

**Vorabdruck für die Bundespressekonferenz
am 7. Juli 2010**

Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen

Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner,
Harry Lehmann, Klaus Müschen

Mit Beiträgen von:

Reinhard Albert, Michael Bade, Thomas Charissé, Frauke Eckermann, Reinhard Herbener, Ute Kaulfersch, Guido Knoche, Kai Kuhnhen, Christiane Lohse, Charlotte Loreck, Ullrich Lorenz, Benjamin Lünenbürger, Michael Memmler, Christoph Mordziol, Andreas Ostermeier, Gertrude Penn-Bressel, Anika Reetsch, Yvonne Röming, Jens Schuberth, Jan Seven, Ulrike Wachsmann, Sven Weißbach, Bärbel Westermann

Unter Mitarbeit von:

Alexander Boehringer, Michael Börner, Kathrin Bruhn, Andreas Burger, Susanne Findeisen, Patrick Gniffke, Christian Herforth, Wulf Hülsmann, Kai Lipsius, Michael Marty, Werner Niederle, Diana Nissler, Ines Oehme, Peter Pichl, Sarah Rieseberg, Jörg Schneider, Sven Schneider

Umweltbundesamt

Mit einem Beitrag für das Kapitel 7 von:

Carsten Pape, Michael Sterner, Norman Gerhardt, Yves-Marie Saint-Drenan, Mareike Jentsch, Amany von Oehsen

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel

Auftragnehmer des Forschungsprojekts „Modellierung einer 100-Prozent erneuerbaren Stromerzeugung in 2050“, FKZ 363 01 277

Dessau-Roßlau, Juli 2010

UMWELTBUNDESAMT

Kurzzusammenfassung	9
Executive Summary „100% renewable electricity supply by 2050“	12
1 Einleitung.....	15
2 Demografische und wirtschaftliche Rahmendaten	22
2.1 Demografische Entwicklung	22
2.2 Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten	23
3 Energieverbrauch im Jahr 2050	24
3.1 Zusammenfassung	25
3.2 Private Haushalte	27
3.2.1 Raumwärme	28
3.2.2 Warmwasserbereitung	32
3.2.3 Heizungsumwälzpumpen.....	33
3.2.4 Solarpumpen	34
3.2.5 Beleuchtung.....	34
3.2.6 Sonstige Anwendungen	35
3.2.7 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte.....	36
3.3 Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.....	36
3.3.1 Industrie	37
3.3.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	38
3.4 Verkehr	40
3.4.1 Schienenverkehr	40
3.4.2 Straßenverkehr	40
3.5 Leitungsverluste und Verbrauch im Umwandlungsbereich.....	43
4 Potentiale von Stromspeichern und Lastmanagement.....	44
4.1 Stromspeicher	44
4.1.1 Pumpspeicherwerke	45
4.1.2 Chemische Speicher.....	47

4.2	Lastmanagement.....	59
4.2.1	Wärmepumpen	60
4.2.2	Klimatisierung	60
4.2.3	Elektromobilität	61
4.2.4	Industrielle Verbraucher.....	62
4.2.5	Weitere Potentiale	62
5	Potentiale der erneuerbaren Energien	64
5.1	Photovoltaik.....	64
5.2	Windenergie an Land	66
5.3	Windenergie auf See	68
5.4	Wasserkraft	70
5.5	Tiefe Geothermie.....	72
5.6	Biogene Rest- und Abfallstoffe	77
5.7	Zusammenfassung.....	81
6	Das Szenario „Regionenverbund“	83
6.1	Charakterisierung des Szenarios.....	84
6.2	Stromerzeugung und Speicherung	85
6.3	Wärme- und Kälteerzeugung.....	86
6.4	Verkehr	87
6.5	Energieverteilung.....	87
6.6	Versorgungssicherheit.....	87
7	Simulation des Szenarios „Regionenverbund“	89
7.1	Ansatz und Modellstruktur	89
7.2	Teilmodelle und Annahmen	91
7.2.1	Stromnetz	92
7.2.2	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.....	92
7.2.3	Last und Lastmanagement	99

7.2.4	Speicherung und Importe.....	105
7.3	Ergebnisse der Simulation.....	108
7.3.1	Einspeisung erneuerbarer Energien	108
7.3.2	Residuallast	116
7.3.3	Langzeitspeicher, Stromimporte und Reservekraftwerke.....	124
7.3.4	Energiebilanzen	131
7.4	Versorgungssicherheit.....	136
7.4.1	Regelleistung und Leistungsgradienten	137
7.4.2	Gesicherte Leistung.....	151
7.4.3	Fazit.....	160
7.5	Ergebnisbewertung und Schlussfolgerungen	161
8	Handlungsempfehlungen	168
8.1	Einleitung.....	168
8.2	Verbindliche Ziele für Emissionsminderungen und erneuerbare Energien .	169
8.3	Effizientere und intelligentere Energienutzung	170
8.4	Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen.....	174
8.5	Anpassung der Raumordnung.....	179
8.6	Ausbau der notwendigen Infrastruktur.....	180
8.7	Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark	183
8.8	Energieforschung	186
8.9	Akzeptanz für die Energiewende schaffen.....	188
8.10	Leitlinien für den Ausbau der erneuerbaren Energien	188
9	Zusammenfassung.....	190
	Abbildungsverzeichnis	196
	Tabellenverzeichnis	200
	Literaturverzeichnis	202
	Abkürzungsverzeichnis	221

Glossar	224
Anhang	227

Kurzzusammenfassung

Um bis 2050 die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% zu verringern, müssen wir als erstes die Stromversorgung umgestalten. Eine Schlüsselfunktion bei den Treibhausgasemissionen hat der Energiesektor, der derzeit für mehr als 80% der Emissionen¹ in Deutschland verantwortlich ist. Die Stromerzeugung ist heute für über 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen verantwortlich. Die Minderungspotentiale im Stromsektor sind besonders hoch: Mit einer effizienten Stromnutzung, rationellen Energieumwandlung und einer Energieversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht, ist es möglich, die Treibhausgasemissionen auf nahezu Null zu senken.

Eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung im Jahr 2050 ist in Deutschland als hoch entwickeltes Industrieland mit heutigem Lebensstil, Konsum- und Verhaltensmuster technisch möglich. Dies zeigen die Ergebnisse der Simulation des Szenarios „Regionenverbund“ sowie Studien anderer Institutionen wie dem Sachverständigen Rat für Umweltfragen, der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ und Greenpeace.

Unser Ergebnis ist Teil eines Lösungsraums, wie eine solche Stromversorgung bis 2050 zu erreichen ist. Neben dem Szenario „Regionenverbund“ skizzieren wir die beiden Szenarien International-Großtechnik und Lokal-Autark. Wir betrachten diese bei weiteren Studien. Impulse für den Lösungsraum sind auch aus diesen Szenarien zu erwarten.

Eine vollständig auf regenerativen Energien basierende Stromversorgung im Jahr 2050 ist auch ökonomisch vorteilhaft². Die Kosten sind geringer als die Kosten, die bei einem ungebremsten Klimawandel auf uns und künftige Generationen zukommen würden^{3,4}. Deutschland kann mit einer solchen Strategie den Klima-

¹ UBA 2010c

² SRU 2010, Enquete-Kommission 2002

³ Stern 2007

⁴ UBA 2010b

schutz mit einer erfolgreichen wirtschaftlichen Entwicklung verbinden und damit auch für den internationalen Klimaprozess wichtige Impulse aussenden.

Eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung kann die Versorgungssicherheit auf dem hohen heutigen Niveau jederzeit gewährleisten. Auch das Problem der Fluktuationen erneuerbarer Energien kann gelöst werden. Das zeigen die Ergebnisse unserer Simulation. Die Fluktuation kann zu jeder Zeit sicher ausgeglichen werden – da sich die unterschiedlichen Erzeugungsarten der erneuerbaren Energien, die Speicher und das Lastmanagement gut ergänzen können.

Wichtige Voraussetzung für eine solche Stromversorgung ist, dass zugleich die vorhandenen Einsparpotentiale beim Stromverbrauch weitgehend erschlossen werden. Dies gilt nicht nur für die Energieanwendungen in den privaten Haushalten. Auch Industrie und Gewerbe müssen trotz Wirtschaftswachstum ihren Stromverbrauch verringern, indem sie die vorhandenen Einsparmöglichkeiten konsequent ausnutzen. Dann können die erneuerbaren Energien auch den erheblichen zusätzlichen Stromverbrauch – für einen starken Ausbau der Elektromobilität, die komplette Bereitstellung von Heizungs- und Warmwasserbedarf mit Wärmepumpen – decken. Um den künftigen Stromverbrauch für die Wärmeversorgung von Gebäuden in Grenzen zu halten, ist es darüber hinaus notwendig, die Gebäudedämmung entscheiden zu verbessern.

Die Primärenergieversorgung von Deutschland beruhte im Jahr 2008 zu 70% auf Importen von Kohle, Erdgas, Öl und Uran⁵. Durch eine Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien könnte Deutschland seine Importabhängigkeit drastisch vermindern und wäre damit auch weit weniger verletzlich gegenüber starken Schwankungen oder Steigerungen des Öl- und Gaspreises.

Ein Umbau der Stromerzeugung auf 100% erneuerbare Energien in 2050 ist möglich, aber gleichwohl ambitioniert und erfordert entschlossenes politisches Handeln. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch lag noch vor 15 Jahren unter 5%, ist aber 2009 schon auf 16% gestiegen. Wenn wir in Deutschland unseren Strom

⁵ BMWi 2010

im Jahr 2050 vollständig aus erneuerbaren Energien erzeugen wollen, ist noch viel zu tun: Es ist nicht nur notwendig, den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voran zu treiben, sondern auch das bestehende Energiesystem umzubauen und für den ausschließlichen Einsatz erneuerbarer Energien tauglich zu machen. **Es ist wichtig auf dem Weg dahin Zwischenziele zu definieren, insbesondere für die Zeit nach 2020. Es gilt: Je früher, je entschlossener wir handeln, desto mehr Zeit bleibt uns für die notwendigen technischen und gesellschaftlichen Anpassungen!**

Executive Summary „100% renewable electricity supply by 2050“

In order to achieve an 80 – 90% reduction in Greenhouse Gas (GHG) emissions by 2050 we will first have to transform our electricity supply system. The energy sector holds a key function regarding GHG emissions by currently causing more than 80 % of the emissions in Germany⁶. Within this sector the electricity supply is responsible for about 40% of energy-related CO₂ emissions. The potential for reducing emissions in the electricity sector is very high. Provided a highly efficient use of electricity and energy conversion, as well as an energy supply system that is completely based on renewable energies, it will be possible to reach a level of nearly zero GHG emissions.

For Germany, the technological change towards an electricity supply system completely based on renewable energies by 2050 is possible. By doing so, Germany’s status as a highly industrialised country can be maintained, as can its subsequent ways of living, patterns of consumption and behaviour. This is shown in our simulation of the scenario „region’s network scenario” as well as in several studies of other institutions like the German Advisory Council on the Environment (SRU), the German Enquête-Commission on sustainable energy supply or Greenpeace.

Our results should be regarded as one part of a level playing field needed to create a 100 % renewable electricity supply system by 2050. Aside from the regional scenario, we also sketch two other scenarios: *International large scale application of technology* and *Local Energy Autarky*. For these two scenarios we intend to go more into depth within further studies as we expect them to provide further momentum towards achieving the level playing field.

A switch to an electricity supply system based on renewable energies will also be economically beneficial⁷. The costs of such a change in the energy supply are significantly lower than those of adapting to an unmitigated climate change we and

⁶ UBA 2010c

⁷ SRU 2010, Enquete-Kommission 2002

future generations would have to otherwise face^{8,9}. Germany could link a respective strategy to a successful economic development whilst creating important momentum for current international climate negotiations.

An electricity supply system completely based on renewable energies can provide the security of supply for today's high level of demand and at any hour of the year. The results of our simulations show that renewable energies can supply the demand for electricity and provide the necessary control reserve. Load fluctuations of the renewables can be safely compensated for at any time as the different forms of energy conversion, energy storage and intelligent load management complement each other sufficiently.

As an important condition for achieving this 100% renewable electricity supply, we have to tap the existing energy saving potential at the same time. This applies not only to the energy use of private households. Despite the expected economic growth, industry, trade and commerce also have to reduce their energy consumption by achieving the existing energy saving potential. If this is the case, renewable energies can provide the substantial additional electricity demand from new applications like electric cars or heat pumps for heating and hot water. To limit future electricity consumption for heating, a very good insulation of buildings is a basic requirement.

70% of the current primary energy consumption in Germany is based on the import of coal, natural gas or uranium. A complete supply of electricity from renewable energies could therefore dramatically reduce Germany's dependency on such imports and decrease vulnerability to fluctuating or rising oil- and gas prices.

⁸ Stern 2007

⁹ UBA 2010b

The conversion of the electricity supply system towards the use of 100% renewable energies by 2050 is possible. Nevertheless, this is a very ambitious goal and requires decisive political support. The share of renewable energies in the German gross electricity consumption has increased in the past 15 years from less than 5% to 16% in 2009. However, there is still much work ahead if Germany wants to cover its demand for electricity in 2050 completely through renewable energies: It is not only necessary to accelerate the expansion of renewable energies but also to substantially convert the existing energy system to make it fit for an exclusive use of renewables in the future.

It is important to define intermediate goals, particularly for the period after 2020. Generally, it can be said: The earlier we start decisive actions the more time we will have to tackle the upcoming challenges of necessary technological and societal adaptation!

1 Einleitung

Der Klimawandel findet statt – weltweit, in Europa und nicht zuletzt auch in Deutschland. Aktuelle Projektionen über die künftige Klimaentwicklung zeigen eindringlich, vor welch großen Herausforderungen die Menschheit heute steht. Und obwohl sich das Verständnis der Ursachen und Auswirkungen des Klimawandels im Laufe der Zeit immer weiter verdichtet und das Wissen über mögliche Handlungsoptionen stetig wächst, nehmen die globalen Emissionen von Treibhausgasen weiter zu. Besonders alarmierend in Bezug auf künftig zu erwartende Klimaänderungen sind die Berichte des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimafragen¹⁰)¹¹, die die fortschreitende Klimaerwärmung und die damit verbundenen Gefahren aufzeigen.

