

Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche

Abschlussbericht

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

Dezember 2009

Erstellt von

Yves-Marie Saint-Drenan, Amany von Oehsen, Norman Gerhardt
Dr. Michael Sterner, Dr. Stefan Bofinger, Dr. Kurt Rohrig

Auftraggeber: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Reinhardtstr. 18
D-10117 Berlin
Tel: +49 – (0)30 / 2 75 81 70 – 0
E-Mail: info –at– bee-ev.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. Yves-Marie Saint-Drenan
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 246
E-Mail: y.saint-drenan –at– iset.uni-kassel.de

Inhalt

1	Kurzfassung	3
2	BEE-Szenario „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft“	4
3	Beschreibung der Modelle, Datengrundlagen und Annahmen	6
3.1	Lastprofil	6
3.2	Einspeisung der Windenergie	6
3.2.1	Meteorologische Daten	6
3.2.2	Regionale Verteilung der installierten Kapazität	7
3.2.3	Anlagenmodell	7
3.3	Photovoltaik	8
3.3.1	Meteorologische Daten	8
3.3.2	Regionale Verteilung der installierten Kapazität	8
3.3.3	Anlagenmodell	9
3.4	Laufwasserkraft	10
3.4.1	Regionale Verteilung der installierten Kapazität	10
3.4.2	Meteorologische Daten	11
3.4.3	Anlagenmodell	11
3.5	Bioenergie	12
3.5.1	Gruppierung des Anlagenbestandes	12
3.5.2	Anlagenmodell für den wärmegeführten Betrieb	13
3.6	Geothermie	14
3.6.1	Gruppierung des Anlagenbestandes	14
3.6.2	Anlagenmodell - wärmegeführter Betrieb	15
3.7	Pumpspeicherwerke (PSW)	15
3.8	Import/Export	17
4	Aufbau des Modells SimEE	19
5	Analyse des Beitrages von erneuerbaren Energien zur Lastdeckung	20
5.1	Charakteristik der stündlichen erneuerbaren Einspeisung und der Residuallast	20
5.2	Charakteristik der monatlichen, wöchentlichen und täglichen erneuerbaren Einspeisung und der Residuallast	22
5.3	Einfluss der erneuerbaren Stromerzeugung auf die residuale Last	26
6	Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark	31
6.1	Benötigte Kapazität zur Deckung der Grund-, Mittel- und Spitzenlasten	31

6.2	Anforderungen an die notwendige Flexibilität konventioneller Kraftwerke	34
7	Diskussion der Ergebnisse	39
8	Zusammenfassung	43
9	Literatur	45
10	Anhang	47
10.1	Analyse von ausgewählten Wochenverläufen	47
10.1.1	Woche der minimalen wöchentlichen erneuerbaren Stromeinspeisung und Woche mit dem Moment der minimalen EE-Einspeisung	47
10.1.2	Woche der maximalen EE-Einspeisung und Woche der maximalen Einspeisung	48
10.1.3	Woche der Jahreshöchstlast und der Jahresminimallast	50
10.2	Abkürzungen	52
10.3	Tabellenverzeichnis	52
10.4	Abbildungsverzeichnis	52

1 Kurzfassung

Der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) hat in seiner Branchenprognose ein Ausbauszenario der Erneuerbaren Energien (EE) vorgelegt, das eine Erhöhung des EE-Anteils an der Stromversorgung auf ca. 47% bis 2020 vorsieht.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik wurde vom BEE beauftragt, die EE-Einspeisung, die sich unter den Ausbauannahmen der Branchenprognose ergeben würde, in einer stündlichen Auflösung für das Jahr 2020 unter den meteorologischen und hydrologischen Bedingungen des Jahres 2007 zu simulieren – in dem Sinne ist diese Studie als Fallstudie zu verstehen. Die EE-Einspeisung wird hinsichtlich ihrer Fluktuationscharakteristik und des Anteils zur Deckung des Strombedarfs ausgewertet. Der Einsatz von Pumpspeicherverwerken sowie Stromimport und -export wird zum Ausgleich der Fluktuationen simuliert. Der verbleibende Strombedarf (Residuale Last) wurde hinsichtlich des Anteils an Grund-, Mittel- und Spitzenlast, der durch konventionelle Kraftwerke zu decken ist, ausgewertet.

Für diese Fallstudie liegt der minimale Anteil der erneuerbaren Energien an der Strombedarfsdeckung im Jahr bei 15%, d.h. erneuerbare Energien tragen das ganze Jahr über mit mindestens 15% zur Bedarfsdeckung bei. Für 84 Stunden des Jahres überschreitet die stundenmittlere EE-Einspeisung den Bedarf, die Überschüsse können durch den Einsatz von Pumpspeichern sowie durch Stromexport ausgeglichen werden. In geschickter Kombination folgt die erneuerbare Stromeinspeisung dem variablen Strombedarf.

Die EE-Einspeisung bewirkt eine Erhöhung des Spitzen- und Mittellastbedarfs und eine deutliche Verringerung des Grundlastbedarfs an konventioneller Kraftwerksleistung. Der für die Studie angenommene Einsatz von Pumpspeichern und einem bedarfsorientierten begrenzten Import/Export zur Lastglättung führen zu einer Senkung des Grundlastbedarfs von 36 GW, einer Erhöhung des Mittellastbedarfs um 4 GW und eine Erhöhung des Spitzenlastbedarfs um 9 GW gegenüber 2007.

Die Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Kraftwerke werden zukünftig deutlich zunehmen. Um eine gewisse Anzahl an Betriebsstunden und somit Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke zu gewährleisten, sind häufige An- und Abfahrvorgänge notwendig.

Um die Belastung für den konventionellen Kraftwerkspark zu minimieren bzw. die Integration von erneuerbaren Energien zu fördern, bedarf es einem Ausbau der Transportkapazitäten, einer Flexibilisierung von Stromerzeugung und Stromverbrauch sowie neuer Speicherkapazitäten für kurz- und langfristige Schwankungen, welche in dieser Studie andiskutiert werden.

2 BEE-Szenario „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft“

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) hat in seinem Szenario „Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft“ (BEE, 2009) die Entwicklung des Stromversorgungssystems, den die Experten aus Unternehmen und Verbänden der Branche bei Erhalt und Fortentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen erwarten, dargelegt. Unter positiven Rahmenbedingungen könnten sich nach Ansicht der Branche die Kapazität und die Stromproduktion bis 2020 innerhalb gut einer Dekade etwa verdreifachen. Gemäß der Prognose beträgt der Beitrag von regenerativ erzeugtem Strom 47% des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2020 und liegt damit über dem heutigen Ziel der Bundesregierung von 30%.

Die Anteile der verschiedenen Energieträger an der Stromversorgung 2020 nach dem BEE-Szenario sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst. Eine Bewertung der Ausbauziele wurde nicht vorgenommen, sondern diese dienen lediglich als Vorgabe für die Simulation.

Tabelle 2-1: Anteile der verschiedenen Energieträger an der Stromerzeugung nach dem BEE-Szenario 2020. Quelle: (BEE, 2009).

	installierte Leistung [MW]	Stromerzeugung [TWh/a]	installierte Leistung [MW]	Stromerzeugung [TWh/a]
	2007	2007 (meteorologisches Jahr)	2020	2020 (Normal-Jahr)
Wasserkraft	4.720	21,3	6.500	31,9
Windenergie onshore	22.247	39,7	45.000	112,1
Windenergie offshore	0	0,0	10.000	37,0
Photovoltaik	3.811	3,0	39.500	39,5
Geothermie	3	0,0	655	3,8
Bioenergie	4.092	24,7	9.338	54,3
davon biogener Abfall	1.063	4,1	1.063	4,3
davon fest	1.178	8,1	2.900	14,5
davon flüssig	300	1,5	300	2,3
davon Biogas	1.271	8,9	4.800	31,2
davon Klär-/Deponiegas	280	2,1	275	2,1
EE Gesamt	34.873	88,7	110.963	278,4
Bruttostromverbrauch		617,0		594,5
EE-Anteil (%)		14,4		46,8

Der Anteil von einzelnen EE Erzeuger in dem deutschen Strom-Mix für das Jahr 2020 entsprechend der BEE Szenario ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Die Entwicklung der installierten EE-Kapazität ist ebenso in Abbildung 2-2 veranschaulicht.

Abbildung 2-1: Anteile der verschiedenen Erzeugungsarten am Strommix nach dem BEE-Szenario 2020. Quelle: (BEE, 2009).

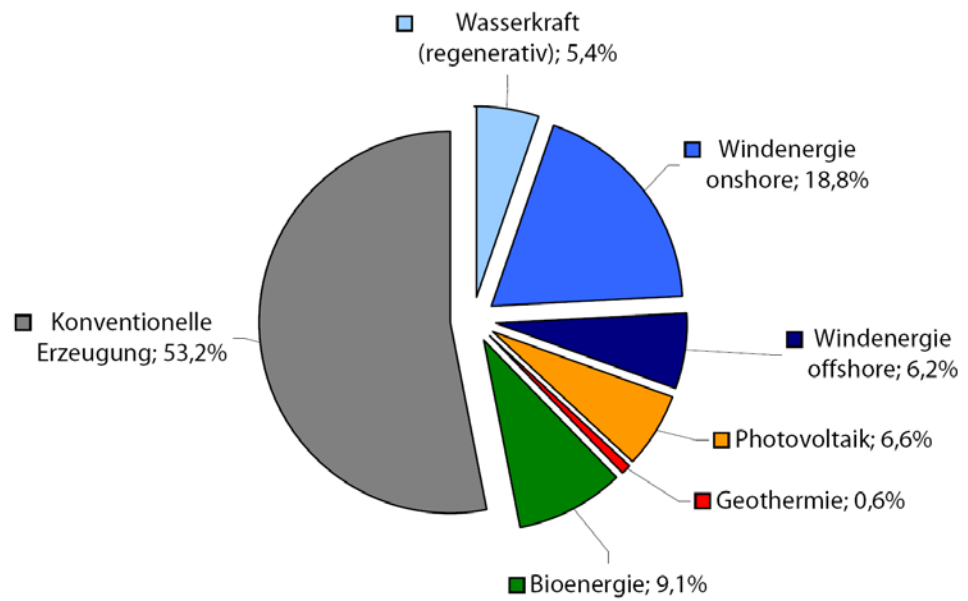
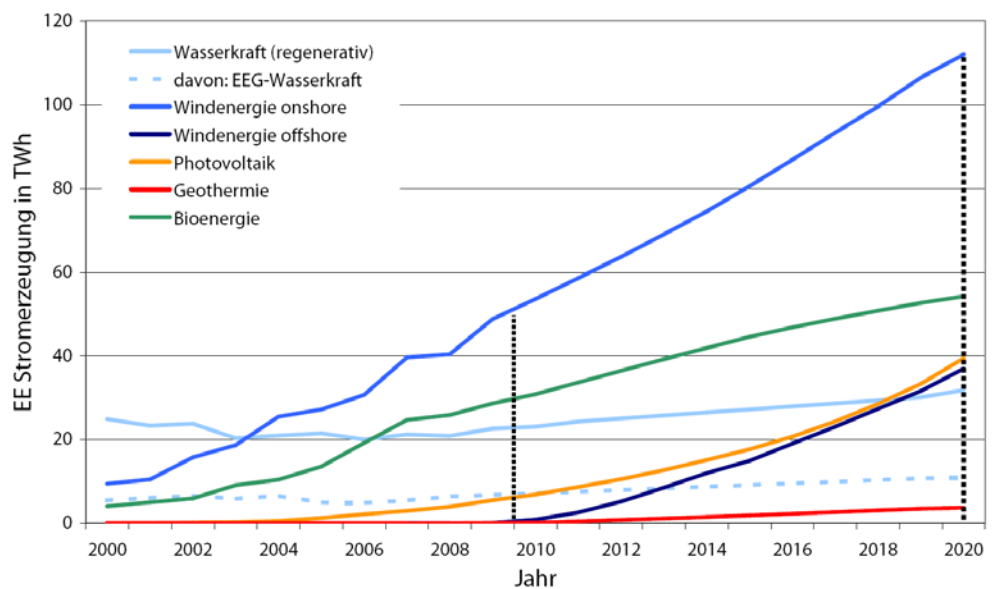


Abbildung 2-2: Entwicklung der installierten erneuerbaren Kraftwerksleistung in Deutschland für das BEE-Szenario 2020. Quelle: (BEE, 2009).



3 Beschreibung der Modelle, Datengrundlagen und Annahmen

Für die Erneuerbaren Energien Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik, Bioenergie und Geothermie wird in dieser Studie die Stromerzeugung im Jahr 2020 in stündlicher Auflösung simuliert. Hierzu werden Modelle verwendet, die die regenerative Einspeisung in Abhängigkeit der herrschenden meteorologischen bzw. hydrologischen Bedingungen beschreiben. Vorgabe für die Simulation bilden die vom BEE für jeden Erneuerbaren Energieträger prognostizierten installierten Leistungen bzw. die Jahresstromerzeugung im Normaljahr. Die meteorologischen bzw. hydrologischen Bedingungen im Normaljahr entsprechen einem langjährigen Mittelwert. Diese Studie basiert auf den meteorologischen und hydrologischen Bedingungen des Jahres 2007. Daher ist sie als Fallstudie für das meteorologische Jahr 2007 zu betrachten. Durch eine erweiterte Simulation von mehreren meteorologischen Jahren können allgemeingültige Aussagen getroffen werden.

3.1 Lastprofil

Datenbasis für die stündliche Stromnachfrage (Last) bildet der von der ETSO-E (vormals UCTE) veröffentlichte stündliche Bruttostromverbrauch¹ der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2007 (Giesecke et al., 2009). Da dieser nicht die Eigenstromerzeugung industrieller Kraftwerke und der Deutsche Bahn AG beinhaltet, wird die stündliche Stromnachfrage von 2007 und 2020 hochgerechnet.

3.2 Einspeisung der Windenergie

3.2.1 Meteorologische Daten

Die meteorologischen Eingangsparameter für die Simulation der Windenergieeinspeisung bilden die Windgeschwindigkeiten des COSMO EU Modells (vormals LME Schulz et al., 2005) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für das Jahr 2007. Es wurde eine räumliche Auflösung von 14 km x 14 km gewählt. Die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde.

¹ Der Bruttostromverbrauch stellt den Verbrauch der Letztverbraucher, den Kraftwerkseigenbedarf, die Netzverluste und die Verlustenergie der Pumpspeicherwerke (PSW) dar. Er berechnet sich aus der Summe von Bruttostromerzeugung und Stromimportsaldo und beinhaltet die PSW-Erzeugung.

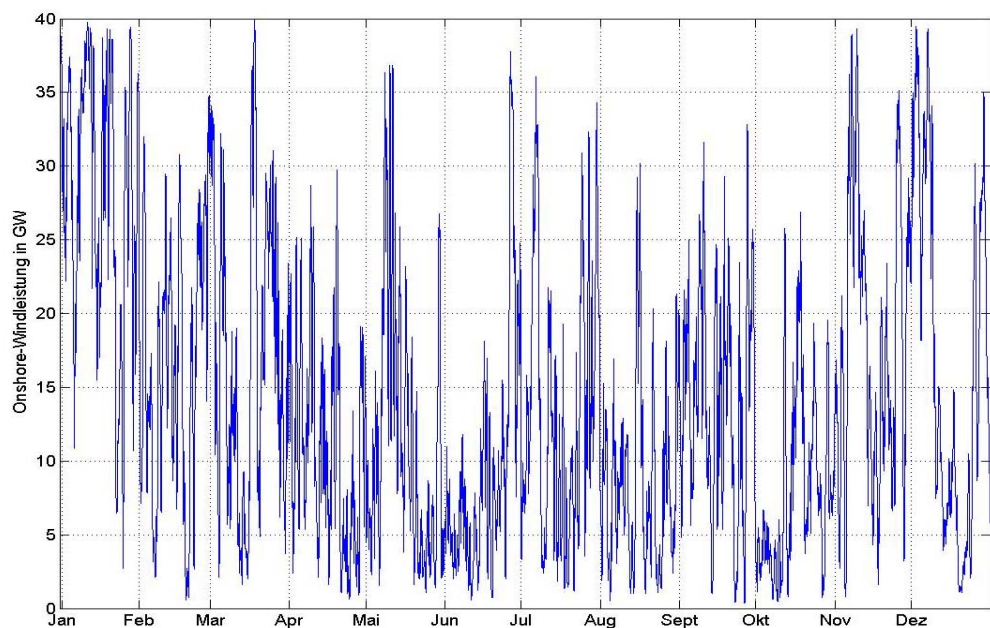
3.2.2 Regionale Verteilung der installierten Kapazität

Aufgrund der örtlich unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten müssen Annahmen über die regionale Verteilung der Windkraftanlagen getroffen werden. Die Verteilung der onshore installierten Windleistung wird gemäß den in der dena-Netzstudie 1 (DENA, 2005) ermittelten Ausbaupotentialen vorgenommen. Bezüglich der offshore Windkapazität gibt das BEE Szenario eine Leistung von 10 GW vor. Derzeit sind ca. 7,4 GW genehmigt. Für die Verteilung der noch fehlenden 2,6 GW werden die Standortbedingungen und die Anzahl der beantragten Flächen in den Regionen berücksichtigt, womit von einem Zubau von 2 GW in der Ostsee und 8 GW in der Nordsee ausgegangen wird.

3.2.3 Anlagenmodell

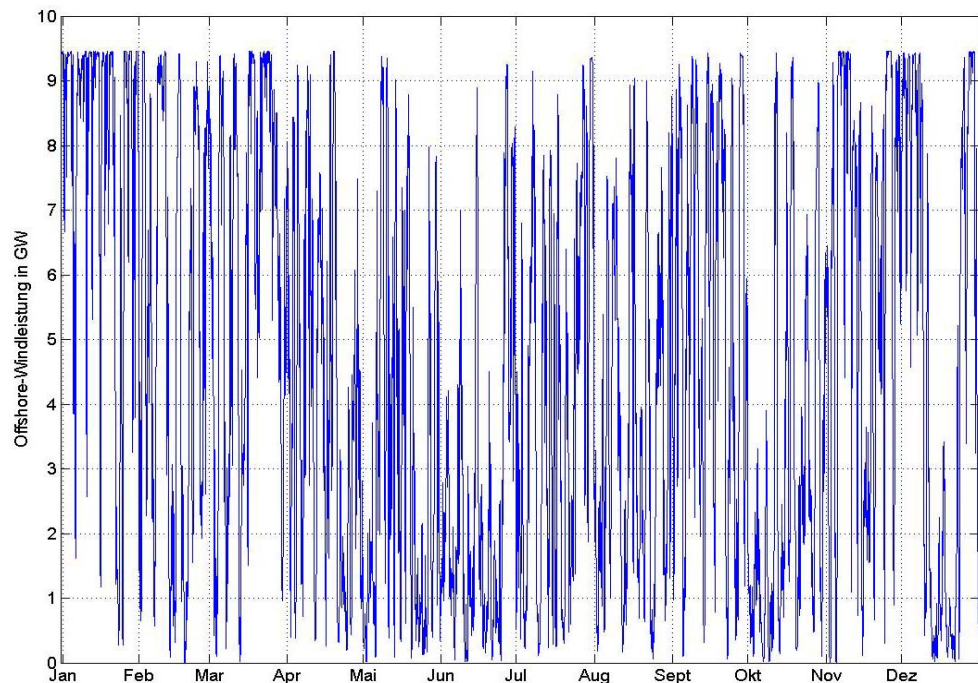
Die so genannte „Leistungskennlinie“ einer Windkraftanlage gibt an, welche Leistung diese bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit erzeugt. Die Kennlinien unterscheiden sich je nach Hersteller und Anlagenauslegung. Die Anlagenauslegung richtet sich nach Standortbedingungen. Es werden daher zwischen Kennlinien für die Leistungsabgabe von Windparks im Binnenland, an der Küste (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern) und Offshore unterschieden. Es wird eine Korrektur der Kennlinien durchgeführt um den Effekt von Schwankungen der Windgeschwindigkeit unterhalb der räumlichen und zeitlichen Auflösung zu berücksichtigen („Glättung der Leistungskennlinien“). Ebenso wird ein Korrekturparameter für gegenseitige Abschattungsverluste von Anlagen in Windparks verwendet.

Abbildung 3-1:
Simulierte
Onshore-
Windenergieein-
speisung des
Jahres 2020 in
stündlicher Auflö-
sung (45 GW).
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.



Die simulierte Einspeisung aus Windenergie nach dem BEE-Szenario für das Jahr 2020 ist in Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2 jeweils für Onshore und Offshore in stündlicher Auflösung dargestellt.

Abbildung 3-2:
Simulierte
Offshore-
Windenergieein-
speisung für das
Jahr 2020 in stünd-
licher Auflösung
(10 GW). Quelle:
eigene Berech-
nungen nach BEE-
Szenario.



3.3 Photovoltaik

3.3.1 Meteorologische Daten

Datenbasis für die solare Einstrahlung bilden die vom SODA zur Verfügung gestellten Globalstrahlungsdaten (SoDa, 2009), die aus Satellitenbildern von Meteosat mit dem Verfahren Helioclim-3 berechnet wurden. Für die Simulation wurden Daten mit einer räumlichen Auflösung von 14 km x 14 km verwendet. Zur Berücksichtigung der Leistungseinbußen von Modulen durch Erwärmung werden Temperaturwerte des Deutschen Wetterdienstes (DWD) aus dem LM2-Modell (Schulz et al., 2005) verwendet.

3.3.2 Regionale Verteilung der installierten Kapazität

Die räumliche Verteilung der installierten PV-Kapazität über die EEG-Stammdaten wird für das Jahr 2007 mit einer räumlichen Auflösung nach Postleitzahl abgebildet. Für eine zukünftige räumliche Verteilung wurde in der Studie zur Wertigkeit von PV-Strom für das Jahr 2015 bundeslandspezifisch für eine Leistung von 11,8 GWp bestimmt (Bofinger et al., 2008). Die räumliche Verteilung wird proportional auf die Leis-

tung gemäß dem BEE-Ausbauszenario von 39,5 GWp bezogen (siehe Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Aufteilung der Leistung auf die einzelnen Bundesländer. Quelle: (Bofinger et al., 2008) und (BEE, 2009)

Bundesland	Annahmen PV-Wert in MW _p	Verteilung aus PV-Wert	Annahme BEE-Szenario in MW _p
Schleswig-Holstein	242	2.0 %	810
Hamburg	149	1.3 %	499
Niedersachsen	686	5.8 %	2.297
Bremen	57	0.4 %	190
Nordrhein-Westfalen	2.582	21.9 %	8.644
Hessen	870	7.4 %	2.912
Rheinland-Pfalz	812	6.9 %	2.718
Baden-Württemberg	2.138	18.1 %	7.157
Bayern	2.484	21.1 %	8.316
Saarland	211	1.8 %	706
Berlin	290	2.5 %	971
Brandenburg	220	1.9 %	736
Mecklenburg-Vorpommern	148	1.3 %	496
Sachsen	491	4.2 %	1.643
Sachsen-Anhalt	216	1.8 %	723
Thüringen	203	1.7 %	680
SUMME	11.784	100%	39.500

3.3.3 Anlagenmodell

Zur Berechnung der Einstrahlung auf Modulebene wurde erst der diffuse Anteil der Solarstrahlung mit dem Orgill-Hollands Modell (Bofinger et al., 2008) bestimmt. Damit wurde die Einstrahlung auf Modulebene mit dem Modell von Klucher (Schulz et al., 2005) berechnet.

