland 2002. Herausgegeben von Bau-und Stadtentwicklung Bundesministeriums für Verkehr. Berlin.

Nestle, D. (2009): Integration dezentraler und erneuerbarer Energien durch variable Strompreise im liberalisierten Energiemarkt. Berlin Heidelberg. (uwf – UmweltWirtschaftsForum, 17-4).

Nitsch, J.; Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009. Herausgegeben von Natur-und Reaktorsicherheit BMU-Bundesministerium für Umwelt. Berlin.

NTP (November 2009): Smart Grids 2010. Präsentation Nationale Technologieplattform Smart Grids Austria EUROFORUM-Konferenz. Düsseldorf.

RAVE: Research at Alpha Ventus für Offshore-Windparks. Online verfügbar unter <http://www.rave-offshore.de>, zuletzt geprüft am 24.11.2009.

Rehtanz, C. Rolink J. (2009): Rahmenbedingungen zum Lastmanagement von Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen. Konferenzbeitrag ETG-Kongress.

Roth, H. (2008): Modellentwicklung zur Kraftwerksparkoptimierung mit Hilfe von Evolutionsstrategien. Dissertation. Technischen Universität München. München.

Saint-Drenan, Y-M; Sterner, M.; Oehsen, A. von; Gerhard, N.; Bofinger, S.; Rohrig, K. (2009): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche. Abschlussbericht. Kassel, Berlin.

SANDIA (2008): SANDIA REPORT. Solar Energy Grid Integration Systems – Energy Storage (SEGIS-ES). USA.

Sauer, D. (2009): Vergleich von Betriebskosten verschiedener Speichertechnologien und nicht-klassischer Alternativen. Ergebnisse aus der Speicherstudie der ETG 2009. Veranstaltung vom 2009.

Schlomann et al (2004): Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD). Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München.

Schmidt, H.; Sauer, D. U. (1996): Wechselrichter-Wirkungsgrade. *Sonnenenergie* 4, 43-47. Berlin.

Schuh, H. (2008): Moderne Lithium-Ionen-Batteriesysteme im Niederspannungsnetz. 15. Jahrestreffen Arbeitsgemeinschaft Bayerischer Solar-Initiativen. Veranstaltung vom 2008. Regensburg.

Schweizer-Ries et al (2009): Bericht zur Haushaltsbefragung im Landkreis Harz. Auftragsforschung der Forschungsgruppe Umweltpsychologie der Otto-von-Guericke Universität Magdeburg im Rahmen des RegModHarz Projekts. Magdeburg.

Sensfuß, F. (2009): Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT). Wien.

Siemens (2009): HVDC – High Voltage Direct Current Power Transmission from Siemens – Unrivaled practical experience. Erlangen.

SODA (2009): Einstrahlungsdaten. Paris.

Specht, M.; Sterner, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Waldstein, G. (2009): Neue Wege zur Herstellung von Erdgassubstitut (SNG) aus erneuerbaren Energien. New Routes for the Production of Substitute Natural Gas (SNG) from Renewable Energy. FVEE Jahrestreffen. Berlin.

Stadler, Ingo (2005): Demand Response-Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel.

Sterner, Michael (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Kassel University, Dissertation Kassel, 2009. Kassel: Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 14). <http://www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>

TAB (2008): Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Herausgegeben von TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag. Berlin.

Trieb, Franz (2006): Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Herausgegeben von DLR. Stuttgart.

UCTE (2007): Final Report on the disturbances of 4 November 2006. Herausgegeben von entso-e (damals UCTE). Paris. Online verfügbar unter [http://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf](http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf).

UCTE (2009): Country Data Packages. Brussels. Online verfügbar unter <http://www.ucte.org/resources/dataportal/packages>, zuletzt geprüft am 2009.

ÜNB: Regelleistung - Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung 2008. Herausgegeben von ÜNB - Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter <http://www.regelleistung.net>.

Vattenfall AG (2009): Daten zu PSW Goldisthal von Vattenfall Europe Generation AG, Thomas Schubert.