In Artikel 2 der UN-Klimarahmenkonvention¹² hat sich die Staatengemeinschaft das Ziel gesetzt, „die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu begrenzen, bei dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird“. Unter Berücksichtigung der vom IPCC¹³ skizzierten globalen und regionalen Klimafolgen ist es daher geboten, eine Erwärmung um 2 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter als strikte Obergrenze einer weltweiten Temperaturerhöhung festzulegen. Auch Deutschland und die Europäische Union erkennen dieses Ziel unter anderem mit der Kopenhagen-Vereinbarung politisch an.

Eine weltweite Abnahme der Treibhausgasemissionen, die bis zum Ende dieser Dekade erreicht sein muss, um diese Zwei-Grad-Grenze einzuhalten, ist derzeit jedoch bei Weitem nicht absehbar. Die nach dem UN-Klimagipfel in Kopenhagen Ende 2009 von den Vertragsstaaten zur Klimarahmenkonvention bekannt gegebenen Ziele zur Verminderung der Treibhausgasemissionen¹⁴ geben Anlass zur Sorge,

¹⁰ IPCC 2007

¹¹ Für eine neuere Veröffentlichung hierzu siehe Parry et al. 2008

¹² <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convger.pdf>

¹³ IPCC 2007

¹⁴ Siehe Internetseite des UN-Klimasekretariats: www.unfccc.int, Stichwort „Copenhagen Accord“

da sie nach aktuellen Berechnungen zu einer Erderwärmung von etwa 3,5 Grad Celsius¹⁵ führen würden. Die von den Industrieländern bis 2020 zugesagte Minderung der Treibhausgasemissionen (siehe Abbildung 1-1 KPHG-Angebote¹⁶) um bestenfalls 18% unter dem Emissionsniveau von 1990 bleibt weit unter der vom IPCC empfohlenen Emissionsbegrenzung, die notwendig ist, um die Zwei-Grad-Grenze zu unterschreiten^{17,18}.

Zur Einhaltung der Zwei-Grad-Grenze müssen die Treibhausgasemissionen bis zur Jahrhundertmitte weltweit halbiert werden, bezogen auf die Emissionswerte von 1990. Heutige Industrieländer müssen aufgrund ihrer historischen Verantwortung sowie ihrer wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit ihre Emissionen bis dahin um 80% bis 95% reduzieren¹⁹.

¹⁵ Rogelj et al. 2010

¹⁶ Stand 30.03.2010

¹⁷ UBA 2010a

¹⁸ Industriestaaten müssen demnach bis 2020 ihre Emissionen zwischen 25% und 40% unter das Niveau von 1990 senken.

¹⁹ IPCC 2007

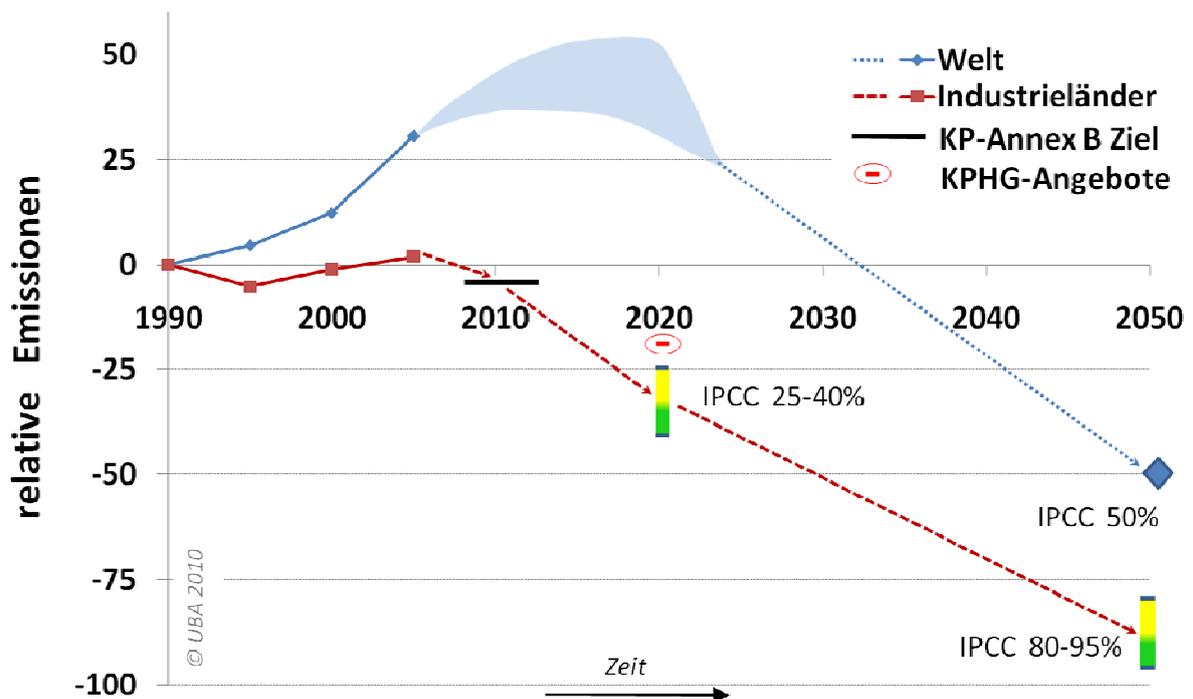


Abbildung 1-1: Vereinfachte Darstellung der historischen Entwicklung der Treibhausgasemissionen bis 2005 und der vom IPCC konstatierten notwendigen Emissionsminderung in den Industrieländern und weltweit bis 2050 für die Einhaltung der Zwei-Grad-Grenze²⁰ (KP-Annex B Ziel: Annex B des Kyoto Protokolls; KPHG-Angebote: Emissionsminderungsangebote im Rahmen der Kopenhagen-Vereinbarung)

Jede weitere Verzögerung von Klimaschutzbemühungen setzt die internationale Staatengemeinschaft zunehmend unter Druck, da sie langfristig Emissionen in weit höherem Maße einsparen müsste, als dies technisch und ökonomisch realisierbar ist. Aus diesem Grund müssen die leistungsfähigen Industrienationen heute eine Vorreiterrolle übernehmen, indem sie Strategien und Konzepte für eine langfristig angelegte, nachhaltige Klimaschutzpolitik entwickeln und rasch umsetzen, um so die Emissionen in Wirtschaftszweigen mit hoher Treibhausgasintensität deutlich zu senken. Bereits heute stehen viele der hierfür notwendigen Techniken zur Emissionsvermeidung zur Verfügung, etwa der Einsatz erneuerbarer Energien. Die Kosten sind dabei sogar deutlich geringer als die Kosten, die bei einem ungebremsten

²⁰ Quelle historische Daten: WRI 2010

Klimawandel auf uns und künftige Generationen zukommen würden^{21,22}.

Mit dem Integrierten Energie- und Klimapaket der Bundesregierung (IEKP)²³ hat die deutsche Klimaschutzpolitik einen bedeutenden Impuls für das kommende Jahrzehnt erhalten. Die Koalitionsparteien der Bundesregierung halten am Ziel einer Treibhausgasminderung von 40% bis zum Jahre 2020 fest, verglichen mit dem Niveau von 1990²⁴. Darüber hinaus braucht Deutschland nun eine langfristig ausgerichtete Klimaschutzstrategie bis zur Jahrhundertmitte, um die Empfehlung des IPCC für Industrieländer zu erfüllen und die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% gegenüber 1990 zu mindern. Die Bundesregierung muss daher ein langfristiges Minderungsziel bis 2050 festlegen und sich dabei am oberen Rand dieser Minderungsempfehlung bewegen. Aus Sicht des Umweltbundesamtes sollte Deutschland sogar anstreben, seine Treibhausgasemissionen bis 2050 auf nahezu Null abzusenken – also treibhausgasneutral zu werden. Es ist diese Vision eines treibhausgasneutralen Deutschlands, die den Ausgangspunkt der vorliegenden Studie bildet.

Eine Schlüsselfunktion bei den Treibhausgasemissionen kommt dabei dem Energiesektor zu, der derzeit in Deutschland für mehr als 80% aller Emissionen²⁵ verantwortlich ist. Die Einsparpotentiale im Energiesektor sind besonders hoch: Mit einer effizienten Nutzung und Umwandlung von Energie sowie einer Energieversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energiequellen beruht, ist es möglich, die Treibhausgasemissionen auf nahezu Null zu senken. Andere Sektoren, wie die Landwirtschaft oder die Industrie, müssen ebenfalls Emissionen senken, werden aber bei der Ausschöpfung von Potentialen eher an technische und ökonomische Grenzen stoßen. Aus diesem Grund halten wir es für besonders wichtig, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung²⁶ anzustreben und so schnell wie möglich die

²¹ Stern 2007

²² UBA 2010b

²³ BMWI/BMU 2007

²⁴ Koalitionsvertrag 26.10.2009

²⁵ UBA 2010c

²⁶ Die UBA-Klimaschutzkonzeption (UBA 2009a) diskutiert in Kapitel 29 ausführlich eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ausführlich.

notwendigen Schritte dafür einzuleiten.

Die Stromerzeugung ist heute für über 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen verantwortlich. Aus diesem Grund legt die vorliegende Studie den Fokus auf die Untersuchung einer nachhaltigen Stromversorgung. Das ist sozusagen der erste Baustein für unsere Vision eines treibhausgasneutralen Deutschlands: Wie kann eine Stromerzeugung im Jahr 2050 aussehen, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht?²⁷

Mit den heute vorhandenen Techniken zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann man drei archetypische Szenarien einer erneuerbaren Stromversorgung identifizieren. Damit wollen wir einen Lösungsraum aufzeigen, wie eine hundertprozentige Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2050 zu erreichen ist.

Das erste Szenario ist das des „Regionenverbunds“: Alle Regionen Deutschlands nutzen ihre Potentiale der erneuerbaren Energien weitgehend aus. Es findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt. Nur zu einem geringen Anteil wird Strom aus Nachbarstaaten importiert.

Das zweite Szenario heißt „International-Großtechnik“: Die Stromversorgung Deutschlands und Europas basiert auf großen, europaweit verteilten Stromerzeugungsanlagen auf Basis der erneuerbaren Energien in einem interkontinentalen Stromverbund. Ein erheblicher Anteil des deutschen Strombedarfs wird aus den Nachbarstaaten importiert.

Das dritte Szenario heißt „Lokal-Autark“: In diesem Szenario werden kleinräumige, dezentrale Strukturen autark mit Strom versorgt. Es werden ausschließlich die Potentiale der erneuerbaren Energien vor Ort genutzt.

Kapitel 2 enthält Annahmen zu den Rahmendaten, die wir für die Modellierung

²⁷ Szenarien und Untersuchungen über die Zukunft der Energieversorgung sind in den letzten Jahrzehnten reichlich erarbeitet und publiziert worden. Eine Auswahl:

Internationale Studien: Le Groupe de Bellevue 1978; Nakicenovic 1982; LTI Research Team 1998; Lehmann et al. 2003, ECF 2010; EREC 2010

Deutsche Studien: BMU 2009a; Enquete-Kommission 2002; SRU 2010; WWF 2009; Greenpeace 2009; FFE 2009c

verwenden. Dazu gehören zum Beispiel Daten zur demografischen und wirtschaftlichen Situation im Jahr 2050. In den Kapiteln 3, 4 und 5 beschreiben wir ein Szenario für den Energieverbrauch im Jahr 2050 sowie die Potentiale des Lastmanagements, der Stromspeicher und der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei diesen Potenzialschätzungen gehen wir von der besten heute am Markt verfügbaren Technik aus. Angesichts des technischen Fortschritts der letzten 40 Jahre ist zwar anzunehmen, dass die Technik sich auch in Zukunft weiter entwickeln wird. Da es aber schwierig ist, künftige technische Entwicklungen für die kommenden vier Jahrzehnte abzusehen, gehen wir bei dieser Untersuchung lediglich von der besten heute verfügbaren Technik aus.

Im Rahmen der Potenzialschätzung der erneuerbaren Energien beschränken wir uns in dieser Studie bei der Biomasse aus zwei Gründen auf die Abfallbiomasse. Erstens sehen wir die Anbaubiomasse vor allem im Hinblick auf ihre Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion sowie im Hinblick auf den Naturschutz kritisch²⁸. Zweitens fällt die Abfallbiomasse ohnehin an. Soweit es keine Konkurrenzen zu vorrangigen Versorgungsbereichen gibt, wie zur stofflichen Verwendung, kann man sie zur Energiegewinnung nutzen. Auch wenn Müllverbrennungsanlagen einen Beitrag zur Stromerzeugung leisten, berücksichtigen wir nicht den Restmüll, der in Müllverbrennungsanlagen zur Stromerzeugung eingesetzt wird, da heutzutage nicht abzusehen ist, wie die Restmüllverwertung im Jahr 2050 aussehen wird.

Die Frage, ob eine hundertprozentige Stromversorgung im Jahr 2050 möglich ist, beantworten wir in dieser Studie aus der technischen Perspektive. Ökonomische Faktoren, wie z.B. der Ölpreis, sind nur sehr schwer für die kommenden vier Jahrzehnte abzuschätzen. Kostenänderungen, wie sie etwa durch eine Erhöhung des Ölpreises entstehen würden, können wiederum dazu führen, dass die Gesamtkosten in der Zukunft von den Prognosen abweichen und höher oder niedriger ausfallen und das könnte dazu führen, dass bislang zu teure Technologien wirtschaftlich werden.