Als Modultyp werden Standard-Polykristalline-Module zu Grunde gelegt. Es wurde mit Hilfe der HGB Modell (DWD, 2009) in Abhängigkeit der Einstrahlung auf Modulebene und der Temperatur simuliert. Für den Wechselrichter wurde Standard-Wechselrichter zu Grunde gelegt und mit dem Schmid-Modell (VDI, 2005) simuliert.

Für die installierten PV-Anlagen wurden Annahmen zur Struktur des Anlagenparks für das Jahr 2007 und 2020 getroffen. Dabei wurde eine Aufteilung im Hinblick auf die Ausrichtung, die Installation und die Anlagengröße angenommen.

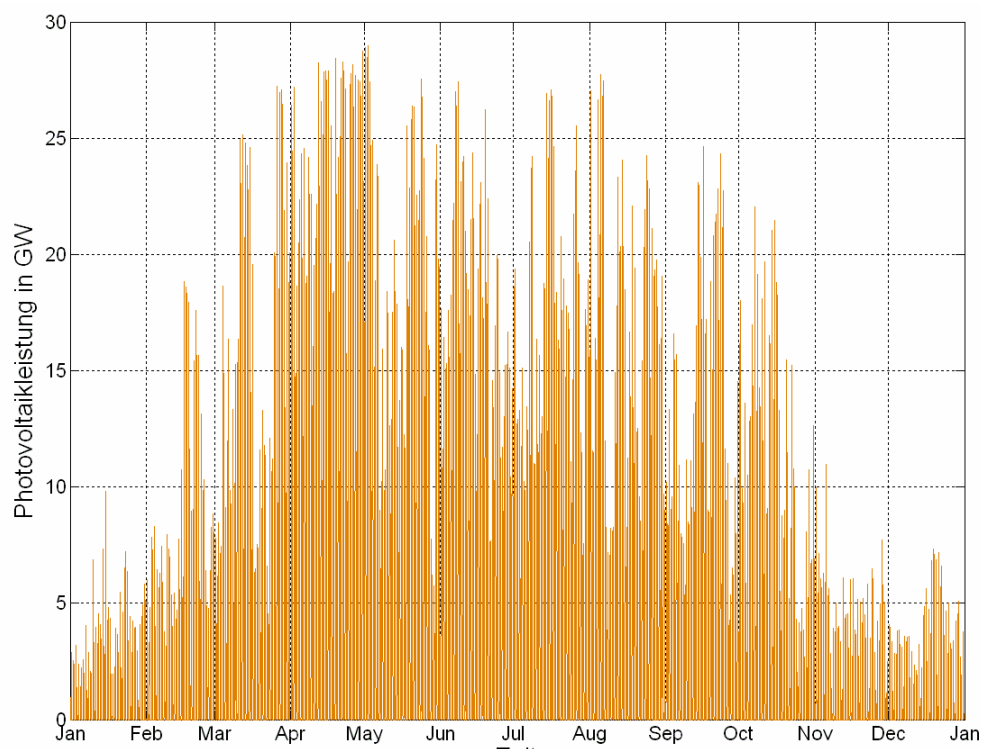
Tabelle 3-2 zeigt die Struktur des Anlagenparks und die prozentualen Anteile, wie sie in der Studie zur Wertigkeit des PV-Stroms (Bofinger et al., 2008) für die Jahre 2005 und 2015 angenommen wurden. Diese Struktur wurde in dieser Studie für die Jahre 2007 bzw. 2020 übernommen. Um die Ausrichtungs- und Neigungsklassen in der Simulationsrechnung zu integrieren wurde eine zweidimensionale Gauß-Verteilung (Azimutwinkel, Neigungswinkel) gebildet (siehe Nogramm in Bofinger et al., 2008).

Tabelle 3-2: Verteilung der PV-Anlagen auf verschiedenen Montagearten. Quelle: (Bofinger et al., 2008) und (BEE, 2009)

Klassen	Anteil an der installierten Leistung	
	2007	2020
Ausrichtung		
Nachgeführt	0,1%	5,0%
Südanlagen (maximal 10% Minderertrag pro Jahr)	90%	80%
Restliche Ausrichtungen	9,9%	15,0%
Installation		
Freifläche	10%	10%
Flachdach (aufgeständert)	25%	25%
Aufdach (geneigt)	63,9%	54,0%
Dachintegriert	1%	10%
Gebäudeintegriert / Fassade (Neigung > 70°)	0,1%	1,0%
Anlagengröße		
Nennleistung P < 5 KW	40%	40%
5 KW ≤ P ≤ 100 KW	40%	30%
P > 100 KW	20%	30%

In Abbildung 3-3 ist die simulierte Einspeiszeitreihe von PV-Strom nach dem BEE-Szenario für das Jahr 2020 in stündlicher Auflösung dargestellt.

Abbildung 3-3: Simulierte PV-Einspeisung für das Jahr 2020 in stündlicher Auflösung (39,5 GW). Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



3.4 Laufwasserkraft

3.4.1 Regionale Verteilung der installierten Kapazität

Die geographische Verteilung der installierten Kapazität entspricht den Standorten der deutschen Laufwasserkraftwerke mit einer instal-

lierten Leistung größer 1 MW im Jahr 2004. Eine Modellierung des Anteils der Kleinwasserkraft wurde für diese Studie nicht vorgenommen.

3.4.2 Meteorologische Daten

Für die Standorte der Wasserkraftanlagen werden die tagesmittleren Wasserdurchflussraten an den nächstgelegenen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter von Bund und Ländern verwendet. Signifikante Schwankungen des Durchflusses treten vornehmlich auf der Skala von Tagen auf, insofern wurde die stündliche Auflösung durch einfache Interpolation der Tagesmittelwerte erhöht.

3.4.3 Anlagenmodell

Die Leistungsabgabe eines Wasserkraftwerks wächst zunächst mit zunehmendem Wasserdurchfluss durch die Turbine bis zur Nennleistung an, bei weiter steigendem Durchfluss tritt jedoch ein Leistungsrückgang auf Grund von bei hohen Durchflussraten deutlich abnehmenden Fallhöhen auf. Abbildung 3-4 zeigt die Wasserkrafteinspeisung.

Abbildung 3-4:
Simulierte Wasserkraft-Einspeisung für das Jahr 2020 in stündlicher Auflösung (6.5 GW). Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Die installierte Leistung der simulierten Anlagen, die 90% der Stromerzeugung aus Wasserkraft repräsentiert, wird so skaliert, dass sich die Jahresarbeit für 2020 zuzüglich 11% gemäß der Abweichung des meteorologischen Jahres 2007 von der im Normaljahr möglichen Erzeugung aus Wasserkraft ergibt. Für 2020 entspricht dieses Verfahren einer Erhöhung der installierten Leistung an den Standorten des Jahres 2007, also einem ausschließlichen „Repowering“. Der Anlagenneubau an neuen, bisher ungenutzten Standorten wird nicht simuliert, da hierzu Angaben über rechtlich zulässige Standorte nötig wären. Tendenziell

stellt dieses Verfahren eine pessimistische Annahme bezüglich der Fluktuation der Wasserkrafteinspeisung dar, da Ausgleichseffekte die zukünftig durch eine größere räumliche Verteilung des Wasserkraftwerksparks auftreten können, nicht berücksichtigt werden.

3.5 Bioenergie

3.5.1 Gruppierung des Anlagenbestandes

Um die elektrische Einspeisung der Bioenergie nachzubilden wurde zwischen Anlagen mit konstanter Stromeinspeisung (feste Biomasse für Altholzkraftwerke, Anlagen, die mit biogenem Abfall betrieben werden, Biogasanlagen mit Vor-Ort Verstromung und Klär und Deponiegasanlagen) und Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, deren Stromeinspeisung durch die Wärmeerzeugung vorgegeben wird (feste Biomasse für ORC-Anlagen u.a., Biomethan-Blockheizkraftwerke, Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke) unterschieden. Die Aufteilung der Stromerzeugung zwischen diesen Biomasse-Brennstoffen nach BEE Vorgabe ist in Tabelle 2.3 dargestellt.

Tabelle 3-3: Gruppierung der Biomasse nach dem BEE-Szenario 2020 orientiert an (Nitsch et al., 2009). Quelle: (BEE, 2009)

	Stromerzeugung [TWh/a]	Installierte Leistung [MW]	Volllaststunden [h/a]	Technische Verfügbarkeit
Biogener Abfall stromgeführt	4,25	1063	4000	46 %
Feste Biomasse stromgeführt	7,14	926	7709	88 %
Feste Biomasse wärmegeführt	7,36	1227	6000	88 %
Biogas stromgeführt	14,20	1842	7709	88 %
Biogas wärmegeführt	17,00	3400	5000	95 %
Klär-/Deponiegas stromgeführt	2,06	268	7709	88 %
Pflanzenöl wärmegeführt	2,28	456	5000	95 %

Die Gruppe der Biogas- Klär- und Deponiegas- sowie Pflanzenölanlagen sind technisch prinzipiell in der Lage lastabhängig regelbar Strom einzuspeisen. Dadurch wären Erneuerbare Energien selbst in der Lage einen Anteil zur ihrer Integration beizutragen. Das derzeit gültige EEG legt aufgrund der Vergütungsregelung keinen Anreiz für eine lastabhängige Einspeisung. Um dieses Potenzial zu erschließen, müssten andere politische Rahmenbedingungen gesetzt werden.

Der Teil der stromgeführten Kraftwerke mit konstanter Einspeisung wird unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit als eine Band-

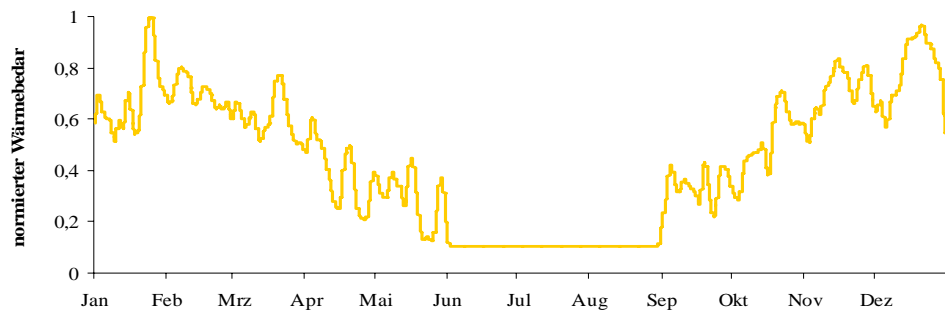
last in die Lastdeckung integriert. Für den Teil der wärmegeführten Biomasse wird die Einspeisung entsprechend des Wärmebedarfs generiert.

3.5.2 Anlagenmodell für den wärmegeführten Betrieb

Die Stromeinspeisung der wärmegeführten Anlagen wird durch die benötigte Wärmeerzeugung vorgegeben. Zur Bestimmung der notwendigen Wärmeerzeugung wird der Raumheizungsbedarf nach der Gradtagszahlmethode (VDI, 2002) berechnet. Datenbasis bilden die DWD-Temperaturdaten in 2 m Höhe mit einer räumlichen Auflösung von 14 x 14 km und einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde.

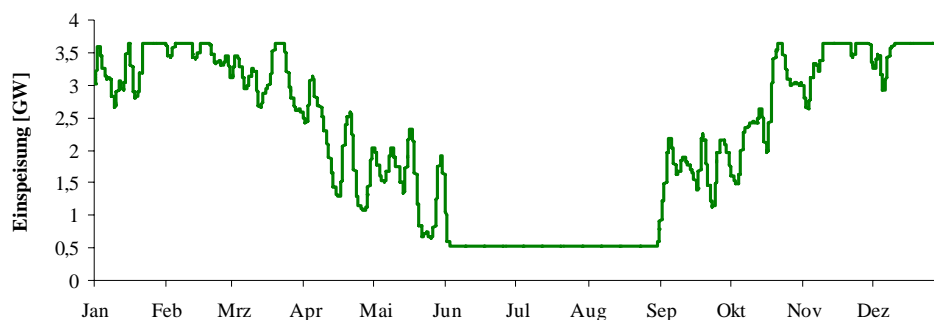
Die Tagesmittelwerte für den Raumheizungsbedarf werden zur Ermittlung des Raumheizungslastgangs verwendet. Dieser wird durch eine Faltung mittels einer Normalverteilung mit einer mittleren Standardabweichung der Temperaturschwankungen innerhalb Deutschland geglättet. Des Weiteren wird der von der Außentemperatur unabhängige Wärmebedarf für Warmwasser und Niedertemperatur-Prozesswärme nach (Nitsch et al., 2009) berücksichtigt. Der so ermittelte Wärmelastgang ist in Abbildung 3-5 dargestellt.

Abbildung 3-5:
Normierter
Wärmelastgang
des Jahres 2020 -
basierend auf
dem Jahr 2007
(temperaturberei-
nigt). Quelle:
eigene Berech-
nungen nach BEE-
Szenario.



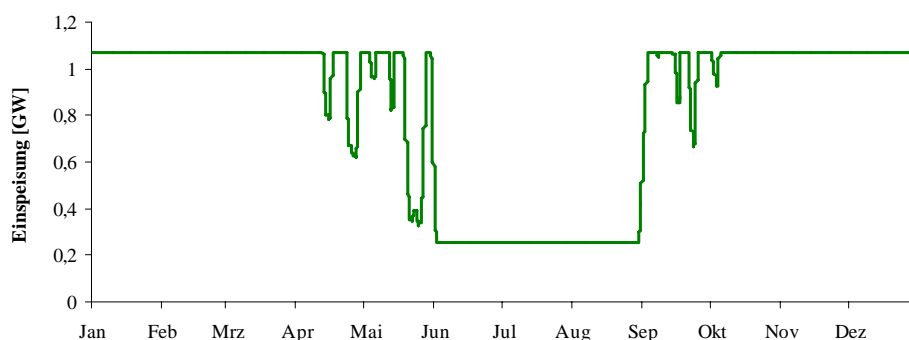
Der Wärmebedarf wird in den durch KWK-Anlagen gedeckten und den durch Spitzenlastkessel gedeckten Teil aufgeteilt, wobei eine Volllaststundenzahl von 5000 h/a zu Grunde gelegt. Ein derart gebildeter und auf die Jahreshöchstlast normierter Wärmelastverlauf wird als Basis für das Einspeiseverhalten der KWK-Anlagen verwendet. Die simulierte Einspeisung wärmegeführter flexibler Bioenergieanlagen unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit ist in Abbildung 3-6 dargestellt.

Abbildung 3-6:
Simulierte Einspeisung wärmegeführter Biomethan- und Pflanzenöl-BHKW des Jahres 2020 in stündlicher Auflösung (3,9 GW) (temperaturbereinigt). Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Für wärmegeführte Feste-Biomasse-Anlagen wird angenommen, dass diese im Teillastbetrieb durch Anpassung der Brennstoffzufuhr den Wärmelastverlauf decken. Dabei werden Wirkungsgradverluste berücksichtigt. Die Anlagen werden im Vergleich zu BHKW auf höhere Volllaststunden ausgelegt. Die so ermittelte Einspeisung von wärmegeführten Anlagen mit fester Biomasse unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit ist in Abbildung 3-7 dargestellt.

Abbildung 3-7:
Simulierte Einspeisung wärmegeführter Feste-Biomasse-Anlagen des Jahres 2020 in stündlicher Auflösung (3,9 GW) (temperaturbereinigt). Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



3.6 Geothermie

3.6.1 Gruppierung des Anlagenbestandes

Der Ausbau des wärmegeführten Anlagenbestandes ist begrenzt und direkt abhängig von dem Zusammentreffen von geothermischer Lagerstätte und Wärmesenke an einem Ort. Vereinfacht wird ein Anteil von 50 % wärmegeführten und 50 % stromgeführten Anlagen bezüglich der Jahresarbeit angenommen. Die Gruppierung ist in Tabelle 2 4 dargestellt.

Tabelle 3-4: Gruppierung der Geothermie nach dem BEE-Szenario 2020 orientiert an (Nitsch et al., 2009). Quelle: (BEE, 2009)

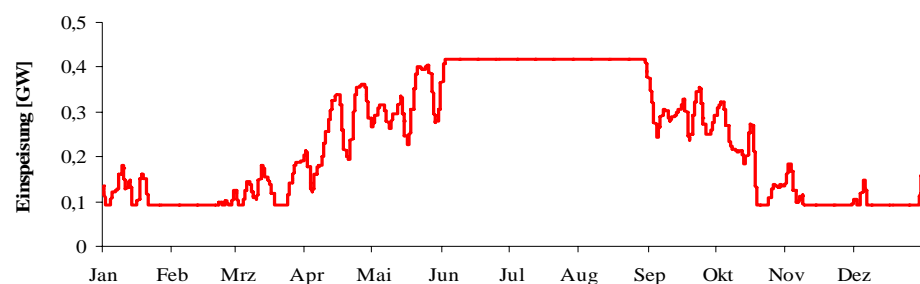
	Stromerzeugung [TWh/a]	Installierte Leistung [MW]	Volllaststunden [h/a]	Technische Verfügbarkeit
Geothermie stromgeführt	1,875	238	7884	90 %
Geothermie wärmegeführt	1,875	417	4500	90 %

3.6.2 Anlagenmodell - wärmegeführter Betrieb

Die Wärmelastdeckung von Geothermieanlagen ist anders strukturiert als die KWK von Heizkraftwerken. So wird direkt das Thermalwasser zur Wärmebereitstellung genutzt. Ein Teil der Wärme kann dem Thermalwassermassenstrom trotz Kondensationsbetriebs der Turbine entnommen werden. Zusätzlich kann je nach Verschaltung von Kraftwerk und Heizwerk der Massenstrom geteilt und direkt dem Fernwärmekreislauf zugeführt werden. In diesem Sinn kann die Wärmelastdeckung der Geothermie nicht als KWK bezeichnet werden. Der Thermalwassermassenstrom wird im Jahresverlauf konstant gehalten. Wärmegeführte Anlagen können den Anteil der Verstromung aufgrund der hohen Teillastverträglichkeit der ORC- und Kalinaprozesse gut variieren (Hueniges, 2006).

Der Anlagenbestand der wärmegeführten Geothermiekraftwerke ist heterogen. Um das grundsätzliche Einspeiseverhalten wiederzuspiegeln wird ein repräsentatives Modellkraftwerk simuliert, das sich an der Verschaltung des Kraftwerkes Neustadt-Glewe orientiert (Köhler, 2005). Das in Abbildung 3-5 dargestellte Lastprofil wird als Basis für den Wärmebedarf verwendet. Für die geothermische Quelle wird eine durchschnittliche Temperatur von 130 °C angenommen. Die installierte elektrische Leistung des Kraftwerks ist auf den Sommerwärmebedarf ausgelegt. Für die Heizperiode wird angenommen, dass der zusätzliche Wärmebedarf durch Wärmeauskopplung (Teilung des Thermalwasserstroms) gedeckt wird und nicht mehr einer Verstromung zur Verfügung steht. Aus diesem Grund müssen Wirkungsgradverluste beim Teillastbetrieb berücksichtigt werden. Die so ermittelte Einspeisung unter Berücksichtigung der technischen Verfügbarkeit ist in Abbildung 3-8 dargestellt.

Abbildung 3-8:
Simulierte Einspeisung wärmegeführter Geothermieanlagen des Jahres 2020 in stündlicher Auflösung (0,4 GW) (temperaturbereinigt). Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



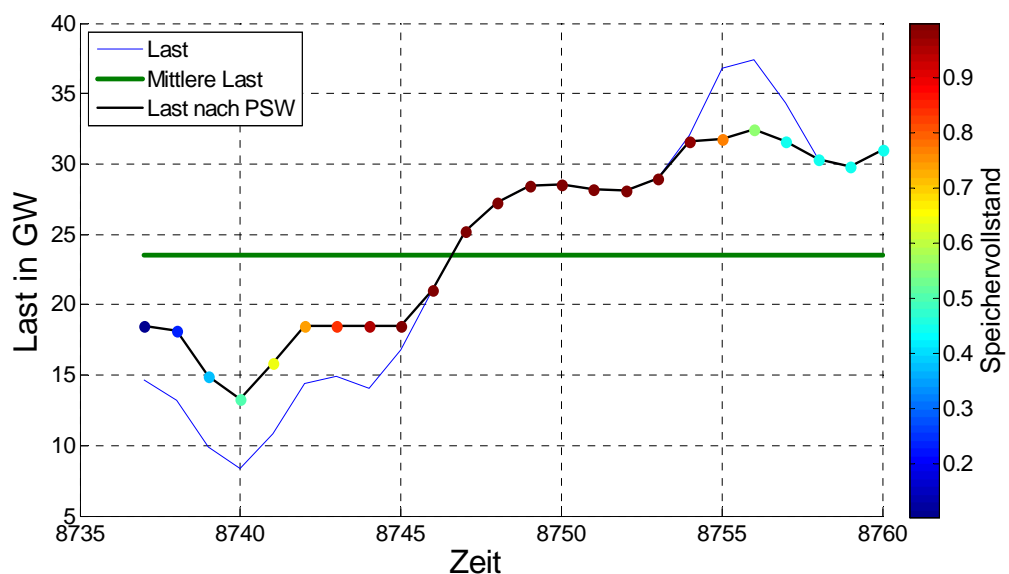
3.7 Pumpspeicherwerke (PSW)

Pumpspeicherwerke können für Systemdienstleistungen oder die sog. Lastverschiebung eingesetzt werden. Nach Vorgabe des BEE wird angenommen, dass im Jahr 2020 50 % der PSW im Bereich der Lastver-

schiebung (d.h. Leistungsfluktuationsausgleich, Lastglättung) eingesetzt werden. Die anderen 50% werden zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (vor allem Sekundärregelleistung VDE, 2009) genutzt, die hier nicht betrachtet werden. Für den Einsatz in der Lastverschiebung stehen demgemäß für die Gesamtpumpleistung 5 GW sowie für die Gesamtturbinenleistung 5 GW zur Verfügung. Die Fahrweise der Pumpspeicherwerke wird vereinfachend „aggregiert“ simuliert. Die angenommene Speicherkapazität beträgt 8 Volllaststunden. Es wird ein Speicherwirkungsgrad von 76% angenommen (86% Wirkungsgrad der Pumpen, 88% Wirkungsgrad der Turbinen), was realen PSW entspricht (VDE, 2009).