VDE (2009a): Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. VDE-Studie. Herausgegeben von VDE.

VDE (2009b): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Herausgegeben von ETG - Energietechnische Gesellschaft im VDE. Frankfurt a. M.

VDN (2007): TransmissionCode 2007. Herausgegeben von bdew - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (damals VDN) 2007.

Verbändevereinigung (2001): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung. Berlin.

Von Bremen (2009): Storage and Transport Capacities in Europe for a full Renewable Power Supply System. Präsentation auf der ewec 2009 (European Wind Energy Conference). Marseille.

Wagner, H.-J.; Koch, M.-K.; Burkhardt, J.; Große-Böckmann, T.; Feck, N.; Kruse, P. (2007): CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. BWK Bd. 59 (2007) Nr. 10. Springer Verlag. Düsseldorf Berlin.

## Literatur

WBGU (2003): Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Herausgegeben von WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin.

WBGU (2009): Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Herausgegeben von WBGU - Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen. Berlin.

Yunicos AG (2009): NaS Batteriespeicher. Tokio.



## Abkürzungen

€ <sub>2005</sub>	Euro auf Basis des Jahres 2005
a	Jahr (annos)
AC	Wechselstrom (alternating current)
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BEMI	Bidirektionales Energie-Management-Interface
CAES	Luftdruckspeicher (compressed air energy storage)
CCS	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung (carbon capture and storage)
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DC	Gleichstrom (direct current)
DENA	Deutsche Energie Agentur
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-KFZ	Elektro-Kraftfahrzeug
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPKW	Elektro-Personenkraftwagen
EU	Europäische Union
EURct	Euro Cent
EWEA	Europäische Windenergieagentur
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GL	Grundlast
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampf(-Kraftwerk)
GW	Gigawatt
h	Stunde (hour)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
km	Kilometer
KW	Kraftwerk
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Millionen
ML	Mittellast
Mrd.	Milliarden
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NRMSE	Normierte Wurzel des quadratischen Fehlers (Normalized Root Mean Square Error)
NS	Niederspannung
PSW	Pumpspeicherwerk

## Abkürzungen

PV	Fotovoltaik
RAVE	Research at Alpha Ventus
RPM	Renewable Power Methane = EE-Methan = erneuerbares Methan aus regenerativem Strom bzw. erneuerbaren Energien
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
SL	Spitzenlast
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## Abbildungen

Abbildung 2-1: Mögliche Infrastruktur eines gemeinsamen EU-MENA-Supernetzes, welches Europa (EU), Nahen Osten (ME) und Nordafrika (NA) nachhaltig verbinden soll.	12
Abbildung 2-2: Leitwarte des Kombikraftwerks mit Anzeige des Strommixes, des Lastgangs und der Erzeugungs- und Speicherkapazitäten der einzelnen Stromquellen.	15
Abbildung 2-3: Trends für Smart Grids.	16
Abbildung 2-4: Vision einer 100% regenerativen Energieversorgungsstruktur für Strom, Wärme und Verkehr mit Strom-, Wärme- und Gasspeichern und -netzen.	18
Abbildung 3-1: Ausbau der installierten Nennleistung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in GW für die 5 zugrunde gelegten Szenarien.	22
Abbildung 3-2: Aufschlüsselung der installierten Nennleistung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in GW für das verwendete Szenario.	23
Abbildung 4-1: Entwicklung der Gesamteinspeisung aus Erneuerbaren Energien im Vergleich zur Last	30
Abbildung 4-2: Monatliche EE-Einspeisung und Energiebedarf für das Jahr 2007	31
Abbildung 4-3: Monatliche EE-Einspeisung und Energiebedarf für das Jahr 2020	31
Abbildung 4-4: Monatliche EE-Einspeisung und Energiebedarf für das Jahr 2050	32
Abbildung 4-5: Zeitreihe der Last und der kumulierte EE Einspeisung für das Jahr 2007	32
Abbildung 4-6: Zeitreihe der Last und der kumulierte EE Einspeisung für das Jahr 2020	33
Abbildung 4-7: Zeitreihe der Last und der kumulierte EE Einspeisung für das Jahr 2050	33
Abbildung 4-8: Prinzip der Simulation der aggregierten Pumpspeicherwerke - Jahresausschnitt.	34
Abbildung 4-9: Effekt der Tagesspeicher auf die residuale Last während der Woche der minimalen residualen Last für das Jahr 2007	35
Abbildung 4-10: Effekt der Tagesspeicher auf die residuale Last während der Woche der minimalen residualen Last für das Jahr 2050	35
Abbildung 4-11: Effekt der Tagesspeicher auf die residuale Last während der Woche der maximalen residualen Last für das Jahr 2007	37
Abbildung 4-12: Effekt der Tagesspeicher auf die residuale Last während der Woche der maximalen residualen Last für das Jahr 2050	37
Abbildung 5-1: Definition und Berechnungsschritt der residualen Last	39
Abbildung 5-2: Residuallast nach dem verwendeten Szenario.	40
Abbildung 5-3: Dichtverteilung der Residuallast bei stündlich aufgelösten Zeitreihen	41
Abbildung 5-4: Definition von Spitzenleistung, Mittellastleistung und Grundlastleistung - veranschaulicht anhand der Jahresdauerlinie.	42
Abbildung 5-5: Einfluss der EE Einspeisung auf die Jahresdauerlinie von 2020.	43