In Kapitel 6 stellen wir das Szenario „Regionenverbund“ ausführlich vor, das seinen Fokus im Wesentlichen auf das Ausschöpfen der regionalen Potentiale legt. Das

²⁸ Siehe u.a. SRU 2007

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) hat dieses Szenario für uns simuliert. Die Ergebnisse werden in Kapitel 7 beschrieben. Die beiden oben aufgeführten Szenarien sollen in Folgeprojekten bearbeitet werden und mit verschiedenen Modellen simuliert werden.

Ein Umbau der Stromerzeugung auf 100% erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 ist sehr ambitioniert. Der Anteil erneuerbarer Energien lag noch vor 15 Jahren unter 5%, ist aber 2009 schon auf 16% angestiegen. Wenn wir in Deutschland unseren Strom im Jahr 2050 vollständig aus erneuerbaren Energien erzeugen wollen, gibt es noch sehr viel zu tun: Es ist nicht nur notwendig, den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voranzutreiben, sondern auch, das bestehende Energiesystem umzubauen und für die Umstellung auf erneuerbare Energien tauglich zu machen. Entsprechende Handlungsempfehlungen und Leitlinien für diesen Weg werden in Kapitel 8 beschrieben.

2 Demografische und wirtschaftliche Rahmendaten

Die vorliegende Studie beschreibt ein Modell für den Umbau der Stromversorgung auf 100% erneuerbare Energien im Jahr 2050. Um eine solche Modellierung vornehmen zu können, müssen gewisse Grundannahmen gemacht werden, wie die Lebensbedingungen und der Energiebedarf in Deutschland im Jahr 2050 aussehen. Da die Modellierung in erster Linie die technische Realisierbarkeit des sukzessiven Umbaus der Energieversorgung darstellt, bedarf es nur weniger, zentraler Rahmendaten für das Zieljahr 2050. Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass die gesellschaftlichen Realitäten sich bis 2050 nicht grundlegend ändern, sondern sich der bisherige Lebensstil sowie die heutigen Konsum- und Verhaltensmuster fortsetzen und Deutschland ein hochentwickeltes Industrieland bleibt. Wir möchten mit diesen Annahmen bewusst plausibel machen, wie eine erneuerbare Stromversorgung auch mit der heutigen Wirtschaftsstruktur und dem heutigen Lebensstil realisiert werden kann. Das Nutzungsverhalten von sogenannten Energiedienstleistungen, beispielsweise das Herbeiführen einer gewünschten Raumtemperatur oder bestimmte Mobilitätsansprüche, werden gegenüber heute nicht verändert. Insgesamt gehen wir in unserer Modellierung von einer gleichbleibenden Bedürfnishaltung und vom Einsatz der besten heute am Markt verfügbaren Technik aus.

Die in der Modellierung genutzten Daten basieren auf den Rahmendaten des Referenzszenarios von Prognos²⁹, da sie eine plausible wirtschaftliche und demografische Gesamtentwicklung abbilden.

2.1 Demografische Entwicklung

Deutschlands Bevölkerung nimmt seit 2003 ab, dieser Trend wird laut WWF-Studie anhalten und sich ab dem Jahr 2030 sogar beschleunigen. Die Bevölkerung wird sich verringern von rund 82,5 Millionen Einwohnern im Jahr 2005 um etwas mehr als 10 Millionen auf 72,2 Millionen Einwohner im Jahr 2050³⁰. Die Zahlen der WWF-Studie orientieren sich an der Variante 1 der 11. koordinierten Bevölkerungsvorausberech-

²⁹ In WWF 2009 (im Folgenden WWF-Studie genannt)

³⁰ WWF 2009

nung des Statistischen Bundesamtes von 2006. Angenommen wird:

- eine annähernd konstante Geburtenhäufigkeit von 1,4 Kindern je Frau,
- ein moderater Anstieg der Lebenserwartung und
- eine jährliche Nettozuwanderung, die bei durchschnittlich 150.000 Personen pro Jahr liegt³¹.

Die Entwicklung der Wohnfläche und die des Energieverbrauchs sind in Kapitel 3.2 beschrieben.

2.2 Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten

In unsere Modellierung findet die wirtschaftliche Gesamtentwicklung nur mittelbar Eingang, da die Simulationen im Wesentlichen die Verbrauchszahlen für die Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie den Bereich der Industrie aus dem Referenzszenario von Prognos³² verwenden, welche auf Basis des Bruttoinlandsprodukts (BIP) berechnet wurden³³. Das reale BIP-Wachstum beträgt danach bis 2050 durchschnittlich 0,7%, was eine moderate gesamtwirtschaftliche Entwicklung bedeutet, die auch auf Grund des demografischen Wandels plausibel ist. Damit beträgt die Wirtschaftsleistung im Jahr 2050 rund 2.981 Mrd. Euro₂₀₀₀. Pro Kopf bedeutet dies einen Anstieg des Bruttoinlandsprodukts von 25.740 Euro auf 41.301 Euro.

Der Trend zur Dienstleistungsgesellschaft prägt die Entwicklung bis 2050, der Anteil des Dienstleistungssektors beträgt 73% an der Bruttowertschöpfung, die sich insgesamt auf 2.775 Mrd. Euro₂₀₀₀ beläuft. Die Industrie verliert zwar gesamtwirtschaftlich etwas an Gewicht, das absolute Produktionsniveau steigt allerdings auf rund 581 Mrd. Euro für 2050 im Vergleich zu 430 Mrd. Euro für 2005. Diese Entwicklung beschreibt die Fortsetzung der bisherigen Entwicklungstrends.

³¹ Bei der Variante 1 des Statistischen Bundesamts wurden zwei Untervarianten W1 und W2 berechnet, mit einem Wanderungssaldo von 100.000 bzw. 200.000 Personen pro Jahr. Die Berechnung des WWF schlägt einen Mittelweg zwischen diesen beiden Varianten ein.

³² In WWF 2009

³³ Ob die dort zugrunde gelegte wirtschaftliche Entwicklung angesichts der global begrenzten Ressourcen letztlich realistisch ist, wird in dieser Studie nicht weiter untersucht.

3 Energieverbrauch im Jahr 2050

Um im Jahr eine vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung zu erreichen, müssen wir die Potentiale zur Senkung des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie und Haushalte sowie dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ausschöpfen.

Wir beschreiben in diesem Kapitel ein Szenario für den Stromverbrauch im Jahr 2050 sowie die technischen Potentiale zur Senkung des Endenergieverbrauchs, wobei uns hier vor allem der Stromverbrauch interessiert. Wir gehen davon aus, dass die Minderungspotentiale bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig erschlossen sind. Diese Minderungspotentiale ergeben sich aus der erwarteten vollständigen Durchdringung des Anlagen-, Geräte- und Gebäudebestandes mit den besten, heute am Markt verfügbaren Techniken. Änderungen im Nutzungsverhalten berücksichtigen wir indes nicht. Wir nehmen zudem an, dass die Stromanwendungen Kraftstoffe und Brennstoffe teilweise verdrängen werden. So bewirken etwa die Einführung der Elektromobilität und der zunehmende Einsatz elektrischer Wärmepumpen, dass der Stromverbrauch im Jahr 2050 insgesamt kaum niedriger sein wird als im Jahr 2005.

Für GHD sowie für die Industrie verwenden wir vorwiegend das Referenzszenario von Prognos³⁴, das wir als plausibel einstufen (siehe Kapitel 2)³⁵. Auf Grundlage eigener Annahmen ermitteln wir den den Endenergiebedarf der privaten Haushalte, den Raumwärmebedarf in der Industrie, den Kälte- und Klimatisierungsbedarf im GHD-Sektor und den Strombedarf für den Straßenverkehr im Jahr 2050.

³⁴ Nach unserer Einschätzung ist das Innovationsszenario in der WWF-Studie im Gegensatz zum Referenzszenario überaus anspruchsvoll und nicht allein mit der besten heute am Markt verfügbaren Technik zu erreichen. Weitere Innovationsschritte, wie beispielsweise im Innovationsszenario beschrieben, können zu zusätzlichen Energieeinsparungen führen, die hier aber nicht berücksichtigt werden.

³⁵ Einige Studien weisen Einsparpotentiale bis zum Jahr 2050 in ähnlicher Höhe aus, z.B. BMU 2009a, Greenpeace 2009, UBA 2002, im Gegensatz zu bspw. FFE 2009c

3.1 Zusammenfassung

Endenergieverbrauch

Tabelle 3-1 und Abbildung 3-1 zeigen den Endenergieverbrauch der Sektoren Haushalte, GHD und Industrie für die jeweiligen Anwendungen in den Jahren 2005, 2008³⁶ und 2050.

Tabelle 3-1: Endenergieverbrauch 2005, 2008 und 2050 nach Anwendungen, Energieträgern und Sektoren

	2005		2008		2050	
	Strom	Brennstoffe	Strom	Brennstoffe	Strom	Brennstoffe
HH Raumwärme	22,9 TWh	556,9 TWh	20,9 TWh	509,5 TWh	30,9 TWh (*)	0,0 TWh
HH Warmwasser	14,7 TWh	57,2 TWh	13,5 TWh	52,3 TWh	5,6 TWh (*)	0,0 TWh
HH Beleuchtung	11,8 TWh		10,8 TWh		1,8 TWh	
HH sonst. Anwendungen	83,1 TWh	4,3 TWh	76,0 TWh	3,9 TWh	63,5 TWh	0,0 TWh
HH Solar- und Umwälzpumpen	8,5 TWh		7,8 TWh		3,6 TWh	
Summe Haushalte (HH)	141,0 TWh	618,4 TWh	129,0 TWh	565,7 TWh	105,4 TWh	0,0 TWh
	759,4 TWh		694,7 TWh		105,4 TWh	
GHD Raumwärme	10,0 TWh	174,5 TWh	9,6 TWh	167,6 TWh	1,9 TWh (*)	0,0 TWh
GHD Beleuchtung	41,1 TWh		39,5 TWh		18,3 TWh	
GHD IKT	15,6 TWh		14,9 TWh		7,8 TWh	
GHD Prozesswärme	9,2 TWh	76,9 TWh	8,8 TWh	73,9 TWh	18,4 TWh	62,4 TWh
GHD Kühlen und Lüften	18,1 TWh	0,0 TWh	17,3 TWh		28,1 TWh (*)	
GHD mechanische Energie	29,4 TWh	31,7 TWh (**)	28,3 TWh	30,4 TWh (**)	15,8 TWh	18,6 TWh (**)
Summe Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	123,3 TWh	283,1 TWh	118,4 TWh	271,8 TWh	90,3 TWh	81,0 TWh
	406,4 TWh		390,3 TWh		171,3 TWh	
Industrie Raumwärme	1,0 TWh	65,7 TWh	1,1 TWh	71,6 TWh	5,8 TWh (*)	0,0 TWh
Industrie Beleuchtung	10,8 TWh		11,8 TWh		8,3 TWh	
Industrie IKT	9,2 TWh		10,0 TWh		6,4 TWh	
Industrie Prozesswärme	64,3 TWh	379,3 TWh	62,4 TWh	421,5 TWh	50,2 TWh	296,4 TWh
- davon < 100 °C		53,1 TWh		59,0 TWh		41,5 TWh
- davon 100 °C - 200 °C		60,7 TWh		67,4 TWh		47,4 TWh
- davon 200 °C - 600 °C		45,5 TWh		50,6 TWh		35,6 TWh
- davon > 600 °C		220,0 TWh		244,5 TWh		171,9 TWh (***)
Ind. mechanische Energie	143,3 TWh		156,4 TWh		130,3 TWh	
Summe Industrie	228,6 TWh	445,0 TWh	241,7 TWh	493,1 TWh	201,0 TWh	296,4 TWh
	673,6 TWh		734,8 TWh		497,5 TWh	
Summe Haushalte, GHD, Industrie	492,9 TWh	1346,5 TWh	489,1 TWh	1330,7 TWh	396,7 TWh	377,5 TWh
	1839,4 TWh		1819,8 TWh		774,2 TWh	
Verkehr					71,7 TWh	
Endenergieverbrauch Strom gesamt					468,4 TWh	

Anmerkungen:

(*) Für Raumwärme, -kälte und Warmwasser: 2050 werden ausschließlich solarthermisch unterstützte elektrische Wärmepumpen bzw. in GHD Klimageräte eingesetzt, die, mit entsprechend dimensioniertem Pufferspeicher versehen, als regelbare Verbraucher betrachtet werden können.

(**) Kraftstoffe für überwiegend mobile Anwendungen in Verbrennungsmotoren, insbesondere für Land- und Forstwirtschaft, Baufahrzeuge, Militär.

(***) Enthält 79,5 TWh Koks für die Eisenherstellung.

Brennstoffe schließt Fernwärme ein.