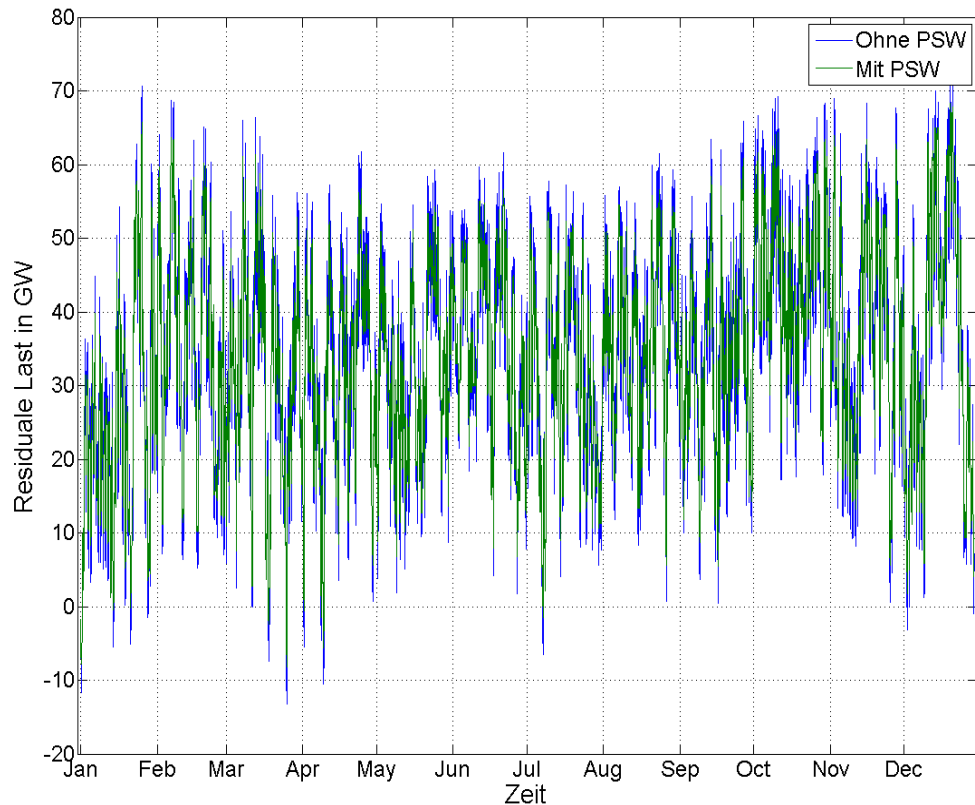
In Abbildung 3-9 ist der Simulationsansatz des Pumpspeichermodells dargestellt. Das übergeordnete Ziel des Pumpspeichers ist die Lastglättung, d.h. die Verschiebung von Lastspitzen in Lasttälern. Hierbei werden die wichtigsten Parameter eines Pumpspeichers berücksichtigt: die Leistungsgrößen, die Wirkungsgrade und die Speicherkapazität. Die Priorität für den Einsatz des PSW in der Lastglättung ist durch eine lastabhängige Preisfunktion gegeben (extreme Werte werden zuerst ausgeglichen), wobei der PSW ebenso kleinere Lastschwankungen ausgleichen soll. Der optimale Fahrplan ist unter Berücksichtigung dieser Voraussetzungen iterativ über einen Zeithorizont von 72 Stunden (Zeithorizont der DWD Vorhersage) mit Hilfe eines Simplex-Optimierungsalgorithmus bestimmt.

Abbildung 3-9:
Prinzip der Simulation der aggregierten Pumpspeicherwerke. Quelle: eigene Darstellung.



In Abbildung 3-10 ist die Last vor und nach Einsatz der Pumpspeicherwerke über das ganze Jahr dargestellt. Der Vergleich diesen zwei Zeitreihen verdeutlicht ihren Glättungseffekt auf die Last.

Abbildung 3-10:
Residuale Last
ohne und mit
Einsatz von Pump-
speicherwerken.
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.



3.8 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; auch um den Ausbau von erneuerbaren Energien zu fördern. In der Leitstudie 2009 werden für das Jahr 2030 ein inländischen EE-Anteil von 64% ein EE-Stromimport von ca. 41 TWh bei einer Importkapazität von 7,7 GW angenommen (Nitsch et al., 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 (nach Abbildung 3-12 betrug die maximale Übertragungsleistung 2004 für den Import ca. 16 GW, für Export ca. 18 GW). Abweichend vom BEE-

Szenario werden lediglich 20 TWh Ex- und Import zugelassen. Es wird angenommen, dass dieser begrenzte Import / Export lastabhängig in Blöcken von 8 Stunden geschehen kann. Falls der Mittelwert der Last über 8 Stunden den Jahresmittelwert der Last überschreitet, wird mit einer Kapazität von bis zu 10 GW exportiert, um die Residuallast dem Jahresmittelwert anzugleichen. Unterschreitet der 8-stündige Mittelwert den Jahresmittelwert, so wird in gleichem Maße importiert.

Es greifen also 3 Begrenzungen in der Simulation von Import / Export: Die Jahresmengen sind begrenzt auf 20 TWh; die Leistungsblöcke können eine maximale Leistung von 10 GW belegen und haben eine Mindestdauer von 8 Stunden. Dieser Modellansatz ist in Abbildung 3-11 beispielhaft dargestellt.

Abbildung 3-11: Vereinfachte Darstellung der Import/Export Modellansatz. Quelle: eigene Darstellung.

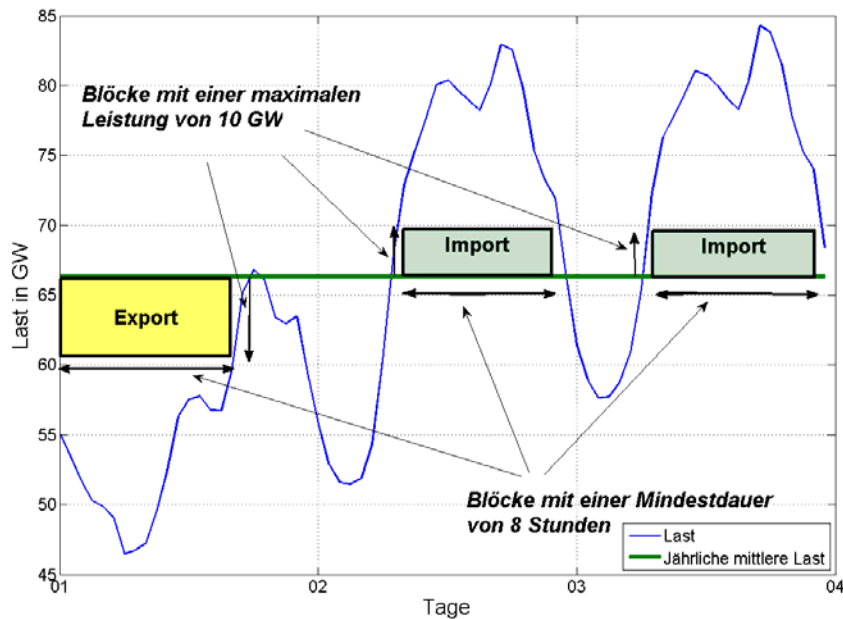
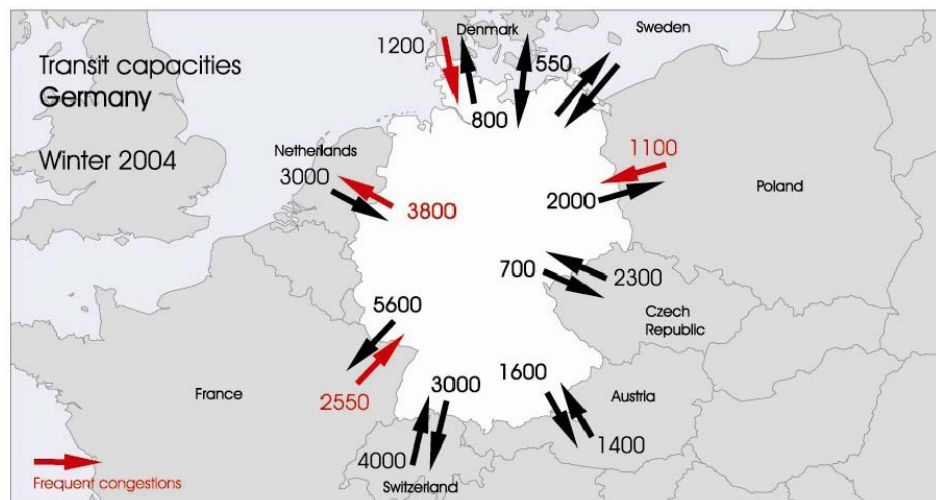


Abbildung 3-12: Übertragungsleistungen für Stromimport und -export 2004 – ca. 18 GW Export und ca. 16 GW Import. Quelle: (Ensslin, 2006).



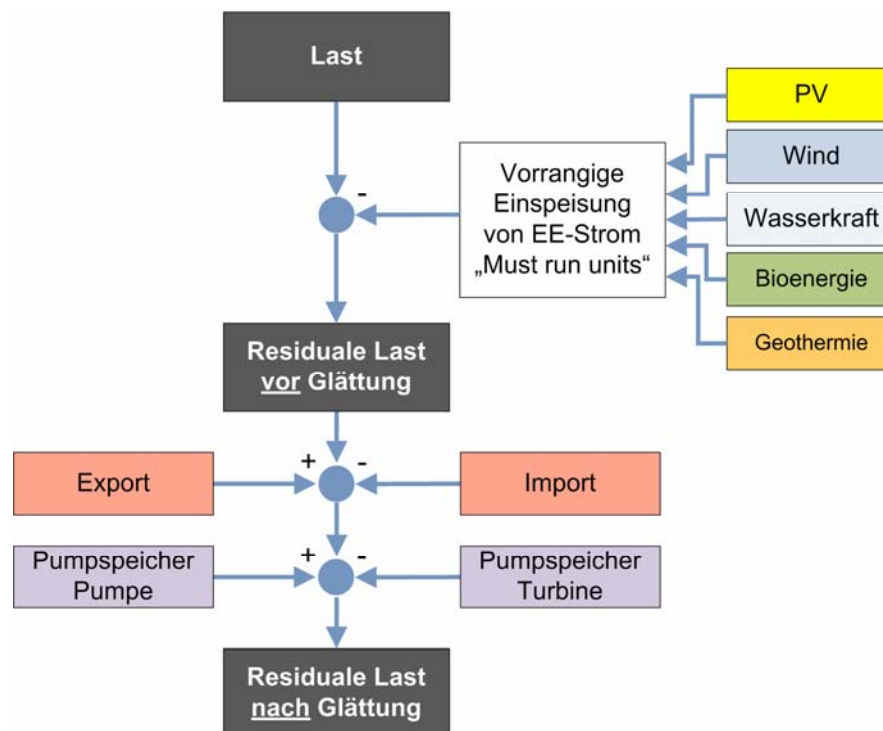
4 Aufbau des Modells SimEE

Zur Erzeugung der Residuallast, die vom konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, wird die in Abbildung 4-1 veranschaulichte Vorgehensweise verwendet.

Von der Lastzeitreihe, die die stündliche Stromnachfrage darstellt, wird zunächst die Erzeugung aus den „nicht gesteuert“ einspeisenden erneuerbaren Energien Wind, Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie und Biomasse abgezogen. Sie sind in dem Sinne „nicht gesteuert“ und werden „voranging eingespeist“, da sie einerseits von meteorologischen und hydrologischen Bedingungen abhängen und andererseits nach aktueller Gesetzeslage einen Vorrang zur Einspeisung gegenüber anderen Stromerzeugungsarten haben. Nach dem Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) wird EE-Strom durch die Netzbetreiber vorrangig abgenommen, übertragen und vergütet (EEG, 2008).

Die Fluktuationen der sich so ergebenden „ungeglätteten“ Residuallast werden durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken sowie Im- und Export im Rahmen der vorgegebenen Begrenzungen durch ein sog. Lastglättungsverfahren ausgeglichen.

Abbildung 4-1:
Aufbau des Modells SimEE –
Simulation der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Quelle: eigene Darstellung.



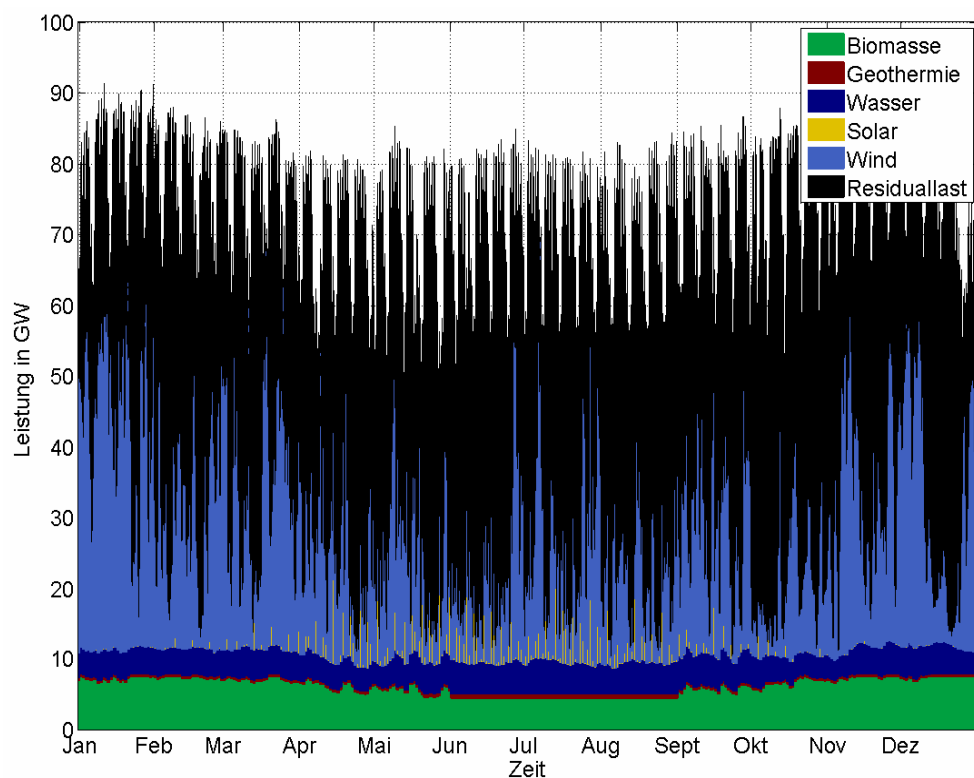
5 Analyse des Beitrages von erneuerbaren Energien zur Lastdeckung

5.1 Charakteristik der stündlichen erneuerbaren Einspeisung und der Residuallast

Im Folgenden werden die Ergebnisse, die sich nach der im vorangehenden Kapitel erläuterten Methodik für die Stromversorgung nach dem BEE-Szenario im Jahre 2020 ergeben, erläutert.

In Abbildung 5-1 sind die Stromerzeugung der verschiedenen erneuerbaren Quellen sowie die Last als Ergebnis der dynamischen Simulation mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde dargestellt.

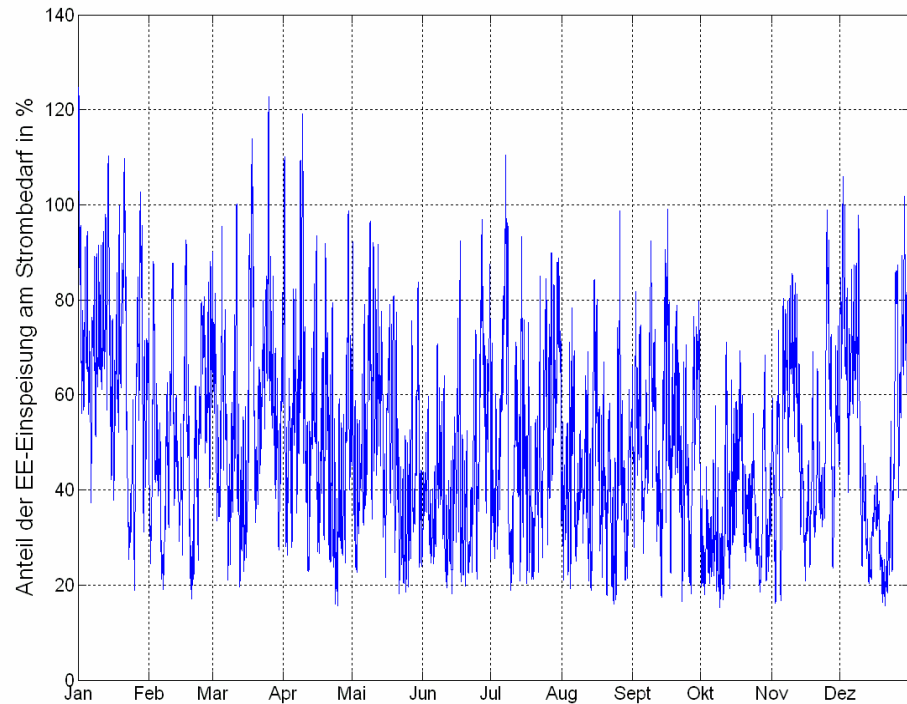
Abbildung 5-1: Simulationsergebnis: stündlicher Verlauf der erneuerbaren Stromerzeugung und der Stromnachfrage (Last (gesamter Bereich) bzw. Residuallast (grau-schwarzer Bereich)). Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Biomasse, Geothermie und Laufwasser speisen relativ konstant im Jahresverlauf ein, während Photovoltaik und Windenergie sehr variabel Strom erzeugen.

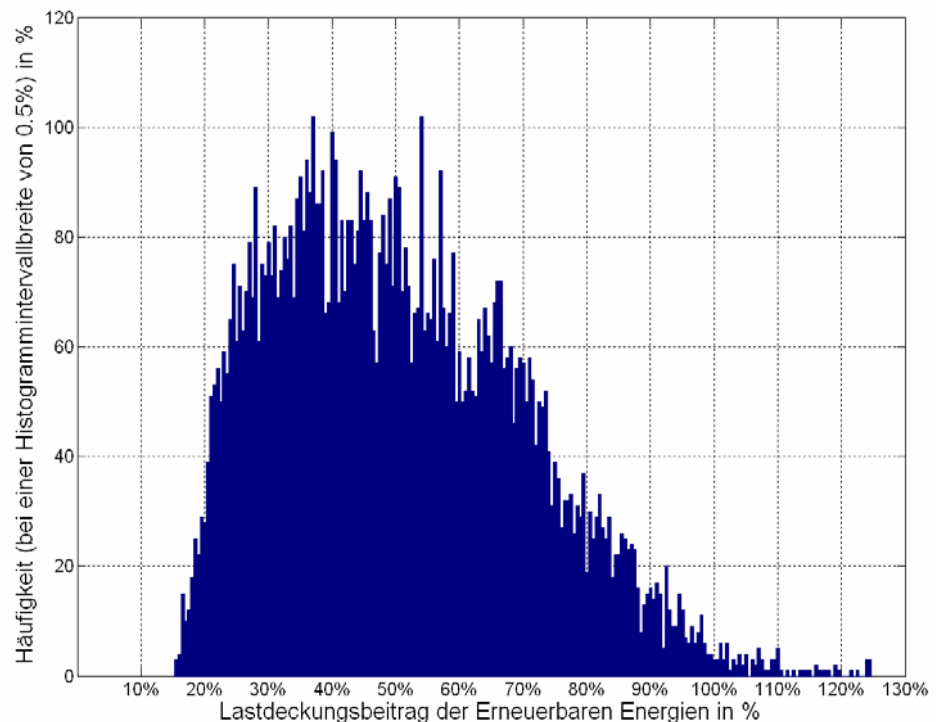
Abbildung 5-2 zeigt den mit Abbildung 5-1 korrespondierenden Beitrag der erneuerbaren Energien zur Strombedarfsdeckung. Der minimale Anteil der erneuerbaren Einspeisung an der Last beträgt 15%, der maximale Anteil beträgt 125%, d.h. es treten bereits bei einem Szenario mit 47% energetischen EE-Anteil an der Stromversorgung Überschüsse in der stündlichen Stromerzeugung zu gewissen Zeitpunkten auf. An 5 Tagen wird in dieser Fallstudie der Strombedarf zu 100% aus erneuerbaren Quellen gedeckt und es treten Überschüsse auf.

Abbildung 5-2:
Stündlicher Anteil
der erneuerbaren
Stromeinspeisung
am Strombedarf
für das Jahr 2020.
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.



In Abbildung 5-3 ist die zugehörige Häufigkeitsverteilung des Lastdeckungsbeitrages dargestellt. 66% aller Werte liegen im Bereich zwischen 30% bis 70%. Die Verteilung hat eine scharf definierte untere Grenze bei 15 % Lastdeckungsanteil, während sie nach rechts hin relativ flach ausläuft. Die Stromeinspeisung aus EE erfolgt demnach zu jedem Zeitpunkt im Jahr, wobei permanent mindestens 15% der schwankenden Stromnachfrage durch EE gedeckt werden können.

Abbildung 5-3:
Histogramm des
stündlichen Last-
deckungsanteils
der erneuerbaren
Energien.
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.

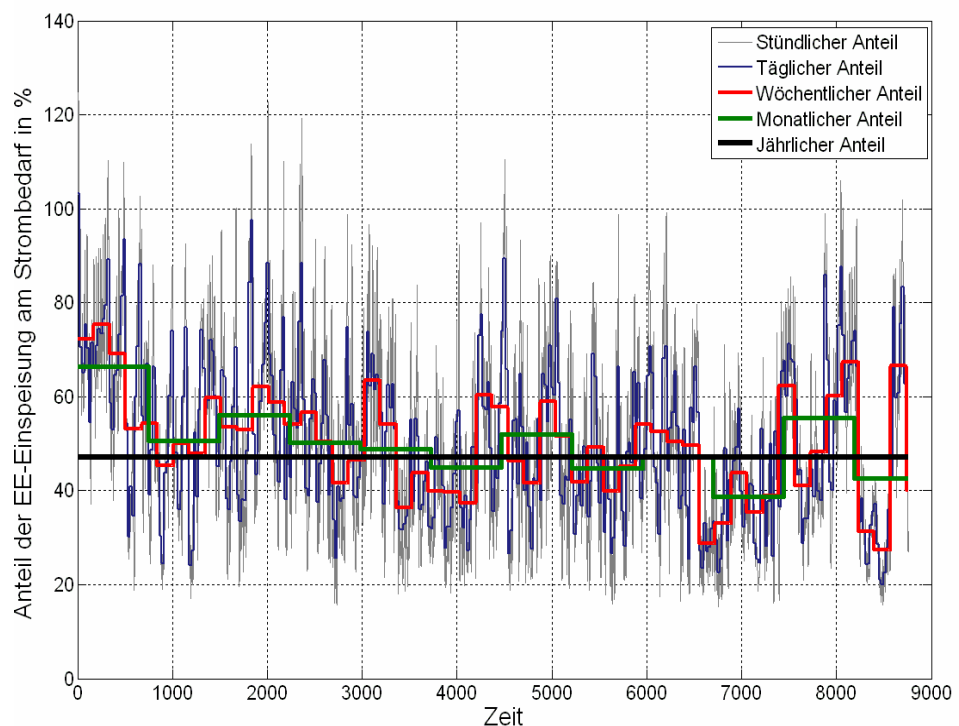


5.2 Charakteristik der monatlichen, wöchentlichen und täglichen erneuerbaren Einspeisung und der Residuallast

Im Jahresverlauf ist die Variabilität der EE-Einspeisung in stündlicher Auflösung für relativ konstante Einspeisung aus Bioenergie, Geothermie und Wasserkraft ersichtlich, für eine Bewertung der schwankenden EE-Einspeisung über längere Zeiträume, v.a. der Wind- und Solarenergie, ist eine gröbere Auflösung in Tagen, Wochen und Monaten hilfreich. Hierzu sind nach diesen Zeitskalen die Anteile der EE-Einspeisung am Strombedarf in Abbildung 5-4 aufgezeigt. Diese werden ergänzend zum vorhergehenden Kapitel 4.1 diskutiert.