Abbildung 5-6: Einfluss der EE Einspeisung auf die Jahresdauerlinie von 2030.	43
Abbildung 5-7: Einfluss der EE-Einspeisung auf die Jahresdauerlinie von 2040.	44
Abbildung 5-8: Einfluss der EE-Einspeisung auf die Jahresdauerlinie von 2050.	44
Abbildung 5-9: Entwicklung des Bedarfs an Grund-, Mittel- und Spitzenlastenergie und Energieüberschüsse	45
Abbildung 5-10: Entwicklung des Bedarfs an Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistung und Leistungsüberschüsse	45
Abbildung 5-11: Aufteilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2007	46
Abbildung 5-12: Aufteilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2050	47
Abbildung 5-13: Aufteilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2007	48
Abbildung 5-14: Aufteilung der stündlichen Last in Tages-, Wochen- und Monatsmittelwert für das Jahr 2050	49
Abbildung 5-15: Leistung zur Deckung der Spitzenlast für die Jahre 2007, 2020, 2030, 2040 und 2050 aufgeteilt pro Fluktuationsanteil der residualen Last	50
Abbildung 5-16: Energiebedarf zur Deckung der Spitzenlast für die Jahre 2007, 2020, 2030, 2040 und 2050 aufgeteilt pro Fluktuationsanteil der residualen Last	50
Abbildung 5-17: Leistungsüberschuss der Residuallast aufgeteilt nach stündlichen, täglichen, wöchentlichen und monatlichen Mittelwerten	51
Abbildung 5-18: Energieüberschuss der Residuallast aufgeteilt nach stündlichen, täglichen, wöchentlichen und monatlichen Mittelwerten	51
Abbildung 5-19: Schematische Darstellung des Einflusses von Tagesspeicher auf die Jahresdauerlinie der Residualen Last in 2007 und 2050	53
Abbildung 6-1: Einsatz der Regelleistungsarten in verschiedenen Zeitbereichen.	56
Abbildung 6-2: Methode zur Ermittlung der vorzuhaltenden Regelleistung	58
Abbildung 6-3: Angenommene Verteilungsdichte des Lastprognosefehlers	59
Abbildung 6-4: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Verfügbaren Kraftwerksleistung zur Deckung der höchsten Residuallast	60
Abbildung 6-5: Wahrscheinlichkeitsverteilung für Leistungsdefizite auf Grund von Kraftwerksausfällen	61
Abbildung 6-6: Entwicklung der Windprognosefehler	62
Abbildung 6-7: Entwicklung des Wind- und Solarprognosefehlers	63
Abbildung 6-8: Entwicklung der Solarprognosefehler	63
Abbildung 6-9: Wahrscheinlichkeitsverteilung möglicher Fahrplanabweichungen mit Einfluss auf den Regelleistungsbedarf	65
Abbildung 6-10: Kumulierte Wahrscheinlichkeit für positive Fahrplanabweichungen und Defizitniveaus	66
Abbildung 6-11: Kumulierte Wahrscheinlichkeit für negative Fahrplanabweichungen und Defizitniveaus	66
Abbildung 6-12: Vorzuhaltendes Minutenreservevolumen für verschiedene Sicherheitsniveaus	67