Verkehr: Nur Stromverbrauch für Schienenverkehr und elektrische PKW (Elektromobilität im Straßenverkehr). Kraftstoffverbrauch wird nicht ausgewiesen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von WWF 2009 und AGEB 2009

³⁶ AGEB 2009

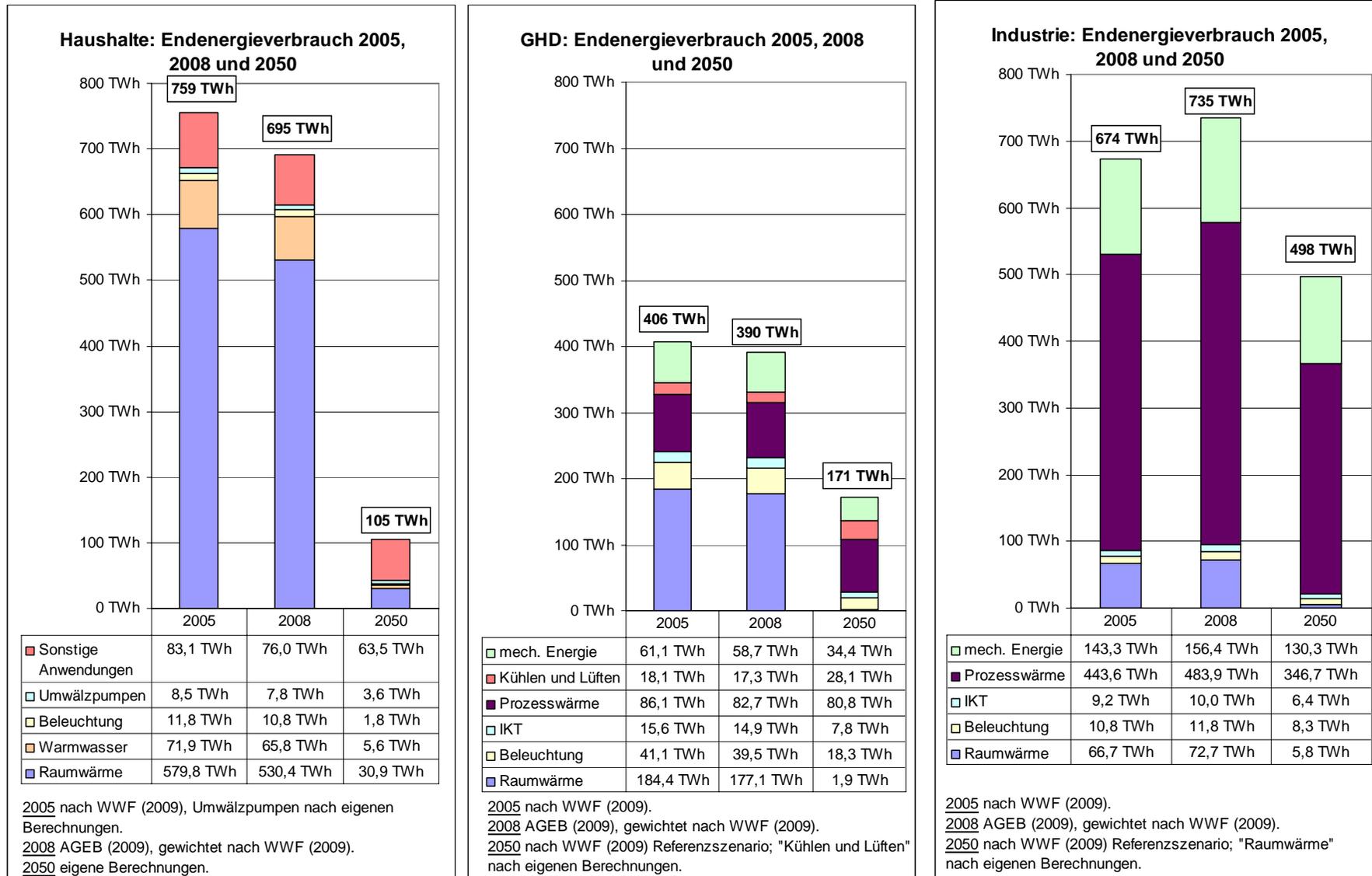


Abbildung 3-1: Endenergieverbrauch 2005, 2008 und 2050 für die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie

Da der Wärmebedarf grundsätzlich auch mit Strom gedeckt werden kann, weisen wir zusätzlich zum Strombedarf auch den Brennstoffbedarf in den einzelnen Sektoren aus, besonders für die Raumwärme und die Prozesswärme.

Stromverbrauch

Tabelle 3-2 fasst alle Stromverbräuche im Jahr 2050 zusammen, wie sie sich aus den folgenden Erläuterungen ergeben.

Tabelle 3-2: Stromverbrauch im Jahr 2050 (einschließlich Leitungsverluste- und Verluste im Umwandlungsbereich)

	[TWh]
Endenergieverbrauch Strom	468
davon:	
Haushalte	105
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	90
Industrie	201
Verkehr	72
Verbrauch im Umwandlungsbereich	8
Nettostromverbrauch	476
Leitungsverluste	30
Gesamtstromverbrauch	<u>506</u>

3.2 Private Haushalte

Das Referenzszenario von Prognos weist kein technisches Potential für die Strom-einsparungen in Privathaushalten aus. Wir berechnen daher die bis 2050 möglichen Stromeinsparungen in Privathaushalten selbst – mithilfe von Angaben aus der Studie „CO₂-Verminderung in Deutschland“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (im Folgenden FfE-Studie) (Zusammenfassung der Ergebnisse in Tabelle 3-1).³⁷

Bei der Ermittlung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte im Jahr 2050 liegen folgende Rahmendaten zugrunde:

³⁷ Teil 1: FFE 2009a, Teil 3: FFE 2009b – Im Folgenden FfE-Studie

Tabelle 3-3: Rahmendaten für die Ermittlung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte

	2005		Quelle	2050		Quelle
Bevölkerung	82.516.000	-		72.178.000	-	
Beheizte Wohnfläche insgesamt	3.223.000.000	m ²	WWF 2009, Tab. 3.1-1	3.525.000.000	m ²	WWF 2009, Tab. 3.1-1
Beheizte Wohnfläche EFH+ZFH	1.856.000.000	m ²		2.235.000.000	m ²	
Beheizte Wohnfläche MFH	1.367.000.000	m ²		1.290.000.000	m ²	
Anzahl EFH	11.025.108	St.	DESTATIS 2009b			
Anzahl ZFH	3.531.428	St.				
Anzahl MFH	3.043.406	St.				
Neubaurate				0,6	%/a	eigene Annahme

EFH: Einfamilienhäuser; ZFH: Zweifamilienhäuser; MFH: Mehrfamilienhäuser

Beim Endenergieverbrauch der privaten Haushalte unterscheiden wir folgende Anwendungen:

- Raumwärme
- Warmwasserbereitung
- Heizungsumwälz- und Solarpumpen
- Beleuchtung
- Sonstige Anwendungen (unter anderem Haushalts- und Elektrogeräte sowie Informations- und Kommunikationstechnik)

3.2.1 Raumwärme

Die Abbildung 3-2 veranschaulicht die Vorgehensweise bei der Schätzung des Energiebedarfs der Haushalte für Raumwärme im Jahr 2050.

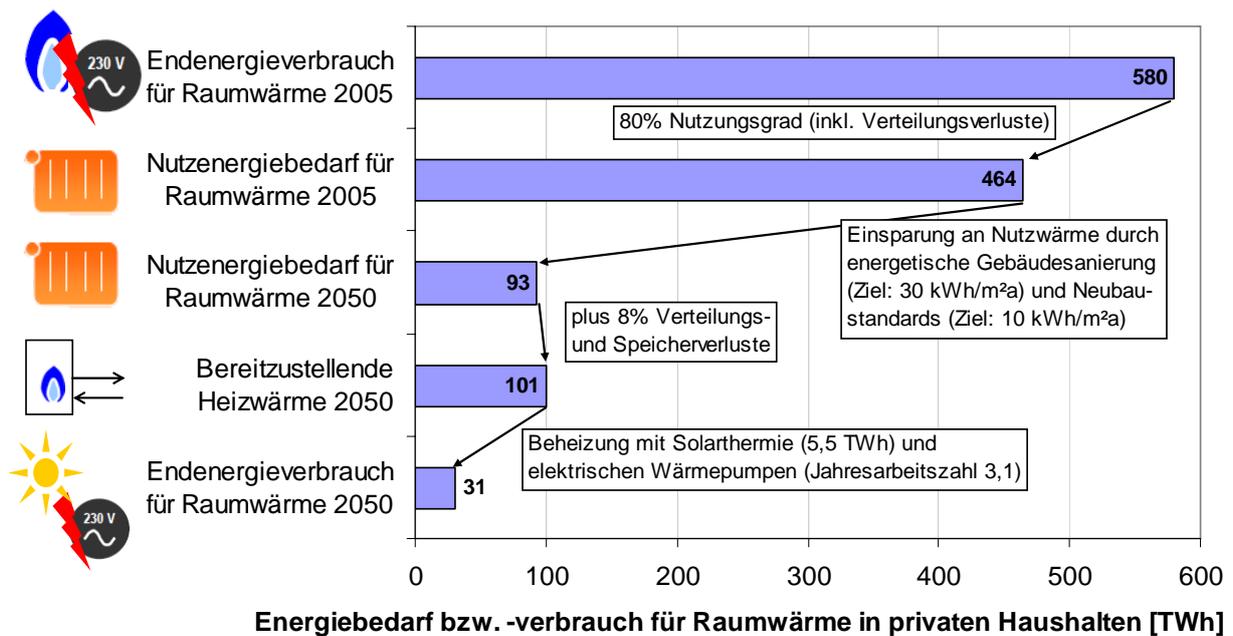


Abbildung 3-2: Vorgehensweise bei der Berechnung des Endenergiebedarfs der Haushalte für Raumwärme im Jahr 2050

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage eigener Berechnungen und WWF 2009, FfE 2009b, DESTATIS 2009b und DIN V 18599

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme in privaten Haushalten betrug 2005 etwa 580 Terawattstunden (TWh). Die Wohnfläche wird zwischen 2005 und 2050 von 3,2 Mrd. m² auf 3,5 Mrd. m² ansteigen und damit leicht zunehmen³⁸. Bei einem Nutzungsgrad der Heizungsanlagen von durchschnittlich 80% beträgt der derzeitige spezifische Nutzenergiebedarf für Raumwärme 464 TWh (siehe Abbildung 3-2) oder 144 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr (kWh/m²a).³⁹

Eine vollständige Sanierung des Gebäudebestands ist bis 2050 angesichts des schon heute bestehenden Sanierungsstaus und trotz der langlebigen Investitionen und der langen Investitionszyklen denkbar. Dazu muss die jährliche energetische Sanierungsrate, also der Anteil der jährlich energetisch sanierten Gebäude an der Sanierungsrate, von derzeit gut 1% auf 3,3% steigen. Eine Sanierung des gesamten Gebäudebestands auf Passivhausniveau mit einem Nutzenergiebedarf für Raumwärme von 15 kWh/m²a oder weniger halten wir aus technischen Gründen nicht für

³⁸ WWF 2009

³⁹ Eigene Berechnung

möglich. Stattdessen nehmen wir an, dass sich der spezifische Nutzenergiebedarf für Raumwärme aller Wohngebäude im Bestand ab 2020 auf durchschnittlich 30 kWh/m²a verringert. Dies berücksichtigt, dass einzelne Gebäude bis 2050 nicht umfassend saniert werden, weil zum Beispiel eine umfassende energetische Sanierung aus Denkmalschutzgründen nicht möglich ist, andere Gebäude dies jedoch durch ein besseres Sanierungsniveau ausgleichen.

Die jährliche Neubaurate liegt derzeit bei ca. 1% der vorhandenen Wohnfläche. Aufgrund der rückläufigen Bevölkerungsentwicklung und der zu erwartenden Sättigung des Marktes mit Singlehaushalten nehmen wir langfristig einen Rückgang der Neubaurate auf 0,6% an⁴⁰. Die weitere Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV) führt ab 2020 voraussichtlich zu einem Nutzenergiebedarf der Neubauten für Raumwärme von 10 kWh/m²a.

Die genannten Annahmen für Neubauten (10 kWh/m²a) und sanierte Altbauten (30 kWh/m²a) berücksichtigen wir in den Berechnungen erst ab dem Jahr 2020. Denn wir gehen davon aus, dass bis dahin sowohl ausreichende Kapazitäten für die drastisch ausgeweitete Gebäudesanierung geschaffen worden sind und das erforderliche Fachwissen für derartige anspruchsvolle Sanierungen und Neubaustandards verbreitet sein wird. Damit sinkt der Nutzenergiebedarf für Raumwärme aller Wohngebäude im Jahr 2050 von 144 kWh/m²a (insgesamt 464 TWh) auf 26,4 kWh/m²a (insgesamt 93,1 TWh, siehe Abbildung 3-2).

Weil die Wärmeverluste durch das Fensterlüften zu groß für den niedrigen Nutzenergiebedarf sind, ist sowohl bei sanierten Gebäuden als auch bei Neubauten der Einsatz von Lüftungsanlagen mit hocheffizienter Wärmerückgewinnung erforderlich.⁴¹ Der zusätzliche Stromverbrauch der Lüftung ist nach unserer Einschätzung aber vernachlässigbar gering.

⁴⁰ Eigene Schätzung

⁴¹ Technische Lösungen, die die baulichen Eingriffe in den Wohnraum deutlich reduzieren, sind heute grundsätzlich bekannt: Beim „Überströmprinzip“ erhalten die Aufenthaltsräume frische, vorgewärmte Luft, die durch andere Räume (Flur) zu den wenigen Räumen mit Gerüchen oder hoher Luftfeuchte (Küche, Bad) strömt, wo sie zur Wärmerückgewinnung abgesaugt wird; der Installationsaufwand ist dadurch vergleichsweise gering.

Beim Transport der erzeugten Heizwärme von der (Zentral-)Heizung in die Wohnräume treten Wärmeverluste von etwa 8% auf.⁴² Wie Abbildung 3-2 zeigt, beträgt die von den Zentralheizungen insgesamt bereitzustellende Heizwärme damit 100,5 TWh (28,5 kWh/m²a, siehe Abbildung 3-2). Der Stromverbrauch für die Wärmeverteilung ist im Unterkapitel „Heizungsumwälzpumpen“ erfasst (Kapitel 3.2.3).

Die Abwärme aus geothermischer Stromerzeugung kann im Jahr 2050 in gewissem Umfang zur Wärmeversorgung beitragen. Da Biomasse in unserem Szenario nicht für die Wärmebereitstellung in Haushalten eingesetzt werden soll (siehe Kapitel 5), kommen für eine erneuerbare Wärmeversorgung hauptsächlich elektrische Wärmepumpen mit Pufferspeichern in Betracht, die von solarthermischen Anlagen unterstützt werden. Deren Beitrag von ca. 5% des Heizwärmebedarfs entspricht 5,5 TWh Solarwärme⁴³. Elektrische Wärmepumpen mit einer mittleren Jahresarbeitszahl⁴⁴ von 3,1 erzeugen die restliche Heizwärme. Es ergibt sich für 2050 ein Endenergiebedarf von etwa 31 TWh, das entspricht 8,8 kWh/m²a. Ohne den solarthermischen Beitrag wären 32,7 TWh Strom erforderlich (9,3 kWh/m²a)⁴⁵.