Der jährliche Mittelwert von 47% (schwarze Linie) ist deutlich zu erkennen und entspricht dem BEE-Szenario „47%“. Der monatliche Mittelwert (grüne Linie) liegt im Januar besonders hoch, was darauf zurückzuführen ist, dass im Januar 2007 die Windstromeinspeisung hoch war. Die wöchentlichen Schwankungen (rote Linie) sind besonders im letzten Quartal stark ausgeprägt, in dem sie zwischen 20% und 70% Anteilen an der Stromversorgung schwanken. Dies verdeutlicht den Bedarf an Lastglättungsmaßnahmen im wöchentlichen Zeitrahmen.

Abbildung 5-4:
Anteil der erneuerbaren Einspeisung am Stromverbrauch in % nach verschiedenen zeitlichen Auflösungen.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Durch den Wechsel der Betrachtung von einer stündlichen auf eine monatliche Basis werden saisonale Charakteristika der erneuerbaren Stromeinspeisung ersichtlich. Abbildung 5-5 zeigt die monatliche Stromerzeugung der erneuerbaren Energien. Während Strom aus Windkraft besonders in den Wintermonaten mehr zum Strombedarf beiträgt, ist Einspeisung der Photovoltaik im Sommer erhöht. Es handelt sich bei dieser Antikorrelation nicht um eine Besonderheit des meteorologischen Jahres 2007: durch geologische und klimatologische Ge-

gebenheiten ist generell die solare Einstrahlung im Sommer stärker und das Windaufkommen im Winter höher. Die Bioenergie speist in den Sommermonaten auf Grund der Tatsache, dass die Energieproduktion mit der Wärmenachfrage gekoppelt ist, leicht vermindert ein. Saisonal betrachtet folgt demnach prinzipiell die erneuerbare Einspeisung dem Strombedarf. Diese generellen Charakteristika der EE-Einspeisung werden auch in der wöchentlichen Auflösung ersichtlich, wobei die Notwendigkeit für einen Ausgleich der Fluktuationen auf wöchentlicher Basis sehr deutlich wird (Abbildung 5-6).

Abbildung 5-5: Monatliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last).
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.

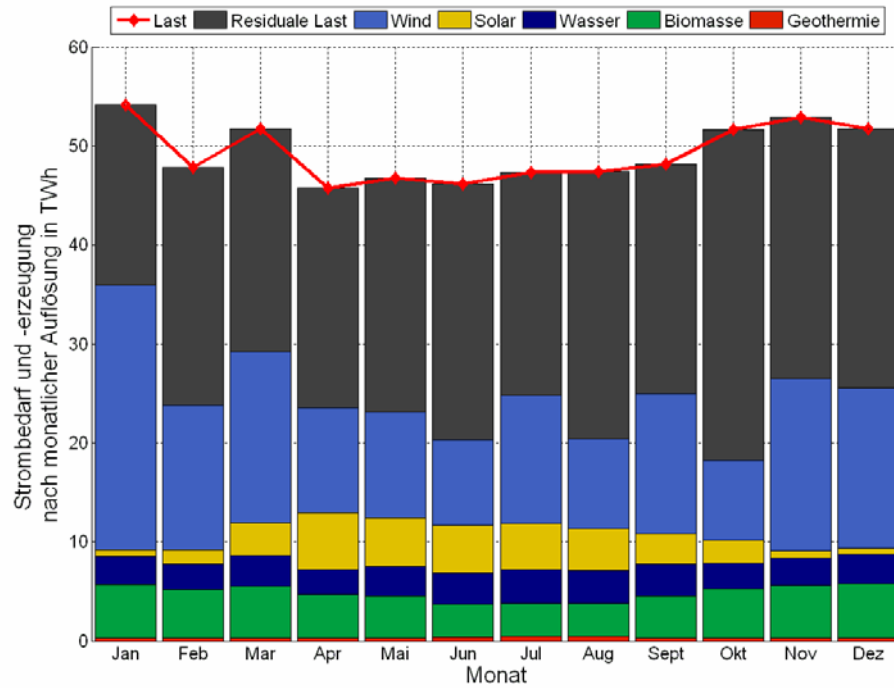
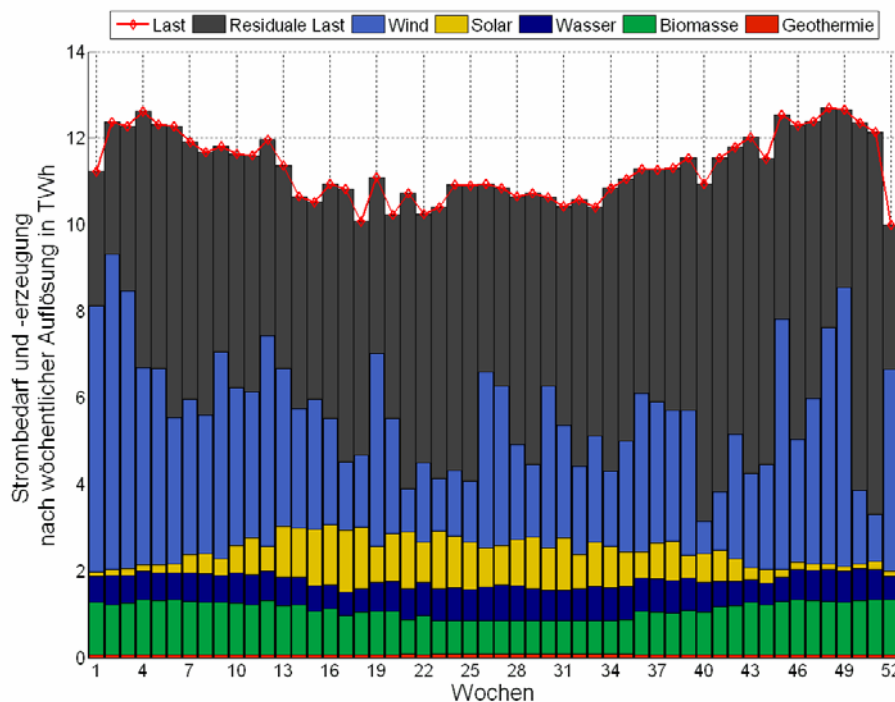
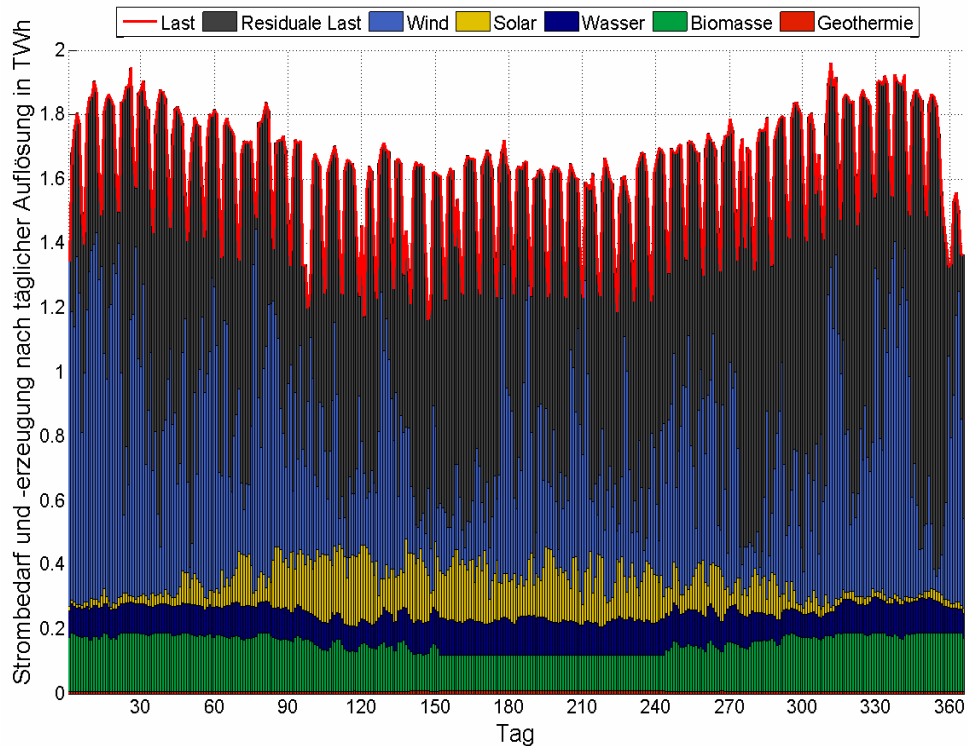


Abbildung 5-6: Wöchentliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last).
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Daraus leiten sich entsprechende Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark (Teillastbetrieb oder Abschalten von Kraftwerken / Kraftwerksblöcken), Langzeitspeicher (z.B. Wasserstoff und/oder erneuerbares Methangas) und Import- und Exportbedarf ab.

Abbildung 5-7:
Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das ganze Jahr (tägliche Mittelwerte).
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Sehr deutlich werden die Fluktuationen und die daraus notwendigen Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark in der täglichen Auflösung von EE-Einspeisung, Strombedarf (Last) und der sich daraus ergebenden Residuallast, die vom konventionellen Kraftwerkspark zu decken ist.

Dafür wird die Einspeisecharakteristik mit täglicher Auflösung, welche in Abbildung 5-7 dargestellt ist, in die 4 Quartale eines Jahres unterteilt, wobei bewusst die Einsatzreihenfolge der EE-Einspeisung geändert abgebildet wird, um die Auswirkungen auf die tägliche Residuallast zu verdeutlichen.

Aus den Abbildungen Abbildung 5-8 bis Abbildung 5-11 wird ersichtlich, dass die EE-Einspeisung an einigen Tagen den Strombedarf nahezu vollständig decken und eine fossile oder nukleare Stromerzeugung stark zurückgefahren werden kann. Dadurch verringert sich einerseits die Einsatzdauer von konventionellen Kraftwerken, was Auswirkungen auf deren Wirtschaftlichkeit hat; und andererseits steigen damit die Anforderungen an deren Regelbarkeit und Flexibilität.

Im BEE-Szenario 2020 mit 47% EE-Anteil an der Stromversorgung wird – ohne Lastglättungsmaßnahmen wie Speichern oder Transport – die Grundlastleistung von 10 GW an 10 Tagen – von 15 GW an 19 Tagen –

von 20 GW an 44 Tagen (6 Wochen) und von 25 GW an 92 Tagen (3 Monaten) im täglichen Mittelwert unterschritten, wobei im Verlaufe eines Tages (stündliche Mittelwerte) oft deutlich häufiger diese Grenzen unterschritten werden.

Abbildung 5-8:
Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das 1. Quartal (tägliche Mittelwerte)
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.

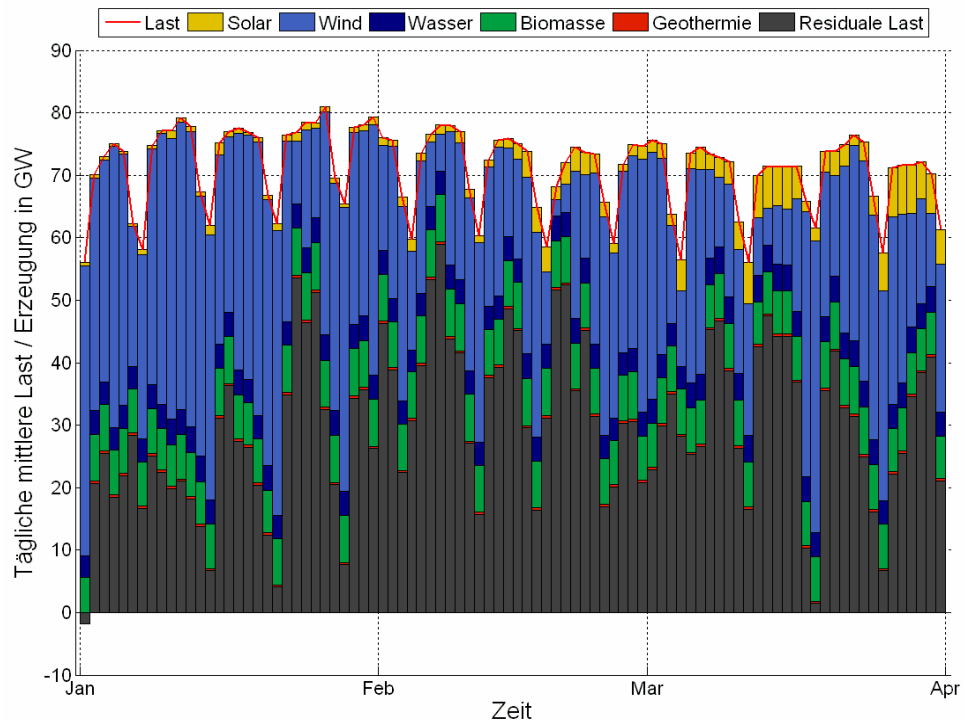


Abbildung 5-9:
Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das 2. Quartal (tägliche Mittelwerte)
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.

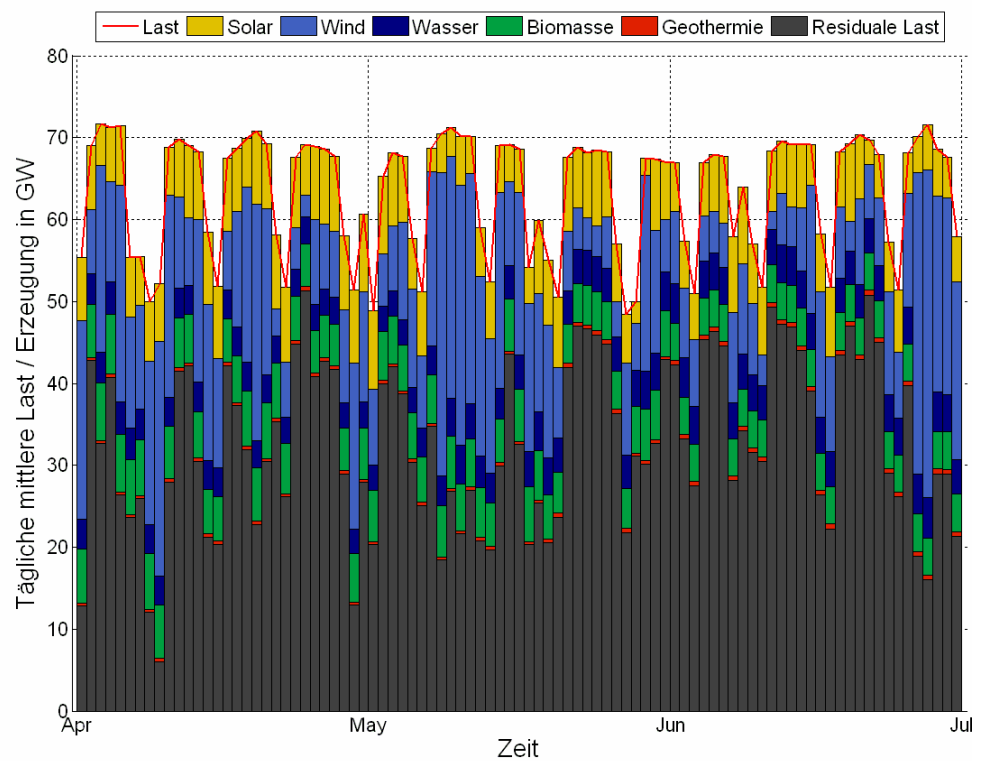


Abbildung 5-10:
Tägliche
erneuerbare
Stromerzeugung,
Residuallast und
Strombedarf (Last)
für das 3. Quartal
(tägliche Mittel-
werte)
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.

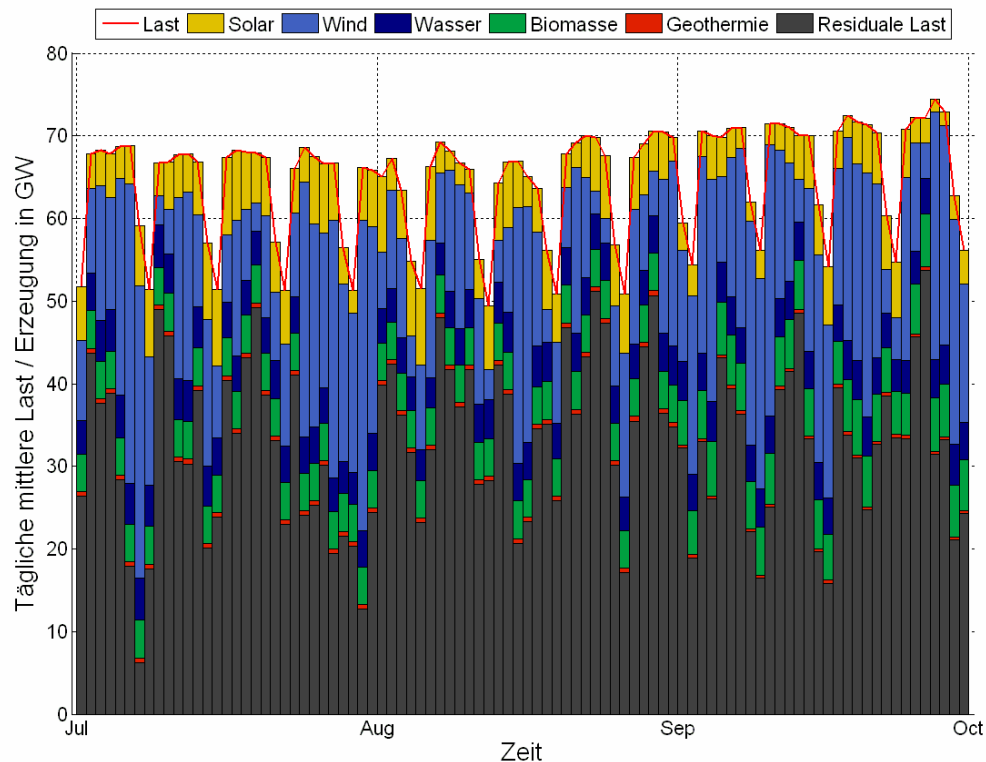
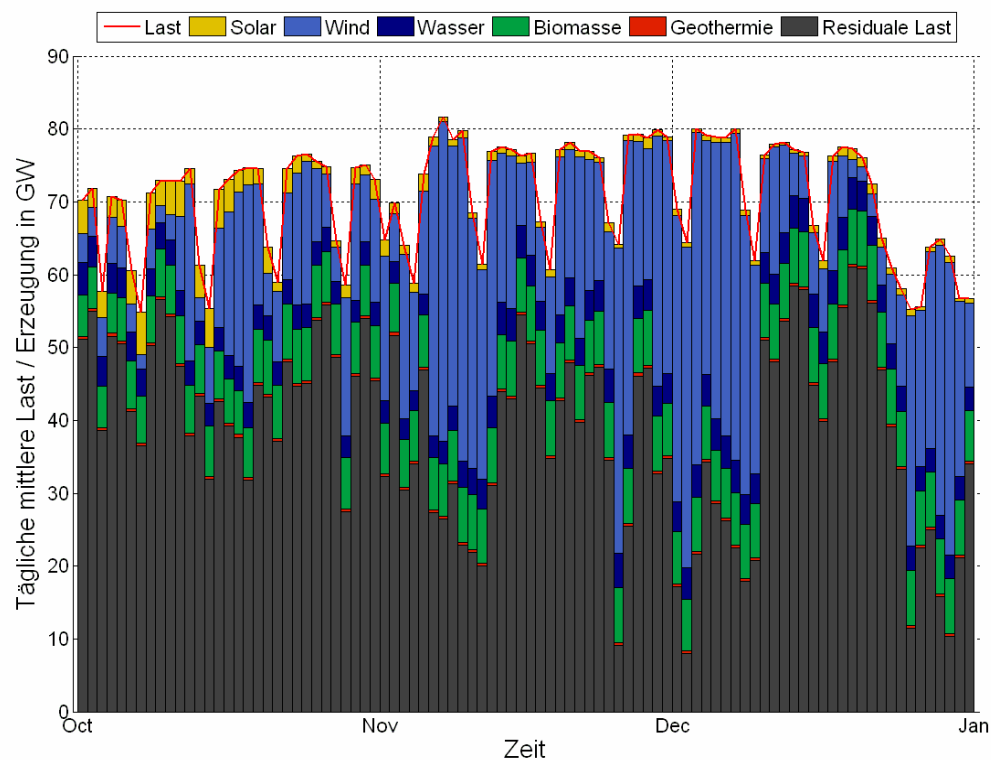


Abbildung 5-11:
Tägliche
erneuerbare
Stromerzeugung,
Residuallast und
Strombedarf (Last)
für das 4. Quartal
(tägliche Mittel-
werte)
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.