Abbildung 6-13: Vergleich der vorzuhaltenden Regelleistung mit und ohne Verbesserung der Prognosegüte für Wind- und PV-Einspeisung für die Jahre 2007, 2020, 2030, 2040 und 2050 (Sicherheitsniveau = 0,0025%).	68
Abbildung 7-1: Prozentsatz der Autos en route als Anteil der für Wochentage berücksichtigten Autos	71
Abbildung 7-2: Prozentsatz der Autos en route als Anteil der für Samstage berücksichtigten Autos	71
Abbildung 7-3: Prozentsatz der Autos en route als Anteil der für Sonntage berücksichtigten Autos	71
Abbildung 7-4: Durch Fahren in der Autobatterie frei werdende Speicherkapazität und am Netz nutzbare Ladeleistung bei Berücksichtigung der Beschränkungen durch Nichtverfügbarkeit am Netz wegen Fahren und der beschränkten Ladeleistung für einen Montag	73
Abbildung 7-5: Residuallast sowie Residuallast mit ungesteuerter und gesteuerter Betankung der Elektrofahrzeuge für das Jahr 2050 bei 10 Millionen Elektroautos	75
Abbildung 7-6: Residuallast sowie Residuallast mit ungesteuerter und gesteuerter Betankung der Elektrofahrzeuge für das Jahr 2050 bei 45 Millionen Elektroautos	75
Abbildung 7-7: Jahresdauerlinie der Residuallast ohne EPKW und Residuallast bei gesteuertem und ungesteuertem Laden der Elektroautos für das Jahr 2050 bei 10 Millionen EPKW.	76
Abbildung 7-8: Jahresdauerlinie der Residuallast ohne EPKW und Residuallast bei gesteuertem und ungesteuertem Laden der Elektroautos für das Jahr 2050 bei 45 Millionen EPKW.	77
Abbildung 7-9: Einfluss von Import/Export auf die Jahresdauerlinie der Residualen Last für 3 Fälle: 1. ohne Import/Export   2. bei 10 GW   3. bei 15 GW Übertragungsleistung	83
Abbildung 7-10: Einfluss von Import/Export auf den Bedarf an Grund-, Mittel- und Spitzenlast (Jahresarbeit und Leistung) für 3 Fälle: 1. ohne Import/Export   2. bei 10 GW   3. bei 15 GW Übertragungsleistung	84
Abbildung 7-11: Darstellung des Speicherkapazitätsbedarfs (Anteil des Stromverbrauchs) für verschiedene Niveaus der Überversorgung von EE und für verschiedene Mischungsverhältnisse von PV und Windkraft – A) für ein Szenario der europäischen EE-Vollversorgung ohne Begrenzung der Transport-Kapazitäten und B) für ein Szenario der regionalen autonomen Versorgung.	86
Abbildung 8-1: Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2020	90
Abbildung 8-2: Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2030	90
Abbildung 8-3: Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2040	91
Abbildung 8-4: Vergleich der residualen Lasten als Jahresdauerlinien für das Jahr 2050	91
Abbildung 8-5: Spezifische Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen im Jahr 2020 nach dem mittleren Preisszenario der Leitstudie 2009	93