Der verbleibende Endenergiebedarf wird damit vollständig durch Strom gedeckt. Die großen Energieeinsparpotentiale im Gebäudesektor zeigen sich im Vergleich mit dem derzeitigen Endenergiebedarf. Im Jahr 2005 betrug der gesamte Endenergiebedarf (Strom und Brennstoffe) für Raumwärme dagegen 579,8 TWh (siehe Abbildung 3-2).

⁴² Eigene Schätzung

⁴³ Wir berücksichtigen in dieser Studie keine saisonale Speicherung der Solarwärme.

⁴⁴ Die Jahresarbeitszahl beschreibt die Energieeffizienz einer elektrischen Wärmepumpe: Sie ist das für ein Jahr ermittelte Verhältnis von abgegebener Nutzwärme (Heizarbeit) für die Raumheizung zu dem dazu erforderlichen Aufwand (Antriebsarbeit). Bei elektrischen Wärmepumpen ist dies der erforderliche elektrische Strom. Zum Beispiel bedeutet eine Jahresarbeitszahl von 3,0 für eine elektrische Wärmepumpe, dass für die Bereitstellung von 3 kWh Nutzwärme 1 kWh elektrischer Strom erforderlich ist.

⁴⁵ Die Angaben zur Wärmeversorgung gelten für ein Normaljahr und sind Ergebnisse der Modellierung der Stromversorgung. Für nähere Informationen zur Modellierung siehe Kapitel 7.

3.2.2 Warmwasserbereitung

Wir leiten den Energieverbrauch für die Warmwasserbereitung der Haushalte im Jahre 2050 vom Bedarf an Nutzwärme ab (ohne Umwandlungs-, Speicher- oder Verteilungsverluste). Der Warmwasserbedarf hängt in erster Linie von der Anzahl der Personen in einem Haushalt ab. Der Endenergieverbrauch für die Warmwasserbereitung betrug im Jahr 2005 72 TWh, das sind bei 82,5 Mio. Einwohnern 872 kWh pro Jahr und Person.

Gewichtet nach den Anteilen von Ein- und Mehrfamilienhäusern (siehe Tabelle 3-3), nehmen wir einen mittleren Nutzenergiebedarf für die Warmwasserbereitung von 13,7 kWh/m²a an. Das entspricht einem Nutzenergiebedarf von insgesamt 44,1 TWh für alle Wohngebäude pro Jahr oder 535 kWh pro Jahr und Person⁴⁶. Für eine Kilowattstunde Nutzwärme müssen demnach 1,6 kWh Endenergie aufgewendet werden. Wir gehen dabei von einem etwa gleichbleibenden Verbrauch von Warmwasser aus⁴⁷. Gelingt es, die Speicher- und Verteilungsverluste für das Warmwasser um 75% zu reduzieren, muss die Heizung 572 kWh pro Person bereitstellen⁴⁸.

Wie bei der Raumwärme liefern hauptsächlich elektrische Wärmepumpen mit Pufferspeichern, unterstützt von solarthermischen Anlagen, die Energie zur Warmwasserbereitung. Die elektrischen Wärmepumpen, die gleichzeitig die Raumwärmeversorgung übernehmen, hätten im Jahr 2050 für die Warmwasserbereitung einen jährlichen Strombedarf von 184 kWh pro Person – das entspricht einem Gesamtstrombedarf von 13,3 TWh. Durch die Einbeziehung solarthermischer Anlagen mit einem solaren Deckungsanteil von 59% (entsprechend 24,2 TWh Solarwärme)

⁴⁶ DIN V 18599-10 (2007). Dabei beträgt der Nutzenergiebedarf für die Warmwasserbereitung 12 kWh/m²a für Einfamilienhäuser und 16 kWh/m²a für Mehrfamilienhäuser.

⁴⁷ Der Warmwasserverbrauch und damit der Endenergieverbrauch lässt sich durch Wasser sparende Armaturen, sparsames Nutzerverhalten, die Begrenzung der Speicher- und Verteilungsverluste sowie durch eine effiziente Wärmeerzeugung verringern. Durch den stromsparenden Anschluss von Geschirrspül- und Waschmaschinen an die Warmwasserversorgung (getrennte Anschlüsse für Kalt- und Warmwasser an den Geräten sowie eine kurze Warmwasserleitung vorausgesetzt) steigt der Warmwasserverbrauch wieder.

⁴⁸ Unter der Annahme, dass Speicher- und Verteilungsverluste heute die Hälfte der Energieverluste der Warmwasserbereitung verursachen.

beträgt im Jahr 2050 der Stromverbrauch für die Warmwasserbereitung 5,6 TWh⁴⁹.

3.2.3 Heizungsumwälzpumpen⁵⁰

Die Anforderungen der EU-Verordnung 641/2009/EG führen dazu, dass ab 2013 bzw. 2015 für die Anwendung in Heizungssystemen nur noch sogenannte Hocheffizienzpumpen zulässig sind, die drehzahl geregelt sind und über einen besonders effizienten Motor verfügen. Im Jahr 2050 wird es fast ausschließlich Hocheffizienzpumpen geben.

Der extrem niedrige Wärmebedarf, den Neubauten ab 2020 erreichen sollen, ermöglicht es, dass eine ohnehin erforderliche Lüftungsanlage die Wärme in den Wohnungen verteilt. Daher unterstellen wir, dass nur noch jeder zweite Neubau eine Heizungsumwälzpumpe benötigt.

Die FfE-Studie gibt folgenden jährlichen Energieverbrauch für Heizungsumwälzpumpen an:

- 49 kWh pro Einfamilienhaus
- 225 kWh für drei Heizkreispumpen in einem Mehrfamilienhaus
- 229 kWh pro Warmwasser-Zirkulationspumpe in jedem zweiten Mehrfamilienhaus

Ausgehend von dem spezifischen Stromverbrauch der Umwälzpumpen pro m² Wohnfläche sowie 2,2 Mrd. m² Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern und 1,3 Mrd. m² Wohnfläche in Mehrfamilienhäusern beträgt der Stromverbrauch für Heizungsumwälzpumpen im Jahr 2050 2,1 TWh. Hätte jedes Mehrfamilienhaus eine Warmwasser-Zirkulation, würde sich der Stromverbrauch um 0,3 TWh erhöhen.

⁴⁹ Die Angaben zur Wärmeversorgung aus Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen sind Ergebnisse der Modellierung der Stromversorgung im "Regionenverbund". Für nähere Informationen zur Modellierung siehe Kapitel 7.

⁵⁰ Da Heizungsumwälzpumpen zu den Elektrogeräten mit dem größten Energieverbrauch gehören und die technischen Einsparpotentiale vergleichsweise gut bekannt sind, lohnt im Gegensatz zur WWF-Studie eine getrennte Berechnung. Die WWF-Studie führt den Stromverbrauch von Heizungsumwälzpumpen als Teil der Hilfsenergie unter dem Stromverbrauch für Raumwärme an (siehe WWF 2009, Tab. 5.3-6). Der Stromverbrauch für Umwälzpumpen im Jahr 2005 wurde daher vom Stromverbrauch für Raumwärme abgezogen.

3.2.4 Solarpumpen

Wir haben bereits hergeleitet, dass solarthermische Anlagen im Jahr 2050 insgesamt 29,7 TWh Solarwärme liefern, davon 5,5 TWh für Raumwärme und 24,2 TWh für die Warmwasserbereitung. Unter der Annahme, dass für eine Kilowattstunde Solarwärme elektrische Hilfsenergie in Höhe von 5% für eine Solarpumpe erforderlich sind⁵¹, beträgt der Stromverbrauch durch Solarpumpen im Jahr 2050 etwa 1,5 TWh.

3.2.5 Beleuchtung

Die Grundlage unserer Berechnungen des Strombedarfs für die Beleuchtung im Jahr 2050 bilden die Daten der FfE-Studie sowie die vom UBA entwickelte Verbrauchskennzahl, die sogenannte PGav-Zahl^{52,53}. Sie ist ein Maß für die Elektroleistung (gemessen in Watt), die eine Lampe braucht, um eine bestimmte Menge Licht abzugeben (gemessen in Lumen). Wir nehmen an, dass 2050 nur noch Lampen mit einer PGav-Zahl von 16 eingesetzt werden. Diesen Wert erreicht die derzeit beste Gruppe der Haushaltslampen. Für die Beleuchtung der Privathaushalte ergibt sich damit folgender Stromverbrauch:

⁵¹ DIN V 18599 Teil 6

⁵² Die Pgav-Zahl ergibt sich aus dem Lichtstrom (= Dienstleistung) und der Elektroleistung (= Aufwand) einer Lampe. Typische PGav-Zahlen sind: Standardglühlampen: rund 100; in der Werbung als Energiesparlampen beworbenen Halogenglühlampen: 75-80; Kompaktleuchtstofflampen 15-40; LED-Lampen ~15-55.

⁵³ Siehe auch „Grundlagen und Anleitung für Anträge zum Blauen Engel für Lampen – Anwendung des UBA-Ansatzes zur Bewertung von Produkten der Beleuchtungstechnik“ (derzeit noch nicht veröffentlicht).

Tabelle 3-4: Änderung des Stromverbrauchs der Haushalte für Beleuchtung

Stromverbrauch 2005 für Beleuchtung ⁵⁴ nach der WWF-Studie	12	TWh
Minderungspotential 2050 (Differenzen 2005 bis 2050)	-10	TWh
Stromverbrauch 2050 (nach eigener Berechnung)	= 2	TWh

3.2.6 Sonstige Anwendungen

Den Strombedarf für Haushaltsgeräte⁵⁵ im Jahre 2050 entnehmen wir der FfE-Studie. Wir gehen davon aus, dass es im Jahr 2050 in den Haushalten nur noch Geräte gibt, die die derzeit höchste auf dem Markt erhältliche Energieeffizienz erreichen. Zudem nehmen wir an, dass Gasherde durch Elektroherde ersetzt werden, um kein Gas, sondern Strom aus erneuerbaren Energien zu nutzen. Der Brennstoffverbrauch durch Gasherde von 4,3 TWh im Jahr 2005 entspricht einem Stromverbrauch von 2,5 TWh im Jahr 2050.

Der Gesamtstromverbrauch für Geräte aus den Bereichen Informations- und Kommunikationstechnik⁵⁶ kann etwa halbiert werden. Einen wesentlichen Anteil daran haben die Minderung der Leerlaufverluste und der Umstieg von Kathodenstrahl- auf Flüssigkristallbildschirme.

Bei Aufzügen in Wohnhäusern lässt sich mit dem Einsatz effizienter Zahnkranzgetriebe (sogenannter Planetengetriebe) und durch Stromrückspeisung bei Abwärtsfahrten Strom sparen. Auch Leerlaufverluste lassen sich minimieren, z.B. bei einem Verzicht auf eine Dauerbeleuchtung der Aufzugskabinen während der Stillstandszeiten, die heute durchschnittlich über 8.000 Stunden pro Jahr betragen.

Für die sonstigen Anwendungen⁵⁷ innerhalb der Privathaushalte ergeben sich

⁵⁴ Stromverbrauch der Privathaushalte für die Beleuchtung in den Wohnungen und Gemeinschaftsbeleuchtung.

⁵⁵ Kühl- und Gefriergeräte und deren Kombinationen, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Herde sowie Geschirrspüler

⁵⁶ Z.B. Stereoanlagen, Kompaktanlagen, Fernsehgeräte, DVD-Spieler, Telefone, Fernkopierer, Anrufbeantworter, Rechner, Bildschirme, Bildabtaster und Drucker

⁵⁷ Diese umfassen mehr als die zuvor genannten vier Gruppen: Beispielsweise fallen auch Bügeleisen, Staubsauger, Kaffeemaschinen, Toaster, Haartrockner und Dunstabzugshauben darunter.

folgende gerundete Werte:

Tabelle 3-5: Änderung des Stromverbrauchs der Haushalte für sonstige Anwendungen

Stromverbrauch im Jahr 2005 für sonstige Anwendungen nach der WWF-Studie	83	TWh
Summe der zuvor genannten Minderungspotentiale abzüglich 2,5 TWh für den Ersatz von Gas- durch Elektroherde	-19	TWh
Stromverbrauch im Jahr 2050	=64	TWh

3.2.7 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte

Der Endenergieverbrauch der privaten Haushalte sinkt zwischen 2005 und 2050 von 759,4 TWh auf 105,4 TWh (siehe Tabelle 3-1). Dabei ersetzt Strom im Jahr 2005 den gesamten Bedarf an Brennstoffen.

3.3 Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

In den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) gibt es große Potentiale zur Einsparung von Energie und speziell von Strom.

Für diese Sektoren beziehen wir uns weitestgehend auf das Referenzszenario von Prognos⁵⁸. Die im Anschluss erläuterten Potentiale ergeben sich unter den folgenden Voraussetzungen:

- Es gibt keine Technologiesprünge.⁵⁹
- In allen Bereichen des Energieverbrauchs steigert sich die Effizienz moderat aber stetig. Das gilt vor allem für die Querschnittstechnologien Motoren, Druckluft, Pumpen, und Kühlen.
- In beiden Sektoren werden alle Möglichkeiten zur Nutzung von Abwärme (jeder Temperatur) genutzt.

Tabelle 3-1 enthält den Endenergieverbrauch der beiden Sektoren in den Jahren 2005, 2008 und 2050.

⁵⁸ In WWF 2009

⁵⁹ Eine Substitution von Brennstoffen durch Wasserstoff zur Erzeugung von Prozessenergie ist derzeit nicht Stand der Technik und wird deshalb in dieser Studie nicht weiter betrachtet.