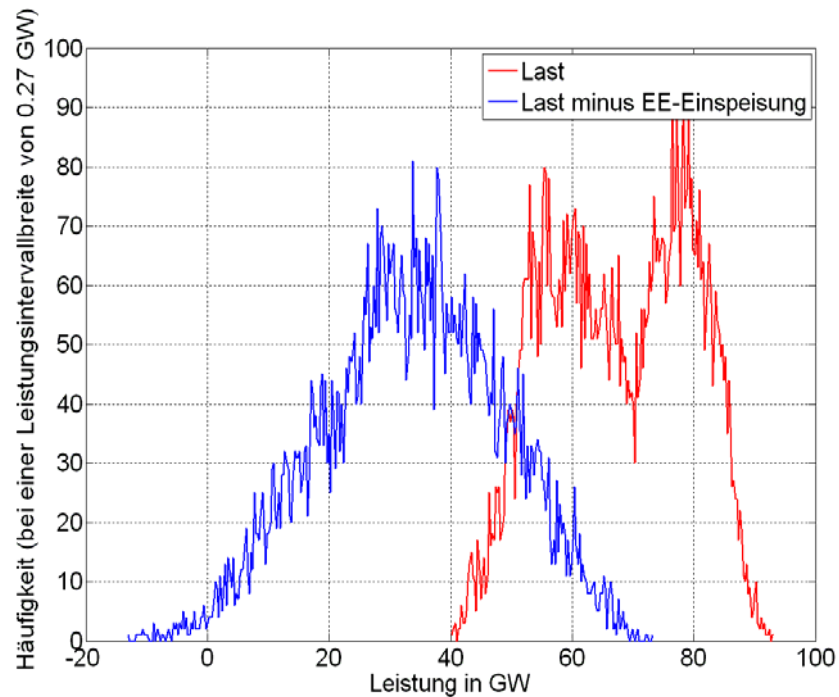


5.3 Einfluss der erneuerbaren Stromerzeugung auf die residuale Last

Die maximal im Jahr auftretende Last wird durch die EE-Einspeisung um 20 GW reduziert (s. Abbildung 5-12). Durch die EE-Einspeisung

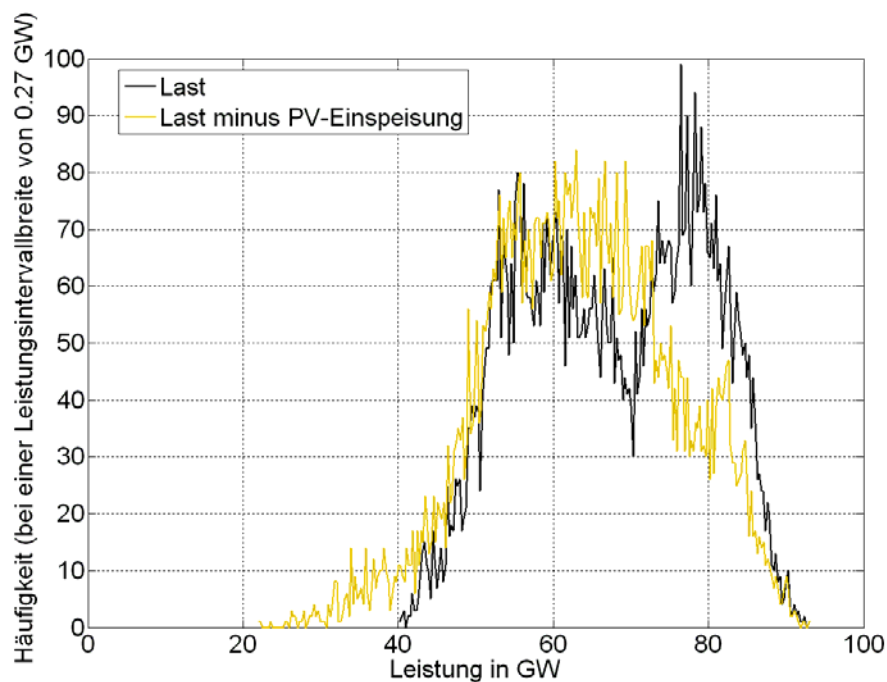
werden die zwei Spitzen in der Last zu einem Peak bei ca. 35 GW. Das Spektrum der auftretenden Leistungen reicht von ca. minus 13 GW (d.h. es tritt ein Leistungsüberschuss auf) bis ca. 73 GW. Die Standardabweichung, die ein Maß für die Schwankungen darstellt, liegt für die Last bei ca. 12 GW, für die Residuallast bei ca. 15 GW.

Abbildung 5-12:
Häufigkeitsverteilung der Last und der Residuallast (als Histogramm mit Intervallbreite 0.27 GW).
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



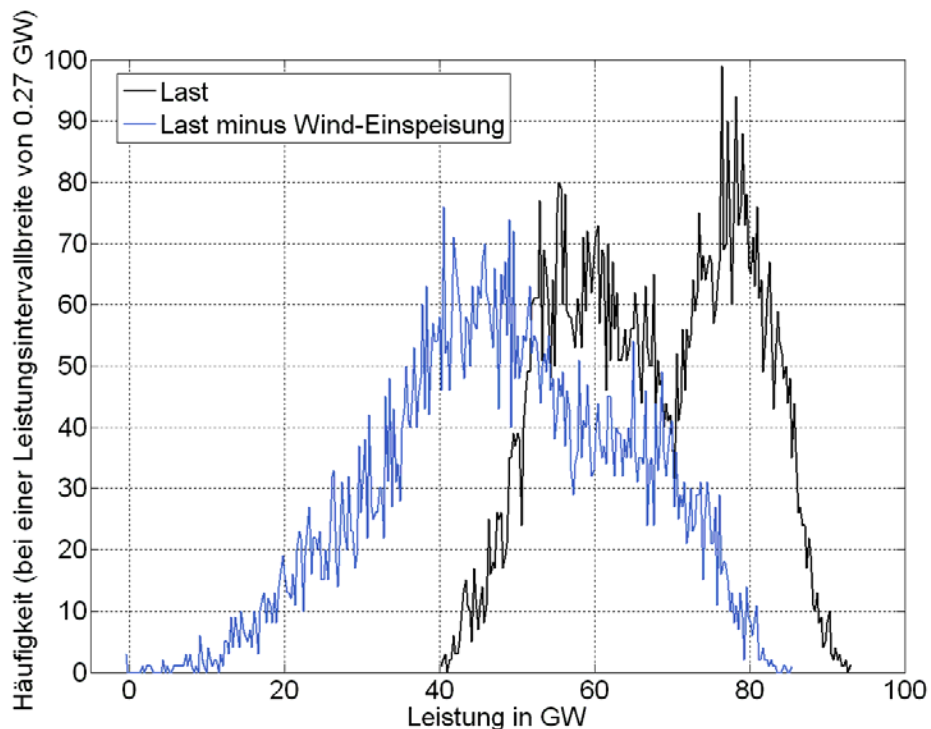
In den Abbildungen Abbildung 5-13 bis Abbildung 5-17 sind die Einflüsse der einzelnen erneuerbaren Energien auf die Last veranschaulicht.

Abbildung 5-13:
Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich PV-Einspeisung.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Deutlich wird, dass PV keinen Anteil zur Erniedrigung der maximal auftretenden Last von ca. 93 GW hat, jedoch können die häufig nachgefragten Leistungen im Bereich der 78 GW deutlich in untere Leistungsbereiche verschoben werden. Ersichtlich ist auch, wie durch die PV Einspeisung die bimodale Verteilung der Last (Verteilung mit zwei Spitzen) in eine Verteilung mit einem Maximum im Bereich von 55 bis 70 GW geändert wird. Dies ergibt sich aus der Deckung der Sommerspitze durch die PV Stromeinspeisung. Durch die PV Einspeisung tritt eine Verbreiterung des Spektrums der auftretenden Leistungswerte von ca. 10 GW auf. Die minimal auftretende Leistung der Residuallast liegt bei ca. 22 GW.

Abbildung 5-14:
Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung der Windenergie.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Im Gegensatz zur Photovoltaik erniedrigt der Wind die maximal auftretende Leistung für das Fallbeispieljahr 2007 um ca. 8 GW. Zur Bestimmung des „Kapazitätseffekts“ des Windes ist eine Betrachtung über mehrere meteorologische Jahre hinweg notwendig. Durch die Wind-einspeisung treten auch Leistungsüberschüsse auf (d.h. negative Residuallasten).

Die relativ konstant einspeisenden Energieträger Biomasse, Geothermie und Laufwasser verschieben die Häufigkeitsverteilung hauptsächlich parallel nach links, das heißt, die auftretenden Lastleistungswerte werden gleichmäßig reduziert – es wird erkenntlich, dass diese erneuerbaren Energien vorrangig den Grundlastbedarf senken.

Abbildung 5-15:
Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung der Geothermie.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.

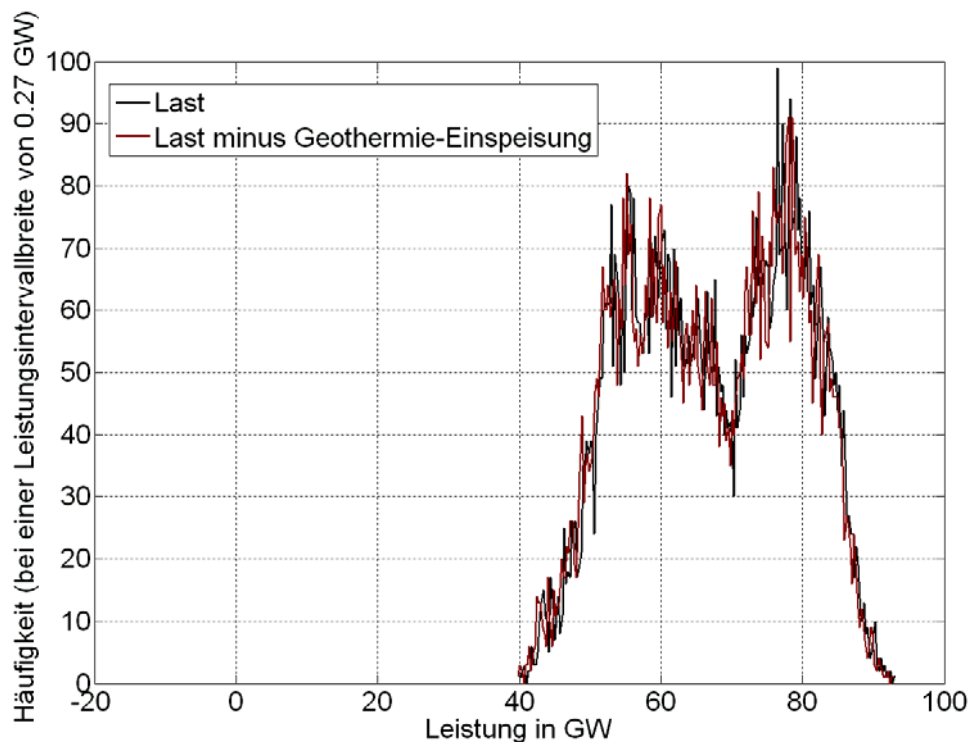


Abbildung 5-16:
Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung von Laufwasserkraft.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.

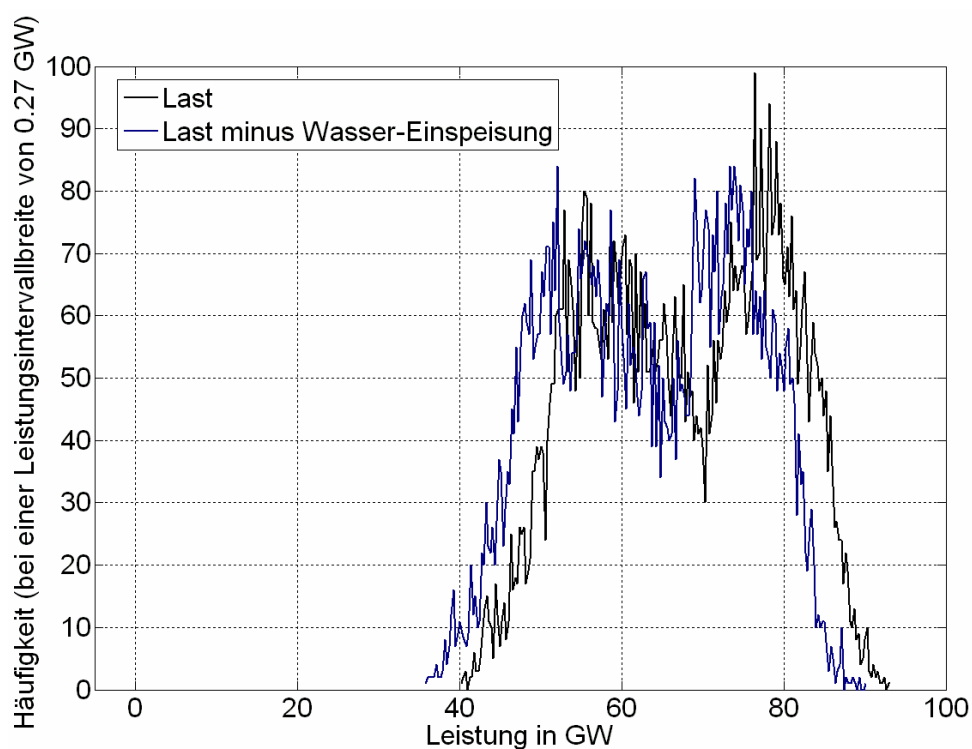
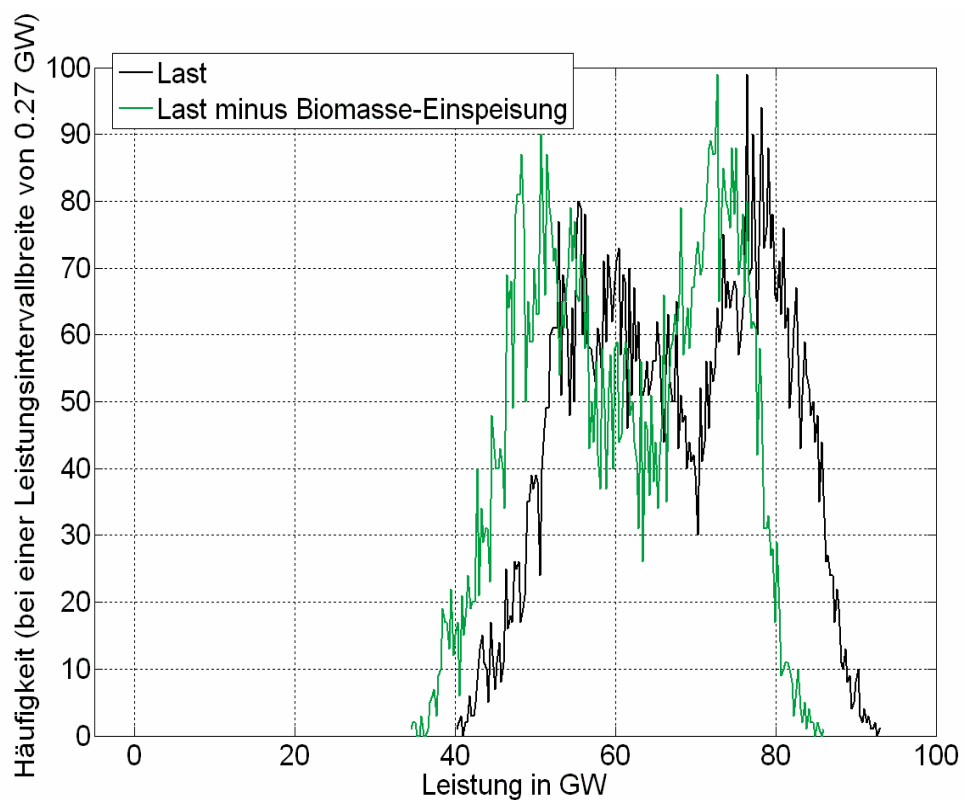


Abbildung 5-17:
Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung der Bioenergie.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



6 Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark

6.1 Benötigte Kapazität zur Deckung der Grund-, Mittel- und Spitzenlasten

In Abschnitt 4 wurde die Charakteristik der Residuallast hinsichtlich der Schwankungsbreite und der Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen für stündliche, tägliche, wöchentliche und monatliche Werte dargestellt. Es wurde gezeigt, dass durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien größere Leistungsänderungen der Residuallast von einer Stunde zur nächsten häufiger auftreten als für die Last. Tendenziell bedeutet eine erhöhte Häufigkeit von höheren Leistungsänderungen einen größeren Bedarf an Mittel- bzw. Spitzenlastleistung, die durch den konventionellen Kraftwerkspark geliefert werden muss.

Es wird im Folgenden eine Quantifizierung des benötigten Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarfs vorgenommen. Die Berechnung kann mit Hilfe der sog. Jahresdauerlinie veranschaulicht werden. Durch die Jahresdauerlinie wird jedem auf ihr liegenden Leistungswert die Anzahl der Stunden des Jahres zugeordnet, an denen eine Leistung größer oder gleich dem betrachteten Leistungswert benötigt wird. Abbildung 6-1 veranschaulicht die Berechnung für ein vereinfachtes Beispiel, in dem die Dauerlinie für nur 70 Stunden statt der 8760 Stunden eines Jahres berechnet wird. Die Berechnung der Dauerlinie für ein Jahr ist analog zur Berechnung für kürzere Zeiträume.

Die schwarze Kurve in Abbildung 6-1 repräsentiert die Last. Die Summe der Längen der Balken einer Farbe gibt die Stundenanzahl an, an denen der Leistungswert an der oberen Kante der Balken auftritt oder überschritten wird. Zur Veranschaulichung wurde hier eine Balkenbreite von 5 GW gewählt, bei der tatsächlichen Berechnung der Dauerlinie muss die Balkenbreite sehr klein gewählt werden um eine hohe Genauigkeit zu erreichen.

Abbildung 6-1: Veranschaulichung der Berechnung der Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 70 Stunden und einer Leistung von 40 bis ca. 80 GW in 5 GW Schritten. Quelle: eigene Darstellung.

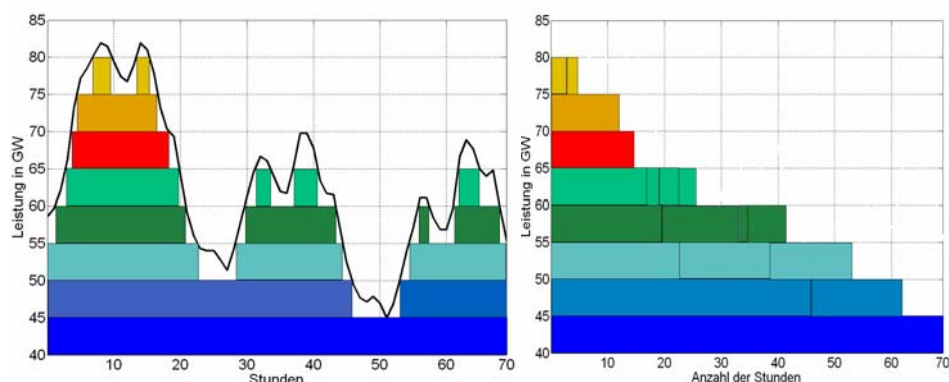


Abbildung 6-2 zeigt die reale Jahresdauerlinie der Last. An ihr kann einfach die benötigte Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistung anhand der klassischen Definition für die Lastklassen abgelesen werden. Der

Spitzenlastbereich wird als der Bereich definiert, für den die zugehörigen Leistungen an weniger als 2000 Stunden des Jahres nachgefragt werden. Zum Mittellastbereich gehören die Leistungswerte, die an 2000-7000 Stunden des Jahres bereitgestellt werden müssen. Der Grundlastbereich umfasst die Leistungswerte mit einer Bereitstellungsstundenzahl von 7000 bis 8760 Stunden. Die Methodik der Aufteilung in die verschiedenen Lastbereiche ist in Abbildung 6-2 veranschaulicht.

Abbildung 6-2:
Aufteilung der Last in Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistungsbereiche in GW. Quelle: eigene Darstellung.

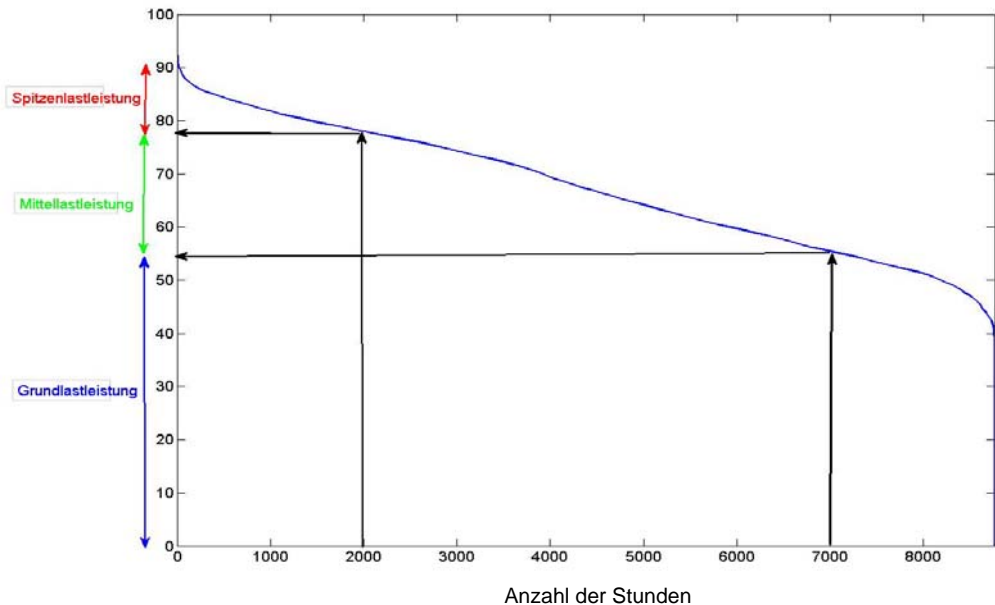


Abbildung 6-3 zeigt, wie sich sukzessiv die Jahresdauerlinie der Last durch die Einspeisung einer weiteren erneuerbaren Energiequelle verändert und sich die benötigte Spitzen-, Mittel- und Grundlastleistung verschiebt. Zur leichteren Betrachtung der Einflüsse der einzelnen EE-Erzeuger ist in Abbildung 6-4 die Fläche zwischen den Jahresdauerlinien schraffiert. Es wird deutlich, dass PV die obere Mittellastleistung am stärksten reduziert, während Wind einen leichten Schwerpunkt bei der unteren Mittellastleistung hat. Laufwasser, Biomasse und Geothermie senken die Dauerlinie gleichmäßig ab.

Ferner ist die Wirkung von Im- und Export sowie Pumpspeicherwerken erkenntlich: der Import erniedrigt vornehmlich den Spitzenlastbedarf, der Export erhöht den Mittel- und Grundlastanteil. Analoges gilt für den Effekt von Pumpspeichern. Durch den Einsatz von Pumpspeichern wird Spitzenlastbedarf in Grundlastbedarf umgewandelt: Die Pumpspeichererzeugung erniedrigt den Spitzenlastbedarf, der Verbrauch durch das Hochpumpen des Wassers erhöht den Grundlastbedarf.

Abbildung 6-3: Jahresdauerlinie der Last, der Last mit erneuerbarer Stromeinspeisung sowie der Last mit erneuerbarer Einspeisung sowie Pumpspeicher und Einsatz von Import/Export. Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.