Abbildung 8-6: Spezifische Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen im Jahr 2030 nach dem mittleren Preisszenario der Leitstudie 2009	94
Abbildung 8-7: Spezifische Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen im Jahr 2040 nach dem mittleren Preisszenario der Leitstudie 2009	94
Abbildung 8-8: Spezifische Stromgestehungskosten verschiedener Kraftwerkstypen im Jahr 2050 nach dem mittleren Preisszenario der Leitstudie 2009	94
Abbildung 8-9: Jahresverlauf des Kraftwerkseinsatzes für das Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells und Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkraftwerken	95
Abbildung 8-10: Wochenverlauf des Kraftwerkseinsatzes für das Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells sowie Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkraftwerken	95
Abbildung 8-11: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells und Zusammensetzung der Stromerzeugung aus Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkraftwerken in den jeweiligen Einzelstunden	96
Abbildung 8-12: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 ohne Verwendung des Speichermodells	97
Abbildung 8-13: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2020 mit Verwendung des Speichermodells	97
Abbildung 8-14: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2030 ohne Verwendung des Speichermodells	98
Abbildung 8-15: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2030 mit Verwendung des Speichermodells	98
Abbildung 8-16: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2040 ohne Verwendung des Speichermodells	99
Abbildung 8-17: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2040 mit Verwendung des Speichermodells	99
Abbildung 8-18: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2050 ohne Verwendung des Speichermodells	100
Abbildung 8-19: Dauerlinie der residualen Last im Jahr 2050 mit Verwendung des Speichermodells	100
Abbildung 8-20: Notwendige Kapazitäten der Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 jeweils mit und ohne Einsatz von Pumpspeicherwerken zur Spitzenlastdeckung	101
Abbildung 8-21: Durchschnittliche Volllastnutzungsstunden der Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkapazitäten in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050	102
Abbildung 8-22: Durchschnittliche Stromgestehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen zu Deckung der Grundlast, Mittellast und Spitzenlast entsprechend den durchschnittlichen Nutzungsstunden in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050	104
Abbildung 8-23: Bandbreiten der durch das PSW Atdorf verursachte Änderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks für das Szenario 2020	111

## Abbildungen

Abbildung 8-24: Bandbreiten der durch das PSW Atdorf verursachte Änderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks für das Szenario 2030	111
Abbildung 8-25: Bandbreiten der durch das PSW Atdorf verursachte Änderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks für das Szenario 2040	112
Abbildung 8-26: Bandbreiten der durch das PSW Atdorf verursachte Änderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks für das Szenario 2050	112

## Tabellen

Tabelle 3-1: Installierte Leistung/Energie der EE-Strom-erzeugung für das Szenario „Leitstudie“	23
Tabelle 3-2: Bruttostromverbrauch nach Leitstudie.	24
Tabelle 4-1: Zusammenfassung der Ergebnisse der simulierten Summenganglinien für die unterschiedlichen Erzeuger.	29
Tabelle 5-1: Übersicht über die statistischen Eigenschaften der Residualen Last für die Szenariojahre	39
Tabelle 7-1: Beeinflussung des Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarfs durch ungesteuertes und gesteuertes Laden von Elektroautos für das Jahr 2050	74
Tabelle 7-2: Benötigte Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastenergiemengen für den positiven Teil der Residuallast, die positive Residuallast mit gesteuertem und ungesteuertem Laden von EPKW für das Jahr 2050 und 10 Millionen EPKW	76
Tabelle 7-3: Energieüberschussreduktion durch EKFZ	76
Tabelle 7-4: Potentiale im klassischen Lastmanagement.	81
Tabelle 8-1: Technische Daten des Pumpspeicherbestandes in Deutschland sowie des geplanten Neubaus „PSW Atdorf“.	89
Tabelle 8-2: Technische Parameter der Modellkraftwerke.	92
Tabelle 8-3: Substituierte Nutzungsstunden der Grundlastkraftwerke durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke und der Mittellastkraftwerke durch Spitzenlastkraftwerke	102
Tabelle 8-4: Einfluss des PSW-Bestandes auf die Jahresarbeit von Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerken	104
Tabelle 8-5: Einfluss des PSW-Bestandes auf die volkswirtschaftlichen Kosten von Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerken basierend auf Bandbreiten der Stromgestehungskosten	105
Tabelle 8-6: Spezifische direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen typischer konventioneller Modellkraftwerke.	109
Tabelle 8-7: Verminderte EE-Abregelung durch den Einsatz des geplanten Neubaus „PSW Atdorf“	109
Tabelle 8-8: Einfluss auf die Einspeisung von konventionellen Kraftwerken durch den Einsatz des geplanten Neubaus „PSW Atdorf“	110