3.3.1 Industrie

Das Referenzszenario von Prognos⁶⁰ geht von einer jährlichen Wachstumsrate der Industrieproduktion von 0,7% aus. Die Energieintensität nimmt in den einzelnen Industriebranchen leicht ab. Dieser Effekt wird bis 2050 tendenziell schwächer, da ohne den Einsatz völlig neuer Produktionsverfahren die verbleibenden technischen Einsparpotentiale sinken. Beispielsweise haben Wärmeerzeuger heute schon vergleichsweise hohe Wirkungsgrade – das erschließbare Verbesserungspotential der Wärmeerzeuger selbst ist daher relativ gering. Entsprechend gilt dies für andere Anwendungsbereiche. In den energieintensiven Industrien sind die Energieeinsparmöglichkeiten bei konventionellen Prozessen begrenzt, da hier bereits aus Kostengründen laufend optimiert wird.

Beim spezifischen, auf die Bruttowertschöpfung bezogenen Stromverbrauch bestehen Einsparoptionen für die folgenden Verwendungszwecke: mechanische Energie, Beleuchtung, Information und Kommunikation. Energieeffiziente Elektromotoren, Druckluftanlagen und Pumpen (so genannte Querschnittstechnologien), sowie sparsame Beleuchtung, energieeffiziente PCs und deren Peripheriegeräte verringern den Stromverbrauch. Brennstoffwechsel bei der Prozesswärmeerzeugung von Brennstoffen zu Strom als Energieträger begrenzen jedoch die möglichen Stromeinsparungen bis 2050.

Der Energiebedarf für die Erzeugung von **Prozesswärme** macht weiterhin den größten Anteil des industriellen Endenergieverbrauchs aus. Der spezifische, auf die Wertschöpfung bezogene Energieverbrauch für die Erzeugung von Prozesswärme sinkt bis 2050 im Durchschnitt um rund 42%. Effizienzgewinne lassen sich mit dem Einsatz von elektronischen Prozessleitsystemen, Wärmerückgewinnung, einer Reduktion der Abgasverluste, neuen Prozessdesigns sowie der Substitution brennstoffbetriebener Öfen durch Elektroöfen erreichen. Die restliche Prozesswärme wird 2050 aus Strom (50,2 TWh), Kraft-Wärme-Kopplung mit Biogas für Hochtemperatur-Prozesswärme, Koks zur Eisenherstellung sowie weiteren Brennstoffen bereitgestellt.

⁶⁰ In WWF 2009

Der Energiebedarf für **mechanische Energie** verringert sich bis 2050 um ein Drittel. Das wird durch die Rückgewinnung mechanischer Prozessenergie, die Anpassung der Anlagen an den tatsächlichen Bedarf, Maßnahmen zur Verbesserung der Wirkungsgrade sowie die bedarfsgerechte Dimensionierung von Motoren und Antriebsmaschinen erreicht. Effiziente Kompaktleuchtstofflampen und Leuchtdioden ermöglichen, dass der Stromverbrauch für **Beleuchtungszwecke** im Jahr 2050 auf 8,3 TWh sinkt.

Der Endenergieverbrauch für **Raumwärme** in der Industrie sinkt nach dem Referenzszenario von 72,2 TWh im Jahr 2008 auf 38,3 TWh im Jahr 2050. Der Endenergieverbrauch von 2050 enthält bereits die Effekte des Bruttoinlandsproduktwachstums, der Energieeinsparung durch besseren Wärmeschutz und der Nutzung von Abwärme aus Industrieprozessen. Die WWF-Studie gibt keine Auskunft darüber, welche Energieträger die Raumwärme erzeugen. Wir nehmen deshalb an, dass im Jahr 2050 elektrische Wärmepumpen die Raumwärme auch in Industriegebäuden erzeugen. Beispiele zeigen, dass dies möglich ist: Mit Erdsonden als Wärmequelle und Flächentemperierung sowie ohne die in Haushalten zu berücksichtigende Warmwasserbereitung sind auch vergleichsweise hohe Arbeitszahlen erreichbar. Der Stromverbrauch für die Raumwärme beträgt 2050 demnach 5,8 TWh.

Der gesamte **Endenergieverbrauch** im Sektor Industrie nimmt von 2005 bis 2050 trotz einer vorausgesagten Produktionssteigerung von 35% ab – von 673,6 TWh auf 498,3 TWh. Das bedeutet, dass die Effizienzsteigerungen die Auswirkung der Produktionssteigerung überkompensieren. Der Anteil von Strom vergrößert sich, der Verbrauch liegt im Jahr 2050 bei 201,8 TWh – das entspricht 41% des prognostizierten Endenergieverbrauchs der Industrie. Der Endenergieverbrauch der Industrie stieg von 2005 bis 2008 jedoch um 9% auf 734,8 TWh an. Dieser ansteigende Trend kann mit der durchgängigen Ausnutzung der vorhandenen Effizienzpotentiale noch umgekehrt werden.

3.3.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Für die meisten Anwendungen halten wir die Daten des Referenzszenarios von

Prognos⁶¹ für plausibel:

Die **Raumwärme** wird im Jahr 2050 ausschließlich durch Strom erzeugt. Der Endenergiebedarf geht stark zurück auf 1,9 TWh Strom.

Für **mechanische Energie** werden 2005 jeweils etwa zur Hälfte Strom und, für mobile Anwendungen⁶², Kraftstoffe eingesetzt. Bis 2050 sind die Energieeinsparungen bei Elektromotoren größer als bei Verbrennungsmotoren, sodass sich der Energiebedarf bis 2050 um 40% auf 34,4 TWh verringert– davon entfallen 15,8 TWh auf Strom und 18,6 TWh auf Kraftstoffe.

Die technischen Verbesserungen bei Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Dampf, die verstärkte Nutzung von Abwärme sowie Optimierungen von Anlagen und Prozessen führen dazu, dass sich der Energieverbrauch zur Erzeugung von **Prozesswärme** im Betrachtungszeitraum zwischen 24% (im Fall von Strom) und 35% (im Fall von Brennstoffen) verringert⁶³. Der Stromverbrauch liegt dann beispielweise bei 18,4 TWh.

Der Stromverbrauch für **Beleuchtungszwecke**, der rund 10% der vom Dienstleistungssektor bezogenen Endenergie ausmacht, halbiert sich im Jahr 2050 gegenüber 2005 und beträgt dann noch 18,3 TWh.

Im Referenzszenario von Prognos⁶⁴ verdreifacht sich der Energieverbrauch für **Lüftung und Klimatisierung** im GHD-Sektor von 18,1 TWh (2005) auf 59,7 TWh (2050), weil beinahe alle Gebäude gekühlt werden. Hier werden jedoch wesentliche technische Minderungspotentiale nicht berücksichtigt, wie etwa wirksamer Sonnenschutz, energiesparende Kühl- und Lüftungstechniken, optimierte Betriebsweisen und eine Reduzierung der Wärmequellen in Innenräumen, z.B. durch den Einsatz sparsamer IT-Technik. Wir nehmen an, dass diese Effizienzpotentiale genutzt werden und der Stromverbrauch für Lüftung und Klimatisierung bis 2050 nur um

⁶¹ WWF 2009

⁶² Zum Beispiel in Land- und Forstwirtschaft, Baufahrzeuge, Militär usw.

⁶³ Zur Bereitstellung der Prozesswärme in den Sektoren Industrie und GHD kommen entweder erneuerbares Methan, Hochtemperaturabwärme aus Biogas-Gasturbinen mit Kraft-Wärme-Kopplung oder überschüssiger Strom in Frage.

⁶⁴ In WWF 2009

10 TWh auf 28,1 TWh steigt.

Der **Endenergieverbrauch** im Sektor GHD sinkt zwischen 2005 und 2050 von 406 TWh um 50% auf 171,3 TWh. Dabei erhöht sich der Stromanteil. Im Jahr 2050 beträgt er über 60% des Endenergiebedarfs. Der Stromverbrauch liegt im Jahr 2050 bei 90,3 TWh (siehe Tabelle 3-1).

3.4 Verkehr

Im Verkehrssektor wird Strom derzeit fast ausschließlich im Schienenverkehr eingesetzt. Zukünftig erwarten wir jedoch infolge des Ausbaus der Elektromobilität auch eine zunehmende Stromnutzung im Straßenverkehr. Daher wollen wir im Folgenden darlegen, wie sich der Schienenverkehr und insbesondere die Elektromobilität im Straßenverkehr bis 2050 entwickeln könnten und wie sich das auf den Stromverbrauch auswirkt.

3.4.1 Schienenverkehr

Der Stromverbrauch für den Schienenverkehr beträgt im Jahr 2050 bei 21,7 TWh⁶⁵. Der Schienenverkehr umfasst hierbei den schienengebundenen öffentlichen Straßenpersonennahverkehr, den Eisenbahnpersonenverkehr und den Schienengüterverkehr. Folgende Faktoren beeinflussen die Höhe des Stromverbrauchs:

- Rückläufige Bevölkerungsentwicklung,
- demografisch bedingtes verändertes Fahrverhalten,
- Verbesserungen der Fahrzeugeffizienz und
- stark zunehmende Verkehrsleistung im Schienengüterverkehr (Anstieg um 116% bis 2050).

3.4.2 Straßenverkehr

Entwicklung der Elektromobilität

Elektrofahrzeuge sind heute im Straßenverkehr praktisch nicht vertreten. Die derzei-

⁶⁵ Mittelwert aus dem Innovations- und Referenzszenario von Prognos, WWF 2009

tigen Diskussionen um Elektromobilität und die technischen Entwicklungen der letzten Jahre zeigen jedoch, dass Elektrofahrzeuge in der Zukunft eine bedeutende Rolle spielen können. Für die Höhe des Stromverbrauchs im Jahr 2050 ist diese Entwicklung entscheidend.

Die langfristige Entwicklung der Elektromobilität hängt vor allem vom technischen Fortschritt der Batterietechnik ab, insbesondere von der Entwicklung der Energiespeicherdichte (angegeben in kWh/kg) sowie den Kosten im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen.

Unabhängig von der Wahl des Antriebs ist es im Verkehr vorrangig, die Effizienz der Fahrzeuge deutlich zu verbessern, insbesondere da der Hauptteil der Fahrzeuge in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich noch mit Verbrennungsmotor betrieben wird. Flankierend dazu muß der öffentliche Personennahverkehr gestärkt und ein hohes Verkehrsaufkommen vermieden werden.

In unserem Szenario betrachten wir nur Elektro-PKW, da für alle anderen Fahrzeugklassen, ebenso wie für den Schiffs- und Flugverkehr, die in naher Zukunft erreichbaren Speicherdichten bzw. Speicherkapazitäten voraussichtlich nicht ausreichend sind, zumindest jedoch nicht mit vertretbaren Kosten erschlossen werden können.

Derzeit zeichnen sich zwei Entwicklungen ab: reine Elektrofahrzeuge und Hybridfahrzeuge, sowohl mit als auch ohne Netzanschluss. Für den Stromverbrauch relevant sind nur die reinen Elektrofahrzeuge (im Folgenden nur Elektrofahrzeuge genannt) und die Hybridfahrzeuge mit Netzanschluss (im Folgenden Plug-in-Hybride genannt).

Hybride

Mit sehr großer Wahrscheinlichkeit werden Hybridfahrzeuge in der Zukunft einen erheblichen Anteil der PKW stellen. Die Ursache hierfür liegt in der größeren Effizienz dieser Technik gegenüber ausschließlich mit Verbrennungsmotoren betriebenen Fahrzeugen. Ein Beispiel hierfür ist der seit vielen Jahren am Markt verfügbare Toyota Prius. Verschiedene Hersteller haben in jüngster Zeit ähnliche Modelle angekündigt.

Der Schritt vom Voll-Hybrid zum Plug-in-Hybrid besteht darin, dass das Fahrzeug mit einem etwas größeren Akku und einem mit Netzstrom betriebenen Ladegerät „aufgewertet“ wird. Technisch ist dies problemlos möglich. Plug-in-Hybride befinden

sich derzeit an der Schwelle zur Markteinführung⁶⁶.

Wir gehen davon aus, dass Plug-in-Hybride in Zukunft einen großen Marktanteil erreichen werden. Durch den verstärkten Einsatz von Hybridfahrzeugen ist zugleich eine weitere Entwicklung in der Batterietechnik zu erwarten, die sich günstig auf die Entwicklung von Elektrofahrzeugen auswirken wird.

Elektrofahrzeuge

Im Hinblick auf einen verstärkten Einsatz reiner Elektrofahrzeuge sind heute vor allem die Kosten der Batterietechnik und die begrenzte Zahl der Ladezyklen problematisch. Eine weitere Schwachstelle stellt die Speicherdichte und somit die Reichweite bei einem gleichzeitig akzeptablen Fahrzeuggewicht dar. Einige Kleinstserienfahrzeuge mit Reichweiten von bis zu 300 km, dafür jedoch mit eingeschränkten Praxiseigenschaften, sind derzeit auf dem Markt erhältlich.⁶⁷

Welchen Anteil Elektrofahrzeuge in Zukunft haben werden, lässt sich schwer einschätzen. Wir gehen davon aus, dass Elektrofahrzeuge in Zukunft zunächst überwiegend im Nahverkehr, als Zweitfahrzeug oder bei regional eingesetzten Fahrzeugflotten eingesetzt werden.

Szenarioannahmen

Wir nehmen an, dass Plug-in-Hybride und reine Elektrofahrzeuge bis 2050 etwa die Hälfte der gesamten Fahrleistung in Höhe von 564,7 Mrd. PKW-Kilometern⁶⁸ elektrisch zurücklegen. Dies ist keine Prognose, sondern die Obergrenze der Entwicklung, die wir aufgrund der heute verfügbaren Technik als möglich einschätzen. Als durchschnittlichen Verbrauch von Elektrofahrzeugen⁶⁹ halten wir im Jahr 2050 etwa 20 kWh/100 km für realistisch. Damit liegt der gesamte Stromverbrauch für die Elektro-PkW im Jahr 2050 bei etwa 50 TWh.