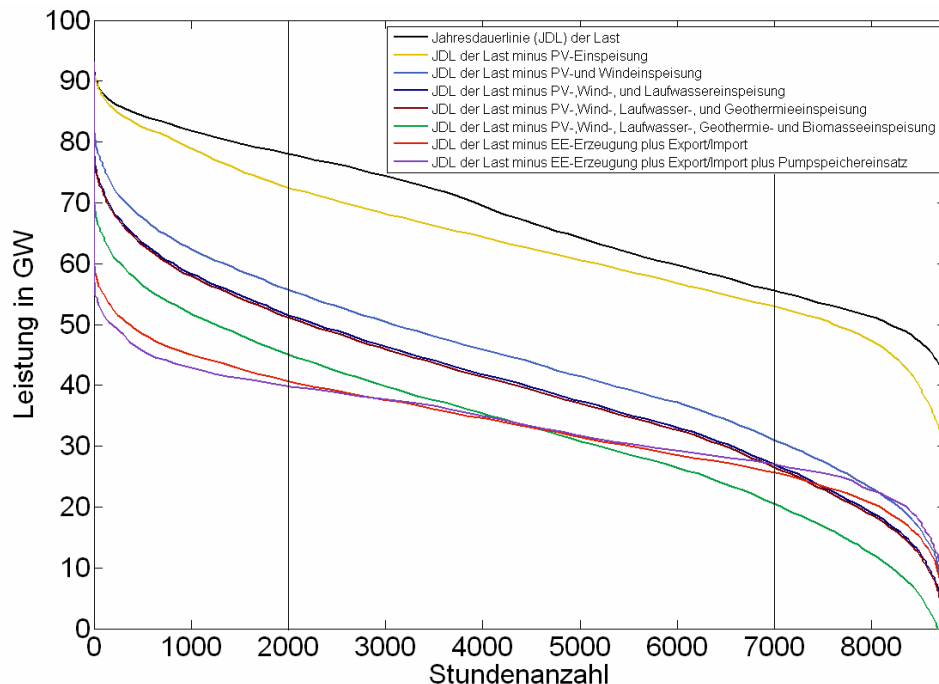
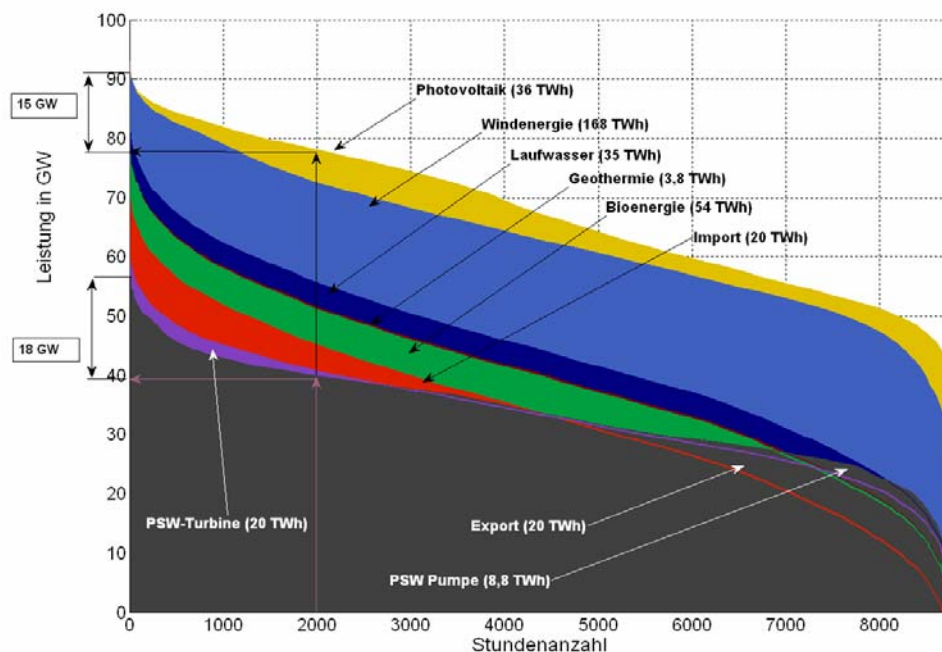


Abbildung 6-4: Jahresdauerlinien mit der Stromerzeugung der einzelnen EE-Quellen. Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Die Ergebnisse dieser Auswertung sind in Tabelle 6-1 numerisch dargestellt. Der Vergleich zwischen der Last mit der Residuallast zeigt, dass die erneuerbare Einspeisung vor allem Grundlastleistung ersetzt, während sich der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastleistung leicht erhöht. So reduziert sich der Grundlastbedarf an konventionellen Kraftwerken im BEE-Szenario im Jahr 2020 um 35 GW im Vergleich zu 2007 und der Bedarf an Mittel- und Spitzenlast steigt um 2 bzw. 3 GW.

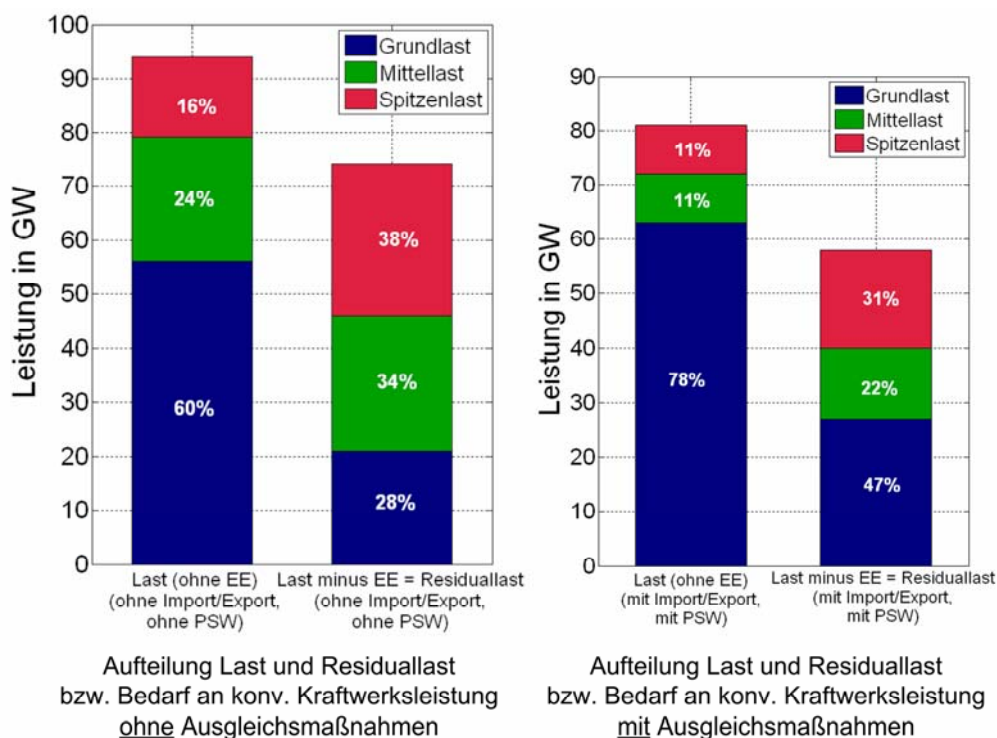
Die Gesamtleistung (d.h. Jahreshöchst-Residuallast) wird um 20 GW reduziert.

Tabelle 6-1:
Benötigte Spitzen-,
Mittel- und Grund-
lastleistung des
konventionellen
Kraftwerksparks für
2007 und 2020
nach dem BEE-
Szenario – mit und
ohne Speicherung
(Pumpspeicher-
werke) und grenz-
überschreitenden
Transport (Im-
port/Export).
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.

Annahmen	Ohne Import/Export, ohne Pumpspeicherwerke		Mit Import/Export, mit Pumpspeicherwerken	
	Restlast 2007	Restlast 2020	Restlast 2007	Restlast 2020
Residual- last/Jahr	2007	2020	2007	2020
Spitzenlast- bedarf	15 GW (16%)	28 GW (38%)	9 GW (11%)	18 GW (31%)
Mittellast- bedarf	23 GW (24%)	25 GW (34%)	9 GW (11%)	13 GW (22%)
Grundlast- bedarf	56 GW (60%)	21 GW (28%)	63 GW (78 %)	27 GW (47%)
Jahreshöchst- Residuallast	94 GW (100%)	74 GW (100%)	81 GW (100%)	58 GW (100%)

Werden Pumpspeicher und Import/Export zum Ausgleich von Leistungsfluktuationen eingesetzt, so beträgt die Reduktion der Grundlastleistung 36 GW, während der Mittellastbedarf um 4 GW und der Spitzenlastbedarf um 9 GW erhöht wird (Abbildung 6-5).

Abbildung 6-5:
Notwendiger Grund-, Mittel-
und Spitzenlastleistungsbedarf
mit und ohne EE-Einspeisung
und mit und ohne Ausgleichs-
maßnahmen (in dieser Studie
exemplarisch Einsatz von PSW
und Import/Export).
Quelle: eigene Berechnungen
nach BEE-Szenario.



6.2 Anforderungen an die notwendige Flexibilität konventioneller Kraftwerke

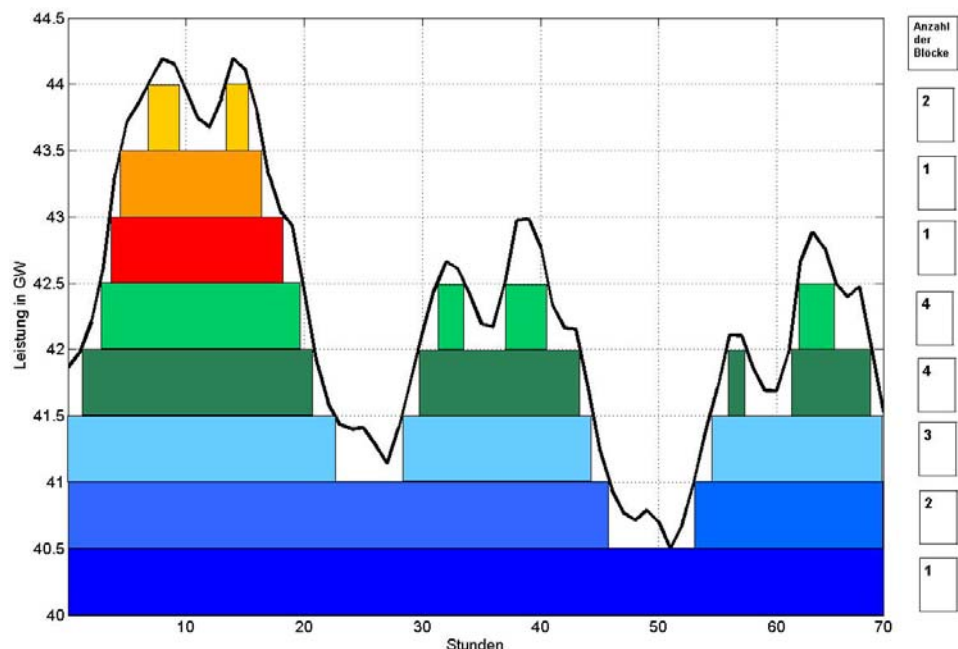
Anhand der Betrachtung der Volllaststunden, wie sie zur Einteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast vorgenommen wurde, lässt sich noch keine Aussage über die Anforderungen hinsichtlich der Regelung der Grund-, Mittel und Spitzenlastleistung treffen.

Die minimale Last ohne erneuerbare Einspeisung und ohne den Einsatz von Pumpspeichern sowie Im- und Export beträgt 40 GW, d.h. 40 GW konventionelle Kraftwerksleistung können die 8760 Stunden eines Jahres durchlaufen ohne abgeregelt werden zu müssen. Nach dem Einsatz von Pumpspeicherwerken und Import/Export erhöht sich diese Grenze auf 54 GW.

Wie in Abbildung 5-2 gezeigt überschreitet der Lastdeckungsanteil der erneuerbaren Energien im Jahre 2020 die 100% Marke 84 Stunden. Ohne den Einsatz von Pumpspeichern und Import/Export würde dies bedeuten, dass 84 Mal im Jahr keine konventionelle Kraftwerksleistung benötigt wird. Werden Pumpspeicher und Import/Export wie im Kapitel 2.7 und 2.8 beschrieben eingesetzt, so erhöht sich der Anteil an durchgängig benötigter konventioneller Leistung auf 1.8 GW.

Für die an weniger als 8760 Stunden des Jahres benötigte konventionelle Kraftwerksleistung ist die Häufigkeit des Hoch- und Runterregels der Kraftwerksleistung bzw. des An- und Abfahrens der Kraftwerke von Bedeutung. Um diese zu analysieren wurden hier wie – in Abbildung 6-6 veranschaulicht – Kraftwerksblöcke von jeweils 500 MW stündlich unter die Residuallast gelegt und für alle Leistungswerte in 500 MW Abständen von der minimalen bis zur maximalen Residuallast die Anzahl der Stundenblöcke (also Abschnitte zusammenhängender Stunden) ausgewertet, für die eine Leistung größer oder gleich der betrachteten Leistung bereitgestellt werden muss.

Abbildung 6-6:
Exemplarische Veranschaulichung der Häufigkeit der An- und Abfahrvorgänge von 500 MW Kraftwerksblöcken im Leistungsbe- reich von 40 GW bis 44 GW für einen Zeitraum vom 70 Stunden. Quelle: eigene Darstellung.



Beträgt die Anzahl der Blöcke 2, so bedeutet dies, dass die konventionelle Kraftwerksleistung einmal im Jahr, ausgehend von der betrachteten Leistung, heruntergeregelt werden muss, beträgt die Anzahl der

Blöcke 3, so muss das Leistungsniveau zweimal im Jahr reduziert werden, etc.

Abbildung 6-7:
Anzahl der notwendigen Abregelungen bzw. Abschaltungen im jeweiligen Leistungsbereich – Aufgelöst nach 500 MW Blöcken – Jahr 2020 – ohne Ausgleichsmaßnahmen.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.

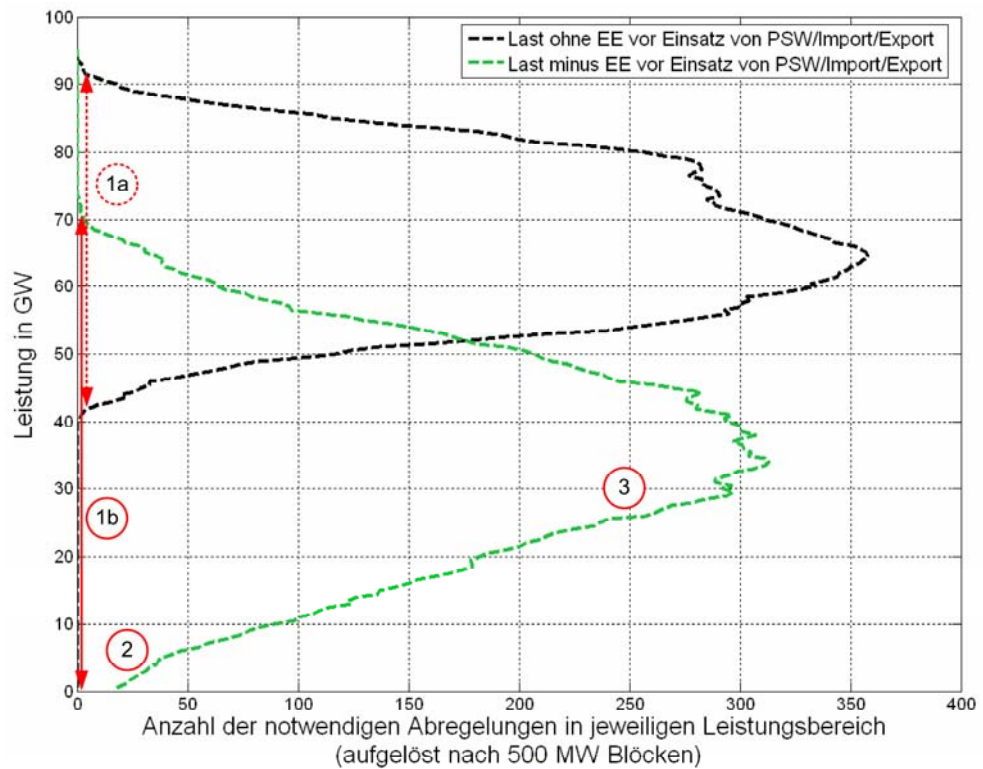
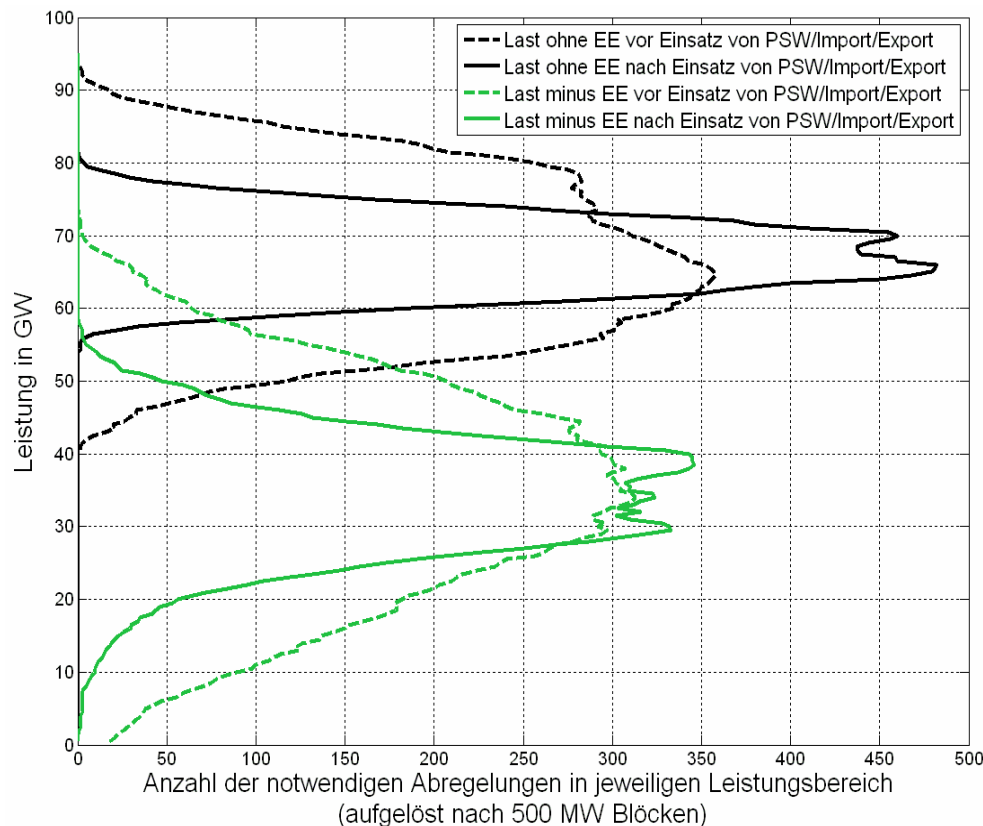


Abbildung 6-8:
Anzahl der notwendigen Abregelungen bzw. Abschaltungen im jeweiligen Leistungsbereich – Aufgelöst nach 500 MW Blöcken – Jahr 2020.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Lesehilfe und Erläuterung: Abbildung 6-7 zeigt die Anzahl der notwendigen Abregelvorgänge für die Last ohne EE-Einspeisung und die Last mit EE-Einspeisung jeweils vor und nach dem Einsatz von Pumpspeichern und Export/Import. Deutlich zu erkennen ist die Verbreiterung des Bereiches der Leistungen, von denen heruntergeregelt werden muss, wenn erneuerbare Energien einspeisen.

Während dieser Bereich für die Last ohne erneuerbare Energien zwischen ca. 40 und 93 GW liegt und damit ein Leistungsspektrum mit der Bandbreite von 53 GW umfasst wird (vergleichbar mit der Situation heute), liegt der Bereich für die Last abzüglich EE-Einspeisung (Jahr 2020 nach dem BEE-Szenario) zwischen 0 GW und 73 GW, ist also um ca. 20 GW breiter (in Abbildung 6-7: Punkt 1a und punktierte rote Linie für die Bandbreite der Lastschwankungen ohne EE-Einspeisung (40-93 GW) – sowie Punkt 1b und durchgezogene rote Linie für die Bandbreite der Lastschwankungen mit EE-Einspeisung (0-73 GW)).

Durch den Einsatz von Pumpspeicherwerken und Import/Export kann die Bandbreite des Bereiches, der flexibel regelbar sein muss, verringert werden: für die Last ohne EE-Einspeisung beträgt der Bereich nur noch ca. 25 GW, für die Last mit (also abzüglich) erneuerbarer Einspeisung reicht der Bereich von ca. 2 bis 58 GW und weist damit mehr als die doppelte Bandbreite auf (in Abbildung 6-8 analog zu Abbildung 6-7).

Insgesamt muss also die Flexibilität des konventionellen Kraftwerks-parks mit steigender EE-Einspeisung sehr stark zunehmen und angepasst werden. Können heute (2007) etwa 40 GW Kraftwerksleistung problemlos über das ganze Jahr durchgängig betrieben werden (Band unterhalb des Bereichs von Punkt 1a: 0 bis 40 GW d.h. 80 x 500 MW Blöcke), ist das nach dem BEE-Szenario für das Jahr 2020 nicht mehr der Fall: ohne Ausgleichsmaßnahmen wird selbst das kleinste durchgehende Band an 84 Stunden durchtrennt – d.h. es gibt sozusagen zukünftig keine „klassische Grundlast“ mehr (in Abbildung 6-7: Punkt 2).

Durch den Einsatz von Speichern und Import/Export über den europäischen Stromverbund können diese extremen Schwankungen ausgeglichen werden, sodass die Anzahl der notwendigen Abregelungen im unteren und oberen Lastbereich deutlich reduziert wird.

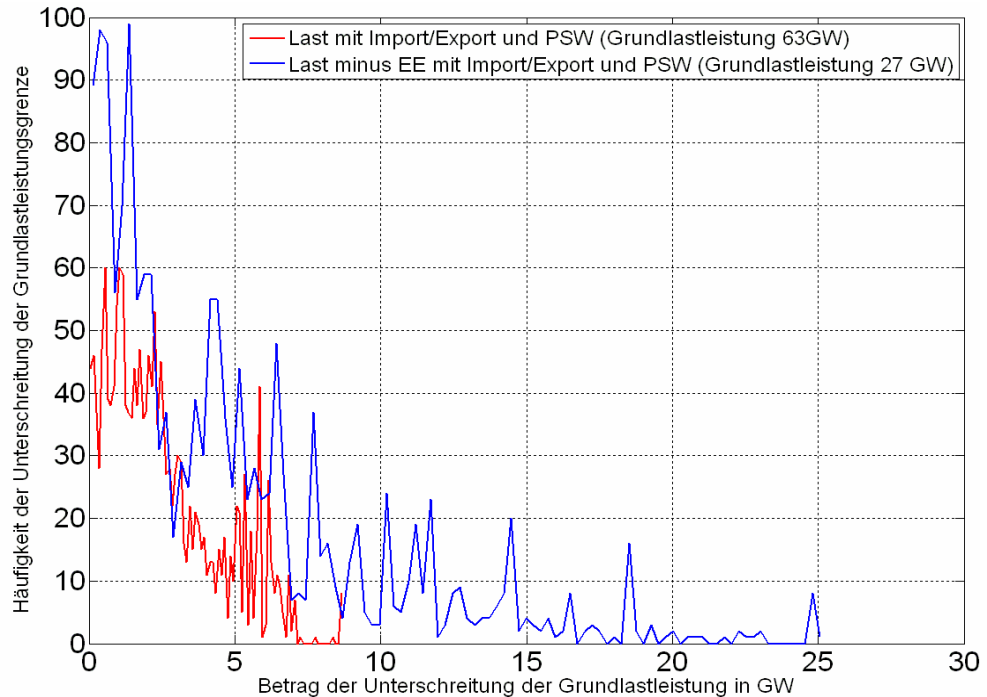
Es können dennoch hohe Volllaststunden – die für die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke entscheidend sind - erreicht werden, jedoch nur in einem Betrieb mit häufigem An- und Abfahren bzw. komplettem Abschalten der Kraftwerke über mehrere Tage und Wochen.