## Glossar

### Bruttostromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch beziffert (bezogen auf Deutschland) die gesamte im Innland produzierte Strommenge zuzüglich Stromimport und abzüglich Stromexport.

### Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet das Ausregeln von Abweichungen der Netzfrequenz von ihrem Sollwert infolge von Ungleichgewichten zwischen Energieeinspeisung und Energieentnahme. Frequenzhaltung erfolgt durch eine Wirkleistungsregelung, die auf unterschiedliche Leistungsreserven zurückgreift (Primär- Sekundär und Minutenreserveleistung). → siehe auch Regelleistung

### Jahresdauerlinie

Die Jahresdauerlinie ist eine Darstellungsform der Leistungserzeugung / des Leistungsbedarfs in Abhängigkeit der jeweiligen Nutzungszeit. Aus der Jahresdauerlinie wird ersichtlich wie viele Stunden im Jahr eine bestimmte Leistung erzeugt / nachgefragt wird.

### Kombikraftwerk

Der Begriff Kombikraftwerk bezeichnet einen Zusammenschluss unterschiedlicher dezentralen Energieanlagen (Erzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher) die über eine Kommunikationsstruktur miteinander verbunden sind und dadurch ähnlich wie ein großes Kraftwerk geregelt werden können. Oft wird auch die Bezeichnung Virtuelles Kraftwerk verwendet.

### Merit-Order

Merit-Order bezeichnet die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken auf Grundlage von ihren Grenzkosten d.h. ihren variablen Betriebskosten.

### Regelleistung

Als Regelleistung wird die Leistung bezeichnet, die zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Bilanz aus Einspeisung und Verbrauch innerhalb einer Regelzone verwendet wird. Es werden drei Arten von Regelleistung unterschieden, Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung, die jeweils positive und negative Leistungsreserven beinhalten.

### Regelzone

Eine Regelzone ist die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Frequenz-Leistungsregelung ausgestattet ist. Um den Energiefluss im europäischen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können, wird das Übertragungsnetz in Regelzonen eingeteilt, die im Grunde genommen eigenständig betrieben werden. Mit Hilfe von Messgeräten an den Kuppelstellen zu benachbarten Regelzonen überwacht jede Regelzone ihre definierte Leistungsübergabe und sorgt gleichzeitig für die Einhaltung der Netzfrequenz.

### Retrofit

Unter Retrofit sind Maßnahmen zur Modernisierung oder dem Ausbau bestehender Kraftwerke zu verstehen, sodass diese nicht durch neue Kraftwerke ersetzt werden müssen, sondern die bestehenden mit gleicher oder veränderter Stromerzeugungskapazität weiter betrieben werden können.

### Schwarzstart

Schwarzstart bezeichnet den Versorgungswiederaufbau nach einem weiträumigen Zusammenbruch des elektrischen Netzes nach einer Störung. Hierfür werden Anlagen benötigt, die ohne Eigenbedarfsversorgung von außen den Betrieb selbständig wieder aufnehmen können.

### Smart-Grid

Smart-Grid (intelligentes Stromnetz) umfasst die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln. Damit wird eine Überwachung und Optimierung des Einsatzes der miteinander verbundenen Bestandteile ermöglicht.

### Spannungshaltung

Die Spannungshaltung dient der Eingrenzung der Spannungsabweichungen vom Sollwert im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht.

### Summenganlinie

Die Summenganlinie bezeichnet die zeitlich aufgelöste Energieeinspeisung ausgewählter Technologien über eine bestimmte räumliche Ausdehnung.