Ob der hier angenommene Umfang der elektrischen Fahrleistung im Straßenverkehr

⁶⁶ Z.B.: Opel Ampera, Toyota Auris und Toyota Prius als Plug-in-Version.

⁶⁷ Beispiele: Mitsubishi i-MiEV mit einer Reichweite von rund 140 km oder der Tesla Roadster, mit einer Reichweite von ca. 300 km.

⁶⁸ WWF 2009

⁶⁹ Reine Elektrofahrzeuge, Plug-in-Hybride

tatsächlich bis zum Jahr 2050 erreicht wird, ist schwer zu prognostizieren. Eine breite Einführung der Elektromobilität hängt auch davon ab, ob es gelingt, Batterien zu entwickeln, die die notwendigen Reichweiten der reinen Elektrofahrzeuge zu vertretbaren Kosten hervorbringen können.

Bezogen auf die Frage, ob die erneuerbaren Energien den gesamten Strombedarf jederzeit decken können, stellen die von uns im oben beschriebenen Szenario gemachten Annahmen einen eher ungünstigen Fall dar. Verliefe die Entwicklung der Elektromobilität langsamer, stünden zwar geringere Lastmanagementpotentiale zur Verfügung, doch der Stromverbrauch wäre dafür niedriger. Die Potentiale erneuerbarer Energiequellen müssten nicht so stark ausgeschöpft werden oder anstelle der Elektromobilität könnten andere Verbraucher wie Elektrolyse mit Lastmanagement betrieben werden. Dieser Wasserstoff ließe sich dann zudem für die Rückverstromung in Situationen mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien verwenden.

3.5 Leitungsverluste und Verbrauch im Umwandlungsbereich

Der Transport von Strom ist in Folge der ohmschen Widerstände der Leitungen mit Energieverlusten verbunden. Die Höhe der Energieverluste hängt dabei auch von der Betriebsspannung ab.

Im Referenzszenario gehen die Leitungsverluste von 29 TWh (5% der Nettostromerzeugung) im Jahr 2005 wegen der abnehmenden Transportmenge im Netz bis zum Jahr 2050 leicht auf 25 TWh zurück. Wir nehmen in unserem Szenario für 2050 etwas höhere Leitungsverluste in Höhe von 30 TWh an. Dies entspricht 5,6% der Nettostromerzeugung in unserer Modellierung.

Hinzu kommt der Energieverbrauch im Umwandlungsbereich, den beispielsweise Raffinerien oder die Fernwärmeerzeugung verursachen. Dieser Energieverbrauch beträgt im Jahr 2050 etwa 8 TWh.⁷⁰

⁷⁰ WWF (2009)

4 Potentiale von Stromspeichern und Lastmanagement

Stromerzeugung und Stromverbrauch müssen jederzeit gleich groß sein. Die Stromerzeugung aus Sonne und Wind führt zu größeren und nicht vollständig prognostizierbaren Fluktuationen innerhalb der Stromeinspeisung. Auch der Stromverbrauch ist tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. Der für eine hundertprozentig erneuerbare Stromerzeugung erforderliche Ausbau von Wind und Photovoltaik führt einerseits zu Situationen, in denen große Erzeugungsüberschüsse bestehen, andererseits aber auch zu Situationen, in denen die Last größer als die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien ist. Daher besteht ein erheblicher Bedarf an Stromspeichern und Lastmanagement.

Im Folgenden beschreiben wir die Potentiale der verschiedenen Speichermöglichkeiten und die Potentiale für das Lastmanagement, die als virtuellen Speicher betrachtet werden können.

4.1 Stromspeicher

Der steigende Anteil fluktuierender, erneuerbarer Energien erfordert mittel- bis langfristig den Einsatz großer zusätzlicher Stromspeicher. Es werden sowohl Kurzzeitspeicher als auch Langzeitspeicher benötigt. Kurzzeitspeicher, wie z.B. Pumpspeicherwerke, können die Einspeiseschwankungen sehr gut im Ein- und Mehrtagbereich ausgleichen. Langzeitspeicher, wie z.B. chemische Speicher, können sehr gut Einspeiseschwankungen im Mehrtages-, Monats- oder Jahresbereich ausgleichen.

Ausgehend von der derzeit besten am Markt verfügbaren Technik beschränken wir uns in dieser Studie bei Kurzzeitspeichern auf Pumpspeicherwerke⁷¹.

Zusätzlich betrachten wir die chemischen Speichersysteme auf Basis von mit erneuerbaren Energien hergestelltem Methan (eE-Methan) oder Wasserstoff (eE-Wasserstoff). Diese Speichersysteme sind heute grundsätzlich in allen Komponenten verfügbar.

⁷¹ Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (d.h. Druckluftspeicherung ohne Temperaturverlust der Druckluft) befinden sich noch in der Entwicklung.

4.1.1 Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke speichern Energie in Form von potentieller Energie. In Zeiten geringer Stromnachfrage wird Wasser von einem niedrigen Niveau (Unterbecken) auf ein höheres (Oberbecken) gepumpt und in Spitzenlastzeiten wieder aus dem Oberbecken ins Unterbecken abgelassen, um Strom zu produzieren. Pumpspeicherwerke werden seit Jahrzehnten weltweit eingesetzt, ihr großtechnischer Einsatz ist also langjährig erprobt. In Deutschland beträgt ihre Nettonennleistung derzeit 6,6 Gigawatt⁷². Ihre Gesamtspeicherkapazität beträgt ca. 40 Gigawattstunden (GWh)⁷³. 2007 speisten die Pumpspeicher je nach Literaturquelle zwischen 6 und 7,4 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a)⁷⁴ Strom ins Netz⁷⁵ ein. Moderne Pumpspeicherwerke erreichen einen Speicherwirkungsgrad von über 80%, in Deutschland beträgt ihr Wirkungsgrad derzeit durchschnittlich ca. 74%⁷⁶. Pumpspeicherwerke können auch positive und negative Regelleistung sowie Blindleistung bereitstellen (siehe auch Kapitel 7.4 Versorgungssicherheit).

Pumpspeicherwerke sind aber aus Sicht der Gewässerökologie nur dann akzeptabel, wenn bei ihrem Betrieb zweierlei gewährleistet ist: Zum einen müssen Fische vor dem Eindringen in die Anlage bei der Wasserentnahme aus einem natürlichen Gewässer geschützt werden. Zum anderen muss baulich oder durch die Betriebsweise sichergestellt werden, dass überproportional starke Schwankungen des Wasserspiegels in einem angeschlossenen natürlichen Gewässer beim Ablassen des Wassers aus dem Oberbecken bzw. bei der Wasserentnahme vermieden werden.

⁷² DENA 2008a; WWF 2009

⁷³ Kleimaier 2010; Schulz 2009

⁷⁴ BEE 2009; BMU 2008; DENA 2010

⁷⁵Ein Grund für die unterschiedlichen Zahlen ist, dass einige Pumpspeicherwerke auch natürliche Zuflüsse haben. Diese werden in den einzelnen Literaturquellen vermutlich unterschiedlich berücksichtigt. Wagner und Rindelhardt (2007) etwa gehen von einer Nettostromerzeugung in Pumpspeicherwerken aus rein natürlichen Zuflüssen von 0,6 TWh aus⁷⁵.

⁷⁶ DENA 2008a

4.1.1.1 Technische Potentiale in Deutschland

Bis 2020 sind drei neue Pumpspeicherwerke mit einer installierten gesamten Gesamtnennleistung von 1645 Megawatt (MW)⁷⁷ in Planung. Zusätzlich gehen wir davon aus, dass die Leistungsfähigkeit bestehender Anlagen durch Modernisierungsmaßnahmen um 330 MW erhöht werden kann, sodass bis 2050 eine installierte Nennleistung von ca. 8,6 GW möglich ist.

Tabelle 4-1: Überblick über die Erhöhung der installierten Leistung von Pumpspeicherwerken

Zuwachs	Turbinenleistung		Pumpleistung		Quelle
Neubau PSW Atdorf	1400	MW	1400	MW	DENA 2010
Neubau PSW Einöden	200	MW	200	MW	DENA 2010
Neubau PSW Blautal	45,5	MW	44,7	MW	DENA 2010
5% Zuwachs durch Repowering bestehender Anlagen ⁷⁸	330	MW	-		Eigene Berechnung
Gesamt	1975,5	MW	1644,7	MW	

Weiterhin wurden in der ehemaligen DDR 20 Standorte für die Eignung zur Errichtung von Pumpspeicherwerken mit einem technischen Potential von 14 GW und durchschnittlich 5,5 Volllaststunden Speicherkapazität ermittelt⁷⁹.

Insgesamt ist das ökologische Zubaupotential für neue Pumpspeicherwerke jedoch begrenzt. Die Gründe sind fehlende geeignete Standorte, gesetzliche Vorschriften zum Naturschutz und mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung für den Bau neuer Großprojekte⁸⁰.

Neuartige Speicherkonzepte sehen beispielsweise die Stromspeicherung in Bergwerken vor, die eine Tiefe bis zu 1600 Meter haben. Da über die Machbarkeit und die ökologischen Folgen der Nutzung von Bergwerksspeichern zu wenig bekannt ist,

⁷⁷ DENA 2010

⁷⁸ Wir nehmen an, dass durch Repowering eine Erhöhung der Kapazität um durchschnittlich 5% erreicht wird. Dies entspricht einer Kapazitätserhöhung von 330 MW. Wir gehen davon aus, dass auch 2050 noch nicht alle Pumpspeicherwerke einen Gesamtwirkungsgrad von über 80% haben.

⁷⁹ Czisch 2005

⁸⁰ DENA 2010

berücksichtigen wir diese Potentiale hier nicht.

Im Sinne einer eher konservativen technisch-ökologischen Potentialschätzung gehen wir bis 2050 für Deutschland von einer installierten Turbinenleistung von 8,6 GW aus. Dieser Wert ergibt sich aus der derzeit installierten Leistung von 6,6 GW, dem bis 2020 geplanten Pumpspeicherneubau von 1,64 GW und einer Kapazitätserhöhung durch Repowering von 0,33 GW.

4.1.2 Chemische Speicher

Strom kann auch in chemische Energie umgewandelt und in dieser Form für einen längeren Zeitraum gespeichert und transportiert werden. Möglich ist dies z.B. durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse. Je nach Speichersystem kann der Wasserstoff direkt gespeichert (eE-Wasserstoff-Speichersystem), oder gegebenenfalls anschließend durch Reaktion zu Methan⁸¹ als eE-Methan gespeichert werden. Bei Bedarf kann diese chemisch gespeicherte Energie wieder in Strom umgewandelt (Rückverstromung) oder anderweitig genutzt werden. Als Speicher eignen sich auch unterirdische Räume, sogenannte Kavernen- und Porenspeicher. Bei der Methansynthese weichen wir von der Prämisse ab, hier nur die am Markt verfügbare Technik einzubeziehen. Das im Folgenden vorgestellte Verfahren ist jedoch grundsätzlich technisch realisierbar, denn die Methansynthese wurde in Demonstrationsprojekten erprobt. Im Gegensatz zu den Pumpspeicherwerken können chemische Speicher besonders gut Einspeiseschwankungen über einen längeren Zeitraum ausgleichen.

Im Folgenden stellen wir die Konzepte des eE-Methan- und des eE-Wasserstoffspeichersystems vor, vergleichen deren Systemwirkungsgrade und gehen anschließend auf die Speicherkapazitäten ein.

4.1.2.1 eE-Methan-Speichersystem

Das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) entwickelten das

⁸¹ Die Begriffe Methan, Erdgassubstitut und SNG (Substitute Natural Gas) werden synonym verwendet.

Konzept zur Herstellung und Speicherung von Methan aus Strom^{82,83}. Die Grundelemente des Konzepts sind bereits in einer Demonstrationsanlage kleinen Maßstabs erfolgreich umgesetzt worden⁸⁴.

Am Beispiel der Windenergie lässt sich das Konzept besonders gut erläutern. Die Küstenregion ist Schwerpunkt der Stromproduktion aus Wind, die Lastzentren Deutschlands liegen jedoch weiter südlich. Zugleich wird in Starkwindsituationen erheblich mehr Strom produziert als in Deutschland benötigt wird. Ein Großteil der Überschüsse fällt dabei in Norddeutschland an. Das Konzept sieht vor, dass der in bestimmten Phasen vorhandene überschüssige Strom aus erneuerbaren Energien (eE), vor allem aus Windenergie und Photovoltaik (PV), zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff verwendet wird. Das geschieht möglichst nahe am Ort der Erzeugung, also vorwiegend in Norddeutschland, um das Stromnetz nicht unnötig zu belasten. In einem weiteren Schritt wird der Wasserstoff mit CO₂ zu Methan konvertiert und in das Erdgasnetz eingespeist. Die vorhandene, gut ausgebaute Erdgas-Infrastruktur ermöglicht das effiziente Verteilen und Speichern des Methans. Das Methan kann fast überall und für viele Zwecke, vor allem zur Rückverstromung, genutzt werden (siehe Abbildung 4-1).