Um beispielsweise ein Grundlastband von etwa 28 GW für mindestens 7000 Volllaststunden zu betreiben, sind bis zu 250 Abregelungen von

500 MW Kraftwerksblöcken im Jahr notwendig – d.h. fast täglich (in Abbildung 6-7: Punkt 3).

Neben der Anzahl der Stundenblöcke ist die Höhe der Leistungsunterschreitung relevant. Diese wird in Abbildung 6-9 nur für die Grundlastleistungsgrenze dargestellt.

Abbildung 6-9:
Häufigkeit und Ausmaß (in GW) der Unterschreitung der Grundlastgrenze der residualen Last. Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Die Grundlastleistungsgrenze wird für erneuerbare Energien nicht nur häufiger sondern auch stärker unterschritten. Die genauen Anforderungen, die sich an Grundlastkraftwerke ergeben, sind mit Hilfe einer Kraftwerkseinsatzsimulation abzuleiten, die im Umfang dieser Studie nicht enthalten ist. Hier kann lediglich die qualitative Aussage getroffen werden, dass sich die notwendige Flexibilität im Grundlastbereich durch die erneuerbare Einspeisung deutlich erhöht.

7 Diskussion der Ergebnisse

In dieser Studie wurde der Stromverbrauch (Last), die erneuerbare Einspeisung und Ausgleichsmechanismen (Import/Export, Pumpspeicher) entsprechend dem BEE-Szenario für ein Beispieljahr mit einer stündlichen Zeitauflösung simuliert. Mit Hilfe dieser Simulation wird der Einfluss der EE-Einspeisung auf das Stromversorgungssystem untersucht, insbesondere die Entwicklung des Grund- Mittel- und Spitzenlastbedarfs sowie die Fluktuationen der residualen Last.

Die Nutzungsdauer von konventionellen Kraftwerken (Anzahl von Volllaststunden) wird durch die EE-Einspeisung in jedem Leistungsbereich reduziert. Besonders der Bedarf an Kapazität zur Grundlastdeckung sinkt zu Gunsten von Mittel- und vor allem Spitzenlast. Es wurde ebenso gezeigt, dass für jeden Leistungsbereich die Anzahl der Abregelung von konventionellen Kraftwerken zunimmt.

Im Umfang dieser Studie wurde jedoch kein Kraftwerkseinsatz des konventionellen Kraftwerksparks vollzogen, so dass keine Aussagen über den Einsatz der verschiedenen fossilen und nuklearen Kraftwerkstypen gemacht werden kann. Festzustellen ist jedoch, dass der Dauerbetrieb von konventionellen Kraftwerken in Zukunft abnimmt und diese einem flexibleren Fahrplan folgen müssen. Im Weiteren ist zu untersuchen, welche Kraftwerkstypen technisch, wirtschaftlich und umweltfreundlich diese Anforderungen erfüllen können.

Die Ergebnisse dieser Studie für die erneuerbare Stromerzeugung, den Strombedarf und die Residuallast sind unabhängig von den Annahmen für Import/Export und (Pump)speichern.

Die Ergebnisse, die einen Einsatz von Import/Export und (Pump)speichern (Maßnahmen zum Ausgleich der Fluktuationen) beinhalten, sind jedoch abhängig von den Annahmen, die für diese getroffen werden. So sind die Ergebnisse beispielsweise sensitiv auf die Annahmen zu Import/Export, der zwar in einem begrenzten aber dennoch bedarfsorientierten Umfang eingesetzt wird. Ohne Import und Export erhöht sich der Einfluss der EE-Einspeisung auf die drei Lastbereiche und die skizzierten Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke steigen.

Ebenfalls hängen die Ergebnisse von dem Einsatzmodell des Pumpspeichers ab, da in dieser Studie angenommen wurde, dass Pumpspeicherwerke zu 50% zur Glättung der Residuallast eingesetzt werden und zu 50% für Regelleistung reserviert sind. Derzeit werden Pumpspeicherwerke vorwiegend für Systemdienstleistungen wie Regelenergie eingesetzt und nur im geringen Umfang als Ausgleichsenergie zur Glättung der Last (Tiedemann et al., 2008; VDE, 2009). Für welche Funktionen Pumpspeicherwerke zukünftig eingesetzt werden, ist maß-

geblich abhängig von der Entwicklung des Regelleistungsbedarfs sowie von der Anzahl anderer Technologien und deren Kosten, die für die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie eingesetzt werden.

Neben der stündlich aufgelösten Simulation der EE-Einspeisung kann eine daran gekoppelte Simulation des Netzbetriebs aufschlussreiche Ergebnisse zu Netzengpässen und zur Regelleistungsbereitstellung liefern. Beide Punkte wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Den Simulationen in dieser Studie wurde das meteorologische und hydrologische Jahr 2007 zu Grunde gelegt, weshalb die Studie als Fallstudie zu werten ist. Die Erweiterung der Simulation auf mehrere Jahre schafft Aussagen mit größerer Allgemeingültigkeit.

Unabhängig von diesen Annahmen ist zu erwarten, dass

- a) der Bedarf an Kraftwerken, die durchgängig Strom generieren deutlich sinkt,
- b) sich der klassische Grundlastbereich mit steigenden EE-Anteilen am Strommix auflösen wird,
- c) der Großteil der konventionellen Kraftwerke immer weniger Betriebsstunden im Jahr erreichen und
- d) die Anforderungen an die Flexibilität von Kraftwerken merklich erhöhen wird.

Bisher ist nur ein Teil des bestehenden deutschen Kraftwerkspark für einen derart flexiblen Lastfolgebetrieb ausgelegt, wozu laut (Grimm, 2007) v.a. Gaskraftwerke (Spitzen- und Mittellastbetrieb) und einige Steinkohlekraftwerke (Mittellastbetrieb) zählen. Ein variabler Betrieb führt zu einer schnelleren Abnutzung der Kraftwerkskomponenten und stellt u.a. höhere Anforderungen an deren Materialeigenschaften. Braunkohle- und Kernkraftwerke werden bisher aufgrund aufwendiger Anfahrprozesse im Grundlastbetrieb eingesetzt. Beispielsweise dauert das Anfahren eines über 8 Stunden abgeschalteten Kernkraftwerks etwa 50 Stunden, also mehr als 2 Tage. Braunkohlekraftwerke weisen zwar kürzere Anfahrzeiten auf (ca. 5 h), aber gleichzeitig geringere Leistungsgradienten und höhere Wirkungsgradeinbußen im Teillastbetrieb mit entsprechend höheren spezifischen Treibhausgasemissionen (Grimm, 2007).

In der Übergangsphase hin zu einer regenerativen Vollversorgung wird es immer häufiger zu Situationen der vollständigen Lastdeckung mit erneuerbaren Energien kommen, in denen beim Vorrang erneuerbarer Energien kein Beitrag an konventioneller Kraftwerksleistung erforderlich ist und diese für einige Stunden bzw. Tage ganz abgeschaltet

werden. Daher ist in der Flexibilität der Kraftwerke nicht nur ein variabler Lastfolgebetrieb innerhalb gewisser Lastbereiche notwendig, sondern auch ein schnelles An- und Abfahren aus bzw. in den Stillstand.

Diese Phänomene nehmen mit steigendem EE-Anteil weiter zu, womit zukünftig vor allem hoch flexible Kraftwerke wie Gaskraftwerke (v.a. Gasturbinen, aber auch GuD) für den Einsatz aus technischer Sicht geeignet sind.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung variiert zeitlich. Saisonale Schwankungen korrelieren prinzipiell mit dem saisonalen Strombedarf in Deutschland, weshalb diese positiv zu werten sind. Um die Fluktuationen der EE-Einspeisung bzw. der residualen Last innerhalb eines Tages auszugleichen, sind neben dem Ausbau der Stromtransportnetze und dem Einsatz von flexibleren konventionellen Kraftwerken neue Speicherkapazitäten notwendig. (Neue) Pumpspeicherwerke, die Anbindung von stationären und mobilen Batterien (E-Kfz) bzw. Druckluftspeicher können Kurzzeitschwankungen im stündlichen bzw. täglichen Bereich ausgleichen (VDE, 2009). An dieser Stelle kann auch das Lastmanagement eine große Rolle spielen (Stadler, 2006).

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Lastdeckung schwankt jedoch oft deutlich von einer Woche zur nächsten. Diese wöchentlichen Fluktuationen können zwar einerseits durch konventionelle Kraftwerke ausgeglichen werden. Andererseits wäre ein wirtschaftlicher Lösungsansatz zu Verlagerung von erneuerbarem Strom von Wochen mit hoher Einspeisung zu Wochen mit niedriger Einspeisung ökologisch und technisch wünschenswert.

Ohne eine derartige Lösung wird der Kapazitätseffekt von erneuerbaren Energien, d.h. deren Beitrag zur „gesicherten Leistung“ weiterhin nur gering sein. Zwei sich ergänzende Ansätze stehen zur Verfügung: Erstens können Schwankungen über ein europäisches Supergrid ausgeglichen werden und darüber Überschüsse aus einer Region in eine andere Region mit hohem Strombedarf transportiert werden. Zweitens werden Speicher für erneuerbare Energien benötigt. Durch den europäischen Stromverbund wird der Kapazitätseffekt erneuerbarer Energien deutlich erhöht und Fluktuationen in der Einspeisung als auch im Verbrauch ausgeglichen (van Hulle et al., 2009). Eine „Europäisierung“ der Stromversorgung kann daher den sog. „Systemkonflikt“ in Deutschland entschärfen und den Übergang von der konventionellen zur erneuerbaren Energieversorgung harmonischer gestalten.

Der Transport von Strom ist fast immer effizienter als die Speicherung von Strom, jedoch wird ein Stromversorgungssystem mit bis zu 100% EE-Anteilen in Europa trotz idealer Transportnetze nicht ohne Speicher auskommen (Hoffmann et al., 2009; von Bremen et al., 2009). Daher können zweitens mit Hilfe eines Langzeitspeichers erneuerbare Ener-

gien einen nachhaltigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, so dass dauerhaft konventionelle Erzeugungskapazität ersetzt werden kann.

Für die Langzeitspeicherung von EE zur Überbrückung von mehreren Wochen mit geringer EE-Einspeisung sind daher neue Konzepte notwendig, die kostengünstig und mit geringen Speicherverlusten über längere Zeiträume Energie speichern können. In der Diskussion befinden sich die Speicherung von Wasserstoff oder die Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methangas im Erdgasnetz. Dadurch kann die bestehende Infrastruktur (Pipelines, Speicher, Gaskraftwerke) genutzt werden und die Fluktuationen von erneuerbaren Energien durch die Kopplung von Strom- und Gasnetz durch erneuerbare Energien selbst ausgeglichen werden. Auf diese Weise kann erneuerbare Regel- und Ausgleichsenergie über Gasnetz, Gasspeicher und Gaskraftwerke (zentrale GuD-Kraftwerke, Gasturbinen, dezentrale BHKW als sog. Schwarmkraftwerk) bereitgestellt werden (Specht et al., 2009; Sterner et al., 2009; Sterner, 2009).

Erneuerbare Energien werden zunehmend den Strombedarf decken und müssen daher auch die Aufgaben und Leistungen der konventionellen Kraftwerke übernehmen. Dazu sind technologische Entwicklungen vorhanden und weitere notwendig.

Systemdienstleistungen wie z.B. Frequenz- und Spannungshaltung durch Wirk- und Blindleistungsregelung können von erneuerbaren Energien einzeln und im Verbund erbracht werden. Viele Windkraftanlagen und Photovoltaik-Wechselrichter verfügen bereits heute über geeignete Leistungselektronik, die ihre Netzintegration fördert. Prognosen für Wind- und Solarstrom sind und werden zum wesentlichen Bestandteil des Kraftwerksbetriebes. Das Clustern von verschiedenen EE-Erzeugern zu Kombikraftwerken und deren gemeinsame, intelligente Steuerung über „Smart Grids“ wird hierbei ebenfalls eine sehr wichtige Rolle spielen (Gesino et al., 2009; Schlögl et al., 2008; ISET, 2008).

Andere Möglichkeiten, wie z.B. ein flexibler Lastfolgebetrieb von Bioenergieanlagen, v.a. Biogasanlagen, oder eine flexible Gestaltung der Stromnachfrage (Demand Side Management) können die Fluktuationen reduzieren (Nestle, 2008; Mackensen et al., 2008).

Erneuerbare Energien sind also im Stande, notwendige Systemdienstleistungen für den stabilen und sicheren Betrieb der Stromversorgung zu erbringen (Braun, 2009). Eine Begrenzung des EE-Anteils in der zukünftigen Stromversorgung auf einen gewissen Prozentanteil ist daher technisch nicht zu begründen.

8 Zusammenfassung

In dieser Studie wurde die Einspeisung der erneuerbaren Energien, die sich im Jahr 2020 unter den Annahmen des BEE-Szenarios und den meteorologischen und hydrologischen Bedingungen des Jahres 2007 ergeben würde, simuliert.

- Es wurde gezeigt, wie der stündliche Lastdeckungsanteil der erneuerbaren Energien vom Jahresmittelwert von 47% abweicht. Diese Fluktuationen werden durch Speicher und Transport – in der Studie beispielhaft mit Pumpspeicherwerken und Import/Export - und konventionellen Kraftwerken kompensiert.
- Strom aus Erneuerbaren Energien ist immer vorhanden – zu jedem Zeitpunkt wird erneuerbarer Strom eingespeist.
- Zum Zeitpunkt des höchsten Stromverbrauchs im Jahr leisten die erneuerbare Energien mit 57 GW einen Beitrag von 61% zur Lastdeckung der Jahreshöchstlast von 93 GW, wobei der wesentliche Beitrag aus Windenergie (40%) kommt. Dies bedeutet nicht, dass erneuerbare Energien einen Kapazitätseffekt von 61% haben, weil an anderen Zeitpunkten im Jahr die Residuallast größer ist, als zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Zur Bestimmung des Kapazitätseffekts von erneuerbarer Energien sind weitere Untersuchungen notwendig.
- In geschickter Kombination folgt die Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien dem Strombedarf, unterstützt durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken und Import bzw. Export von regenerativem Strom.
- In dieser Studie wurden die Möglichkeiten, die die regelbare Biomasse zum Ausgleich der Fluktuationen bietet, nicht simuliert. Durch die regelbare Biomasse können erneuerbare Energien selbst einen Beitrag zur ihrer Integration leisten. Der Spitzenlastbedarf wird beim Einsatz von regelbarer Biomasse erniedrigt.
- Es wurden die Veränderungen, die die erneuerbare Einspeisung nach BEE-Annahmen für den Grund-, Mittel- und Spitzenlastbedarf bewirkt, aufgezeigt. Die EE-Einspeisung bewirkt eine Erhöhung des Spitzen- und Mittellastbedarfs und eine deutliche Verringerung des Grundlastbedarfs. Wird angenommen, dass Pumpspeicher und ein bedarfsorientierter begrenzter Import/Export zur Lastglättung eingesetzt werden können, beträgt 2020 die Senkung des Grundlastbedarfs 36 GW, die Erhöhung des Mittellastbedarfs 4 GW und die Erhöhung des Spitzenlastbedarfs 9 GW im Vergleich zu 2007.

- Die Anforderungen an die Flexibilität der konventionellen Kraftwerke werden zukünftig deutlich zunehmen. Um auf hohe Volllaststunden zu kommen und damit eine gewisse Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke zu gewährleisten, sind häufige An- und Abfahrvorgänge, bis hin zur kompletten Abschaltung von konventionellen Kraftwerken für mehrere Tage und Wochen notwendig.
- Ohne den Einsatz von Ausgleichsmaßnahmen über Speicher und Import/Export gibt es kein durchgehendes Grundlastband. Um die Belastung für den konventionellen Kraftwerkspark zu minimieren, bedarf es einem Ausbau der Stromtransportkapazitäten, einer Flexibilisierung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs (Erzeugungsmanagement und Demand Side Management) sowie neuer Speicherkapazitäten für kurzfristige Schwankungen (Pumpspeicher, stationäre und mobile Batterien (E-Kfz), Druckluftspeicher) und für längere Zeiträume zum Ausgleich von wöchentlichen und saisonalen Schwankungen in der EE-Einspeisung (Wasserstoff, erneuerbares Methangas in Erdgasnetz).
- Es wurde keine Bewertung der Veränderungen des Bedarfes an Regelleistung vorgenommen, der ebenfalls Auswirkungen auf den konventionellen Kraftwerkspark hat. Ferner wurden keine Netzbe-rechnungen ausgeführt, weshalb keine Aussagen zu Lastflüssen und damit verbundenen Themen getroffen werden.
- Um größere Allgemeingültigkeit zu erzielen, ist es sinnvoll, zukünftig die Simulation um mehrere meteorologische Jahre zu erweitern.

9 Literatur

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

Bofinger, Stefan; Saint-Drenan, Yves Marie; Braun, Martin (2008): Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen - Welche Wertigkeit hat Solarstrom. BMU Studie. ISET - Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. Kassel.

Braun, Martin (2009): Provision of ancillary services by distributed generators. Technological and economic perspective. Kassel University, Dissertation Kassel, 2008. Kassel: Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 10).

Online: <http://www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-638-1>

Bremen, L. von; Knorr, K.; Lange, B.; Bofinger, S. (2009): A full Renewable Power Supply Scenario for Europe: The Weather determines Storage and Transport. 8th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, October 2009. Bremen.

DENA (2005): DENA Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. DENA - Deutsche Energie-Agentur. Berlin.

DWD (2009): Analysedaten des DWD LM2-Modell. DWD - Deutscher Wetterdienst.

EEG (2008): EEG - Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009). Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49. Bonn. (S. 2074).

Ensslin, Cornel (2006): The influence of modelling accuracy on the determination of wind power capacity effects and balancing needs. Kassel University, Dissertation Kassel, 2006. Kassel: Kassel Univ. Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Vol. 1).

Gesino, A.; Lange, B.; Quintero, C.; Rohrig, K. (2009): Technical Solutions: Wind Farm Cluster Management System WCMS. 8th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Bremen, October 2009. Bremen.

Giesecke, J.; Mosonyi, E. (2009): Wasserkraftanlagen. Springer. Düsseldorf, Berlin.

Grimm, Vanessa (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Univ., Diss. Bochum, 2007. Bochum: Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft.

Online: <http://www-brs.ub.ruhr-uni-bochum.de/netahtml/HSS/Diss/GrimmVanessa/>

Hoffmann; Bremen, L. von (2009): Storage and Transport Capacities in Europe for a full renewable power supply system – Siemens-ISET Study. 14th Kassel Symposium Energy Systems Technology, 24-25 September 2009. Siemens Corporate Technology. Kassel.

Huenges, E. (2006): Themen 2006. Geothermie – Nachhaltige Stromerzeugung mit KWK. S. 59 - 65. Forschungsverbund Sonnenenergie – FVS. Berlin.

Hulle, F. van (2009) et al.: TradeWind. Integrating Wind, Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. EWEA, Intelligent Energy Europe (EU). Brussels. Online: <http://www.ewea.org/index.php?id=178>

ISET (2008): Grid integration of wind energy – frequency and voltage control, Various presentations. Fraunhofer IWES. Kassel.

Köhler, S. (2005): Geothermisch angetriebene Dampfkraftprozesse Analyse und Prozessvergleich binärer Kraftwerke. Dissertation. Technische Universität Berlin (Hg.). Berlin.

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

Online: <http://www.kombikraftwerk.de>

Nestle, David (2008): Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung. Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation. Kassel University, Dissertation, 2007. Kassel: Kassel University Press.

Online: <http://www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-390-8>

Nitsch, J.; Wenzel, B. (2009): Leitszenario 2009. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung. BMU. Berlin.

Schlögl, F.; Adzic, L.; Saint-Drenan, Yves Marie; Lange, B.; Mackensen, R.; Rohrig, K. (2008): Windleistungsprognose als Werkzeug zur Integration von Windenergie in das Stromversorgungsnetz. 10. Symposium Energieinnovation, TU Graz. Graz.

Schulz, Jan-Peter; Schättler, Ulrich (2005): Handbuch zum Lokal Modell Europa. Kurze Beschreibung des Lokal-Modell LME und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Deutscher Wetterdienst - DWD. Offenbach.

SoDa (2009): Solare Einstrahlungswerte basierend auf Satellitendaten. Paris.

Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U. et al. (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 (2006): Demand response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Univ., Habil.-Schrift-Kassel, 2006. Berlin: dissertation.de (Dissertation.de Habilitation, 6).

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).

Online: <http://www.uni-kassel.de/upress/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>

Sterner, Michael; Saint-Drenan, Yves Marie; von Oehsen, Amany; Gerhard, Norman; Bofinger, S.; Specht, M. et al. (2009): Renewable power (to) methane. Solution for renewable power integration and energy storage. 4th International Renewable Energy Storage Conference. EUROSOLAR e.V. Berlin.

Tiedemann, A.; Srikandam, C.; Kreuzkamp, P.; Roth, H.; Gohla-Neudecker, B.; Kuhn, P. (2008): Untersuchung der elektrowirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht. DENA - Deutsche Energie-Agentur. Berlin.

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

VDI (2002): VDI 2067 – Bewertung gebäudetechnischer Anlagen. Düsseldorf.

VDI (2005): DIN 5034-1 Tageslicht in Innenräumen. VDI. Düsseldorf Berlin.

10 Anhang

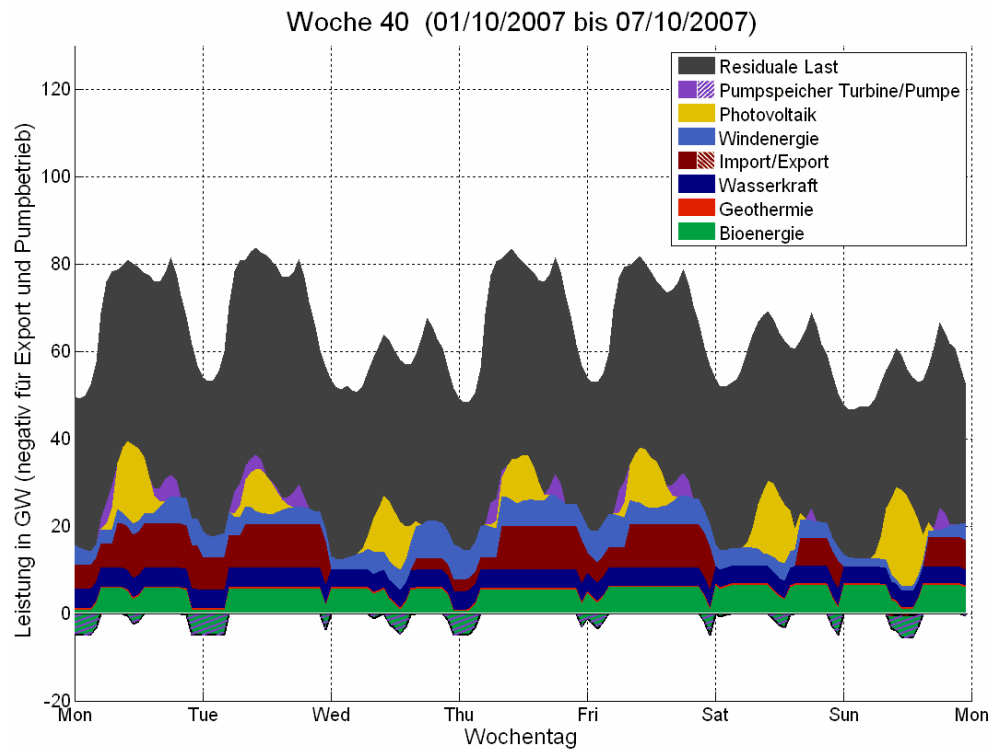
10.1 Analyse von ausgewählten Wochenverläufen

Auf den folgenden Seiten sollen die Ergebnisse der Simulation durch die Diskussion der Wochen der maximalen und minimalen EE-Stromeinspeisung, der maximalen und minimalen wöchentlichen EE-Erzeugung sowie der Jahresmaximal- und Minimallast für 2020 ergänzt werden.

10.1.1 Woche der minimalen wöchentlichen erneuerbaren Stromeinspeisung und Woche mit dem Moment der minimalen EE-Einspeisung

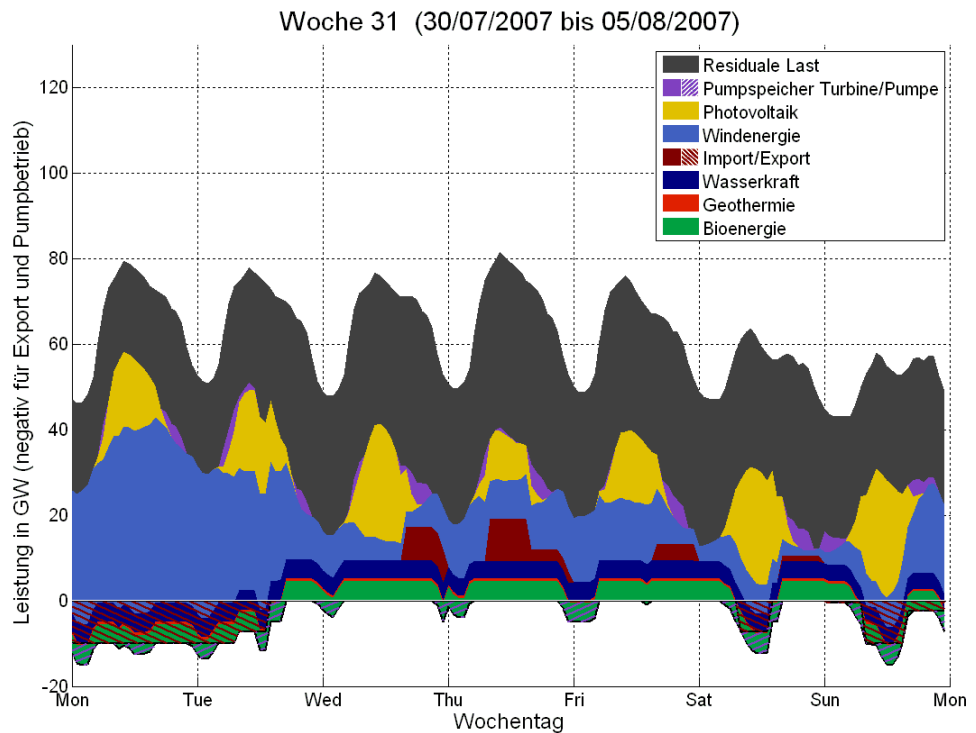
Die Woche mit minimaler erneuerbarer Stromeinspeisung ist Woche 40 mit 3.15 TWh (Abbildung 10-1). Dies ist gleichzeitig die Woche mit minimaler Windenergieeinspeisung.

Abbildung 10-1:
Woche der minimalen wöchentlichen EE-Stromerzeugung.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Am 4. August, in Woche 31 ist die erneuerbare Erzeugung minimal. Hier speisen die erneuerbaren Energien 10.5 GW ein und tragen damit 19% zur Lastdeckung bei (Abbildung 10-2).

Abbildung 10-2:
Woche der minimalen EE-Einspeisung.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



10.1.2 Woche der maximalen wöchentlichen erneuerbaren Stromeinspeisung und Woche mit dem Moment der maximalen EE-Einspeisung

Die Woche mit maximaler EE-Stromeinspeisung ist Woche 2 mit 9.3 TWh EE-Strom. Für diese Woche ist die wöchentliche Windenergieeinspeisung maximal (Abbildung 10-3). Die Windenergie trägt mit 7.3 TWh 60% zum wöchentlichen Energiebedarf von 12.3 TWh bei.

Die Woche der maximalen wöchentlichen Stromeinspeisung ist gleichzeitig nicht die Woche der maximalen Erzeugung der erneuerbaren Energien. Die maximale EE-Leistung wird in Woche 19 am Donnerstag, den 10. Mai erreicht. Hier deckt die erneuerbare Einspeisung 92% des Bedarfs. Allerdings wird zur Lastglättung wie in Abbildung 10-4 ersichtlich erneuerbare Energie exportiert.

Abbildung 10-3:
Woche der maxi-
malen wöchentli-
chen EE-
Stromerzeugung.
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.

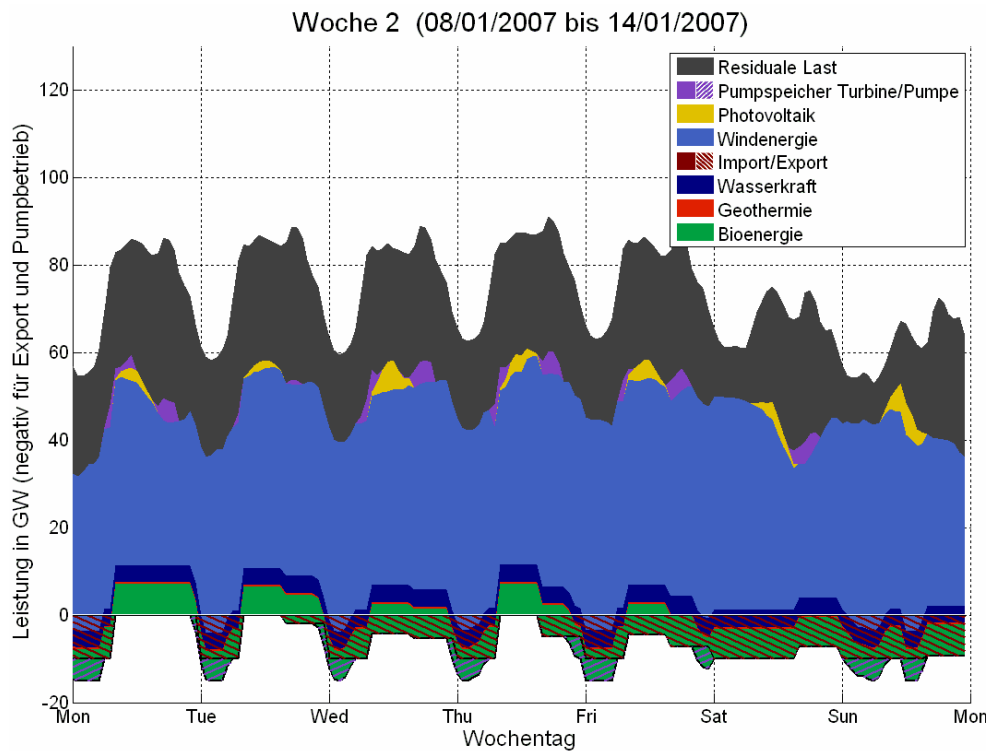
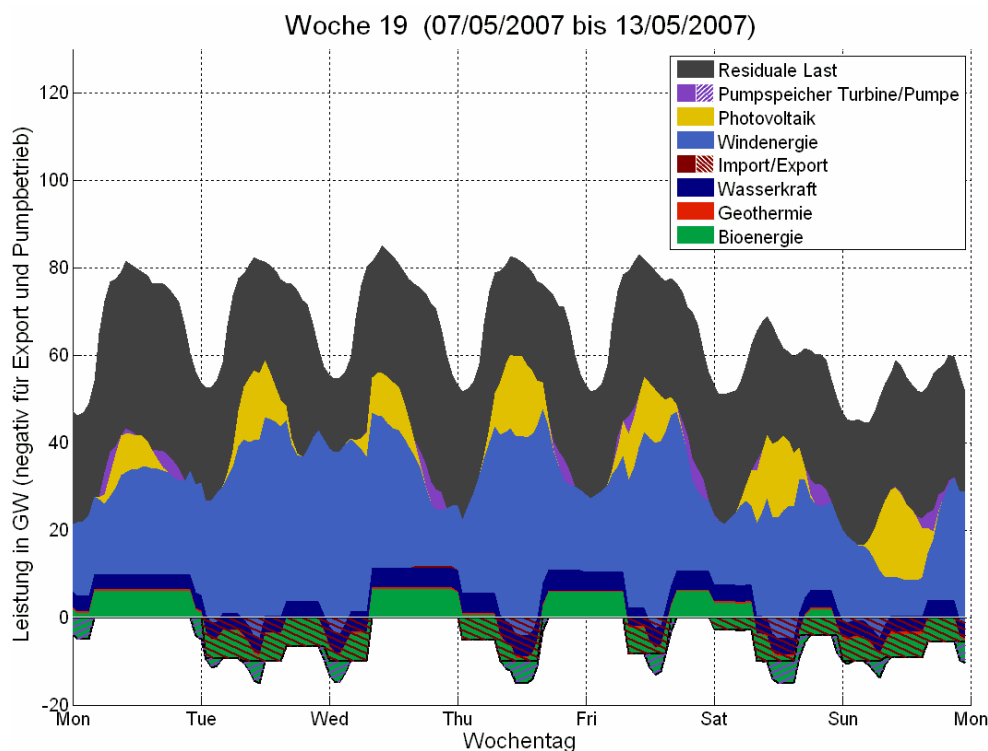


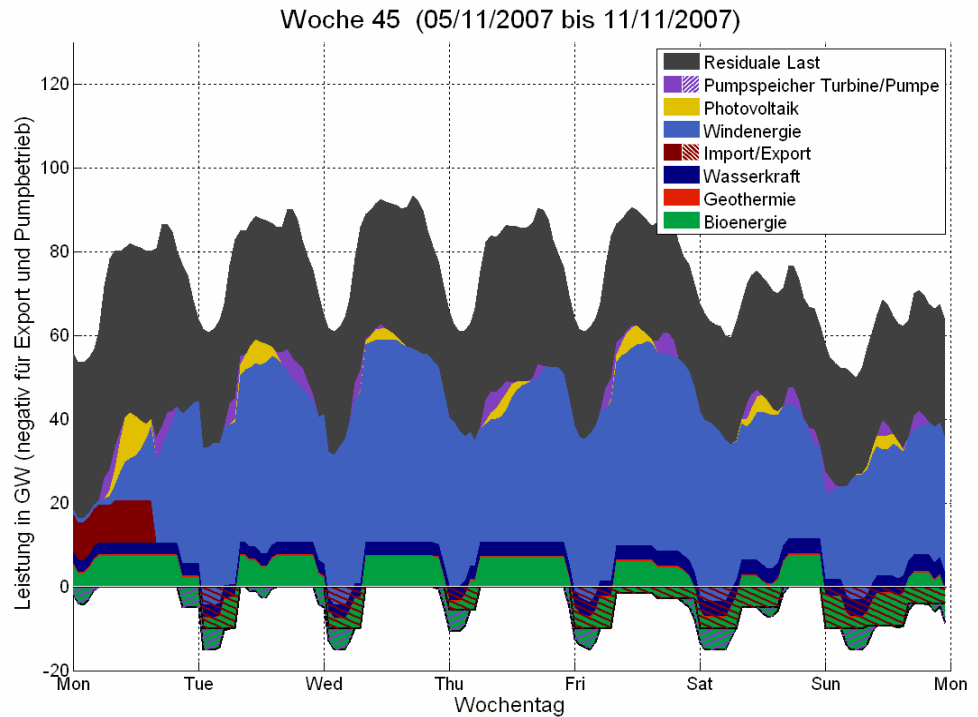
Abbildung 10-4:
Woche der maxi-
malen EE-
Einspeisung.
Quelle: eigene
Berechnungen
nach BEE-
Szenario.



10.1.3 Woche der Jahreshöchstlast und der Jahresminimallast

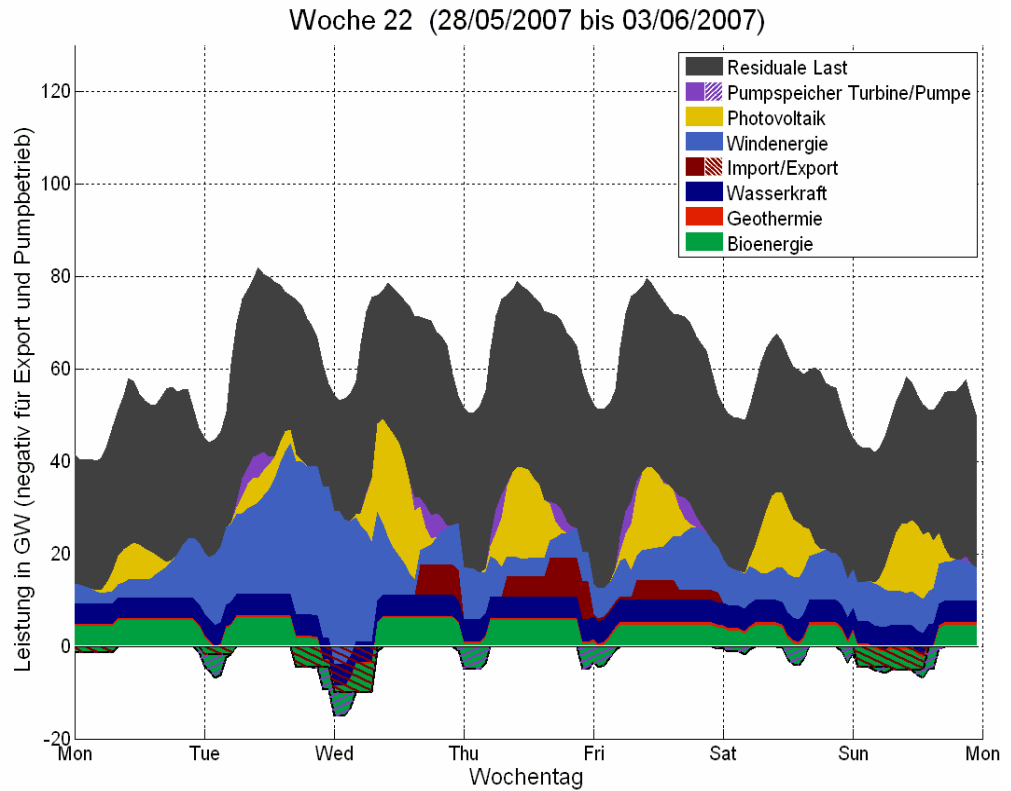
Am 7. November 2007 in Woche 45 tritt die Jahreshöchstlast von 93 GW auf. Mit 57 GW leisten die erneuerbaren Energien einen Beitrag von 61% zur Lastdeckung (Abbildung 10-5).

Abbildung 10-5:
Woche der Jahreshöchstlast.
Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



Die minimale Last von 40 GW tritt am 28. Mai um 5 Uhr morgens auf.
 Die Einspeiseleistung erneuerbarer Energien beträgt zu diesem Zeitpunkt 13.4 GW (Abbildung 10-6).

Abbildung 10-6:
 Woche der Jahresminimallast.
 Quelle: eigene Berechnungen nach BEE-Szenario.



10.2 Abkürzungen

BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
E-Kfz	Elektrische Kraftfahrzeuge – E-mobility
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
ORC	Organic Rankine Cycle
PSW	Pumpspeicherwerk(e)
TWh	Terrawattstunden

10.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Anteile der verschiedenen Energieträger an der Stromerzeugung nach dem BEE-Szenario 2020.	4
Tabelle 2-1: Aufteilung der Leistung auf die einzelnen Bundesländer.	9
Tabelle 2-2: Verteilung der PV-Anlagen auf verschiedenen Montagearten.	10
Tabelle 2-3: Gruppierung der Biomasse nach dem BEE-Szenario 2020 orientiert an (Nitsch et al., 2009).	12
Tabelle 2-4: Gruppierung der Geothermie nach dem BEE-Szenario 2020 orientiert an (Nitsch et al., 2009).	14
Tabelle 5-1: Benötigte Spitzen-, Mittel- und Grundlastleistung des konventionellen Kraftwerksparks für 2007 und 2020 nach dem BEE-Szenario – mit und ohne Speicherung (Pumpspeicherwerke) und grenzüberschreitenden Transport (Import/Export).	34

10.4 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Anteile der verschiedenen Erzeugungsarten am Strommix nach dem BEE-Szenario 2020.	5
Abbildung 1-2: Entwicklung der installierten erneuerbaren Kraftwerksleistung in Deutschland für das BEE-Szenario 2020.	5
Abbildung 2-1: Simulierte Onshore-Windenergieeinspeisung des Jahres 2020 in stündlicher Auflösung (45 GW).	7
Abbildung 2-2: Simulierte Offshore-Windenergieeinspeisung für das Jahr 2020 in stündlicher Auflösung (10 GW).	8
Abbildung 2-3: Simulierte PV-Einspeisung für das Jahr 2020 in stündlicher Auflösung (39,5 GW).	10
Abbildung 2-4: Simulierte Wasserkraft-Einspeisung für das Jahr 2020 in stündlicher Auflösung (6.5 GW).	11
Abbildung 2-5: Normierter Wärmelastgang des Jahres 2020 - basierend auf dem Jahr 2007 (temperaturbereinigt).	13

Abbildung 2-6: Simulierte Einspeisung wärmegeführter Biomethan- und Pflanzenöl-BHKW des Jahres 2020 in stündlicher Auflösung (3,9 GW) (temperaturbereinigt).	14
Abbildung 2-7: Simulierte Einspeisung wärmegeführter Feste-Biomasse-Anlagen des Jahres 2020 in stündlicher Auflösung (3,9 GW) (temperaturbereinigt).	14
Abbildung 2-8: Simulierte Einspeisung wärmegeführter Geothermieanlagen des Jahres 2020 in stündlicher Auflösung (0,4 GW) (temperaturbereinigt).	15
Abbildung 2-9: Prinzip der Simulation der aggregierten Pumpspeicherwerke.	16
Abbildung 2-10: Residuale Last ohne und mit Einsatz von Pumpspeicherwerken.	17
Abbildung 2-11: Vereinfachte Darstellung der Import/Export Modellansatz.	18
Abbildung 2-12: Übertragungsleistungen für Stromimport und -export 2004 – ca. 18 GW Export und ca. 16 GW Import.	18
Abbildung 3-1: Aufbau des Modells SimEE – Simulation der Einspeisung Erneuerbarer Energien.	19
Abbildung 4-1: Simulationsergebnis: stündlicher Verlauf der erneuerbaren Stromerzeugung und der Stromnachfrage (Last (gesamter Bereich) bzw. Residuallast (grau-schwarzer Bereich)).	20
Abbildung 4-2: Stündlicher Anteil der erneuerbaren Stromeinspeisung am Strombedarf für das Jahr 2020.	21
Abbildung 4-3: Histogramm des stündlichen Lastdeckungsanteils der erneuerbaren Energien.	21
Abbildung 4-4: Anteil der erneuerbaren Einspeisung am Stromverbrauch in % nach verschiedenen zeitlichen Auflösungen.	22
Abbildung 4-5: Monatliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last).	23
Abbildung 4-6: Wöchentliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last).	23
Abbildung 4-7: Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das ganze Jahr (tägliche Mittelwerte).	24
Abbildung 4-8: Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das 1. Quartal (tägliche Mittelwerte)	25
Abbildung 4-9: Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das 2. Quartal (tägliche Mittelwerte)	25
Abbildung 4-10: Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das 3. Quartal (tägliche Mittelwerte)	26
Abbildung 4-11: Tägliche erneuerbare Stromerzeugung, Residuallast und Strombedarf (Last) für das 4. Quartal (tägliche Mittelwerte)	26
Abbildung 4-12: Häufigkeitsverteilung der Last und der Residuallast (als Histogramm mit Intervallbreite 0.27 GW).	27
Abbildung 4-13: Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich PV-Einspeisung.	27
Abbildung 4-14: Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung der Windenergie.	28
Abbildung 4-15: Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung der Geothermie.	29
Abbildung 4-16: Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung von Laufwasserkraft.	29

Abbildung 4-17: Häufigkeitsverteilung der Last und der Last abzüglich Einspeisung der Bioenergie.	30
Abbildung 5-1: Veranschaulichung der Berechnung der Jahresdauerlinie für einen Zeitraum von 70 Stunden und einer Leistung von 40 bis ca. 80 GW in 5 GW Schritten.	31
Abbildung 5-2: Aufteilung der Last in Grund-, -Mittel- und Spitzenlastleistungsbereiche.	32
Abbildung 5-3: Jahresdauerlinie der Last, der Last mit erneuerbarer Stromeinspeisung sowie der Last mit erneuerbarer Einspeisung sowie Pumpspeicher und Einsatz von Import/Export.	33
Abbildung 5-4: Jahresdauerlinien mit der Stromerzeugung der einzelnen EE-Quellen.	33
Abbildung 5-5: Notwendiger Grund-, Mittel- und Spitzenlastleistungsbedarf mit und ohne EE-Einspeisung und mit und ohne Ausgleichsmaßnahmen (in dieser Studie exemplarisch Einsatz von PSW und Import/Export).	34
Abbildung 5-6: Exemplarische Veranschaulichung der Häufigkeit der An- und Abfahrvorgänge von 500 MW Kraftwerksblöcken im Leistungsbereich von 40 GW bis 44 GW für einen Zeitraum vom 70 Stunden.	35
Abbildung 5-7: Anzahl der notwendigen Abregelungen bzw. Abschaltungen im jeweiligen Leistungsbereich – Aufgelöst nach 500 MW Blöcken – Jahr 2020 – <u>ohne</u> Ausgleichsmaßnahmen.	36
Abbildung 5-8: Anzahl der notwendigen Abregelungen bzw. Abschaltungen im jeweiligen Leistungsbereich – Aufgelöst nach 500 MW Blöcken – Jahr 2020.	36
Abbildung 5-9: Häufigkeit und Ausmaß (in GW) der Unterschreitung der Grundlastgrenze der residualen Last.	38
Abbildung 9-1: Woche der minimalen wöchentlichen EE-Stromerzeugung.	47
Abbildung 9-2: Woche der minimalen EE-Einspeisung.	48
Abbildung 9-3: Woche der maximalen wöchentlichen EE-Stromerzeugung.	49
Abbildung 9-4: Woche der maximalen EE-Einspeisung.	49
Abbildung 9-5: Woche der Jahreshöchstlast.	50
Abbildung 9-6: Woche der Jahresminimallast.	51