⁸² ZSW/IWES/Solar Fuel 2009; Sterner 2009

⁸³ Ähnliche Konzepte werden diskutiert, um längerfristige, bemannte NASA-Missionen zum Mars zu versorgen (u.a. Ralston 2009)

⁸⁴ IWES 2010

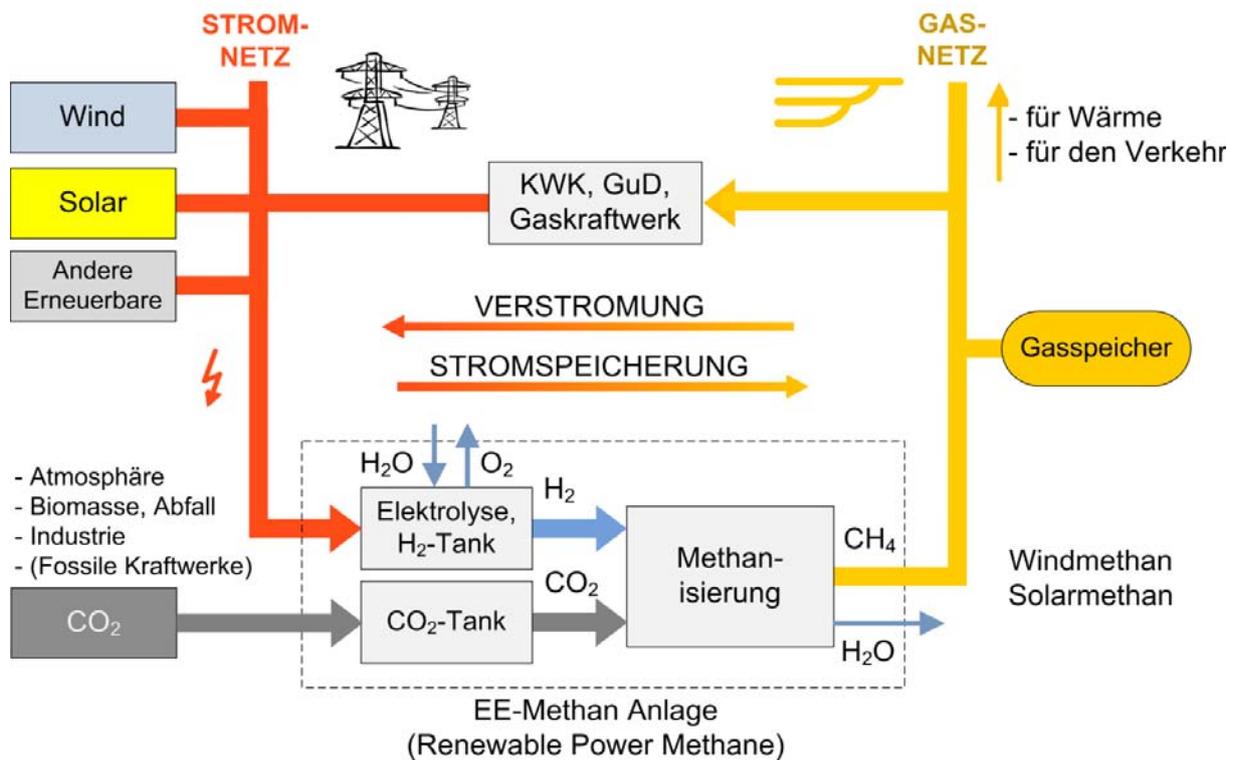


Abbildung 4-1: Konzept zur Wandlung überschüssigen Stroms aus eE-Anlagen (Wind, Photovoltaik) via Wasserstoff zu Methan (SNG) mit Rückverstromung in Gasturbinen- oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD)⁸⁵

Im Folgenden erläutern wir die in Abbildung 4-1 dargestellten Schritte.

Elektrolyse

Elektrolyseure, insbesondere alkalische Druckelektrolyseure, sind sehr gut regelbare Verbraucher. Sie sind daher hervorragend geeignet, um die Einspeiseschwankungen von Windenergie und Photovoltaik auszugleichen.

Alkalische Druckelektrolyseure werden in der Industrie seit Jahren im großtechnischen Maßstab für die Nutzung von Wasserstoff für chemische Prozesse eingesetzt. Die Leistungen der einzelnen Elektrolyseure betragen je nach Anwendungszweck bis zu rund 2 MW. Größere Leistungen werden durch den parallelen Einsatz mehrerer Elektrolyseure realisiert. Die Wirkungsgrade dieser Anlagen erreichen bis zu 70% (bezogen auf den Heizwert). Die Arbeitsdrücke betragen bis zu 30 bar.

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse steigt mit fallenden Stromdichten, d.h. die Effizienz

⁸⁵ Sterner 2009

nimmt im Teillastbereich zu⁸⁶. Anders als bei konventionellen Kraftwerken, bei denen der Wirkungsgrad im Teillastbetrieb abnimmt, sind hier Anlagendimensionierung und -betriebsführung besonders günstig, bei denen die Elektrolyse möglichst häufig bei minimaler Teillast betrieben wird. Der Teillastbereich liegt typischerweise zwischen 25% und 100% der Nennleistung.

Elektrolyseure haben sehr gute dynamische Eigenschaften. Sie reagieren im Betrieb nahezu verzögerungsfrei auf Lastwechsel, auch Leistungssprünge können im Sekundenbereich umgesetzt werden⁸⁷. Sie können also sehr schnell ihre Leistung über den gesamten Teillastbereich ändern. Das An- und Abfahren⁸⁸ der Anlagen ist in weniger als 15 Minuten möglich⁸⁹.

Da die Elektrolyse als Teil der chemischen Speicher die Funktion hat, die Überschüsse und Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien zu kompensieren, kann deren Leistung jederzeit dem Bedarf im Stromnetz angepasst, d.h. erhöht oder verringert, werden. In Verbindung mit den guten dynamischen Eigenschaften können daher Elektrolyseure die technischen Anforderungen für alle Regelleistungsarten erfüllen⁹⁰ (siehe auch Abschnitt 7.4). Aus technischer Sicht können Elektrolyseure somit als stufenlos regelbare Stromverbraucher für das planmäßige Lastmanagement und zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt werden^{91,92}. Die Elektrolyse kann somit – neben der energetischen Nutzung von überschüssigem Strom – einen bedeutenden Beitrag zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs leisten.

Die bisher großtechnisch eingesetzten Druckelektrolyseure bieten noch erhebliche

⁸⁶ FVS 2004

⁸⁷ FVS 2004

⁸⁸ Unter dem An- und Abfahren ist das Inbetriebsetzen und das Ausserbetriebnehmen gemeint.

⁸⁹ Diese An- und Abfahrzeiten sind bei entsprechender Anlagenauslegung zuverlässig erreichbar (siehe Brinner 2002)

⁹⁰ Unter Einhaltung dieser Anforderungen ist für die Primär- und Sekundärregelleistung der gesamte Teillastbereich, und für die Minutenreserveleistung – wegen kurzer An- und Abfahrzeiten der Elektrolyseure – die gesamte Anlagenleistung als Regelband nutzbar.

⁹¹ BMWA 2005

⁹² Klaus 2008

Potentiale zur Verbesserung des Anlagenwirkungsgrades. Bei der Entwicklung fortschrittlicher alkalischer Druckelektrolyseure spielt vor allem die Verringerung der sogenannten Überspannungsverluste eine große Rolle. Durch katalytische Aktivierung der Elektroden ist es gelungen, die Wirkungsgrade deutlich zu verbessern. Dies konnte erfolgreich anhand von verschiedenen Prototypen und Forschungsprojekten im Leistungsbereich bis 1 MW demonstriert werden. Diese Anlagen erreichen Wirkungsgrade (bezogen auf den Heizwert) von ca. 82% bei minimaler Teillast und von ca. 74% bei Nennleistung⁹³.

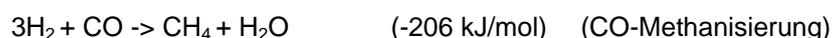
Methanisierung

In sogenannten Methanisierungseinheiten reagiert der Wasserstoff mit CO₂ zu Methan und Wasser⁹⁴. Zwei chemische Teilreaktionen⁹⁵ bilden in ihrer Summe den Sabatier-Prozess^{96,97}. Seit etwa 100 Jahren bekannt, hatte der Prozess bisher für die Energieerzeugung aber keine Bedeutung. Die technische Machbarkeit konnte anhand von Pilotanlagen gezeigt werden. Der Wirkungsgrad für die Methanisierung liegt bei 75 bis 85%^{98,99}. Wegen der Exothermie des Prozesses fällt Abwärme auf hohem Temperaturniveau an, die mittels ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle)¹⁰⁰ zur Stromerzeugung nutzbar ist¹⁰¹.

⁹³ FVS 2004

⁹⁴ Sterner 2009, Sterner 2010

⁹⁵ Die beiden Teilreaktionen sind:



⁹⁶ $4\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \quad (-165 \text{ kJ/mol})$

⁹⁷ Er läuft bei einer Temperatur von 180-350°C und einem Druck von 1-100 bar ab, unter Anwesenheit eines Nickel-Katalysators.

⁹⁸ Sterner 2009

⁹⁹ Eine Pilotanlage des ZSW erreicht einen Wirkungsgrad von ca. 82%. Mit Upscaling sind voraussichtlich 85% möglich (Sterner 2010).

¹⁰⁰ ORC-Anlagen sind Dampfturbinen, die mit einem anderen Arbeitsmittel als Wasser betrieben werden. Arbeitsmittel sind organische Flüssigkeiten mit niedriger Verdampfungstemperatur.

¹⁰¹ Alternativ kann die Abwärme für Wärmesenken der Industrie genutzt werden.

CO₂-Quelle

Aus Gründen des Klimaschutzes sollte das verwendete CO₂ aus der energetischen Nutzung von Reststoffbiomasse stammen, z.B. aus der biochemischen oder thermochemischen Vergasung. Grundsätzlich ist auch CO₂ anderer Herkunft geeignet, z.B. aus der Zementherstellung, dem Kalkbrennen oder Prozessen der chemischen Industrie.

Methantransport

Das eE-Methan wird schließlich ins bestehende Erdgasnetz eingespeist¹⁰². Da die Erdgas-Infrastruktur in Deutschland sehr gut ausgebaut ist, können Methanherstellende und -verbrauchende Anlagen fast überall stehen und bestehende Gaskraftwerke genutzt werden. In Deutschland bestehen mehrere regionale Gasnetzgebiete, die sich u.a. hinsichtlich der brenntechnischen Eigenschaften der Gase unterscheiden¹⁰³.

Rückverstromung

Die Rückverstromung sollte aus Effizienzgründen vorrangig in den sehr gut regelbaren Gasturbinen- oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD) nahe den Verbrauchsschwerpunkten erfolgen. GuD-Kraftwerke erreichen derzeit elektrische Netto-Wirkungsgrade von über 59%. Ein Beispiel hierfür ist das neugebaute Kraftwerk in Lingen.

Systemwirkungsgrad

Der elektrische Systemwirkungsgrad für die gesamte Kette (Überschussstrom – Wasserstoffherzeugung – Methanisierung – Speicherung – Rückverstromung von Methan in GuD-Kraftwerken) liegt bei ca. 35%. Dies ist das Ergebnis unserer Simulation, deren Ergebnisse ausführlich in Kapitel 7.3 dargestellt werden.

¹⁰² Dem ins Erdgasnetz einzuspeisenden Methanstrom können bis zu 5 Volumenprozent (ca. 1,5% energetisch) Wasserstoff beigemischt werden. Das vermeidet einen Teil der energetischen Verluste bei der Methanisierung.

¹⁰³ Sog. H- (High Gas) und L- (Low Gas) Gasnetze. Sie stellen unterschiedliche Anforderungen an einzuspeisendes Methan hinsichtlich Trockenheit, Druck und Brennwert, die von der Deutschen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (DVGW) in ihrem Arbeitsblatt G 260 geregelt sind.

4.1.2.2 eE-Wasserstoff-Speichersystem

Der bei der Elektrolyse entstehende Wasserstoff kann auch direkt als Energiespeicher verwendet werden. Aus energetischer Sicht ist dies effizienter als die Umwandlung zu eE-Methan, da die Umwandlungsverluste insgesamt geringer sind. Alle Elemente dieses Speichersystems stehen im großtechnischen Maßstab zur Verfügung oder werden bereits im großtechnischen Maßstab in der chemischen Industrie eingesetzt. Gegebenfalls sind jedoch noch Anpassungen im Zusammenspiel der Komponenten erforderlich.

Wasserstofftransport

Nach der Elektrolyse bringen Verdichter den Wasserstoff auf den erforderlichen Druck für den Transport in Pipelines. Derartige Wasserstoff-Pipelines sind bereits in mehreren Regionen im Einsatz, z.B. zur Versorgung des Chemieparks Marl¹⁰⁴ sowie der Chemiestandorte im Raum Halle – Leipzig – Bitterfeld¹⁰⁵.

Anders als bei dem eE-Methan-Speichersystem müsste ein zusätzliches Netz für Wasserstoff aufgebaut werden. Es genügt jedoch ein Ferntransportnetz mit wenigen Anschlusspunkten, welches die Zentren der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, die Speicherstätten für Wasserstoff und die Anlagen zur Verstromung oder anderweitigen Nutzung des Wasserstoffs verbindet.

Rückverstromung

Wasserstoff kann ebenfalls in Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerken rückverstromt werden. Gasturbinenkraftwerke, die mit reinem Wasserstoff und Luft betrieben werden können, sind derzeit noch nicht am Markt erhältlich. Mit speziell ausgelegten Gasturbinen ist es jedoch bereits heute möglich, elektrolytisch erzeugten Wasserstoff zur Stromerzeugung einzusetzen, wenn der Wasserstoff durch die Zumischung von Stickstoff oder CO₂ auf einen Anteil von etwa 60% - 70% verdünnt wird¹⁰⁶. Diese

¹⁰⁴ Ca. 200 km langes Pipelinennetz der Evonik Degussa GmbH, mit Drücken zwischen 11 und 23 bar.

¹⁰⁵ Chemiestandorte u.a. in Zeitz, Böhlen, Leuna, Bitterfeld, Dessau-Rodleben. Linde 2010

¹⁰⁶ Nach Angaben des Gasturbinenherstellers GE sind derzeit bereits speziell ausgelegte Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke am Markt verfügbar, die mit Brenngasgemischen betrieben werden können, die im Wesentlichen aus Wasserstoff und einem Rest an Inertgasen bestehen. Diese (...)

Anlagen sind bereits am Markt verfügbar, bisher fehlen aber noch langjährige Praxiserfahrungen.

Systemwirkungsgrad

Der Systemwirkungsgrad liegt für die gesamte Kette (Überschussstrom – Wasserstoffherzeugung – Speicherung – Rückverstromung von Wasserstoff in GuD-Kraftwerken) bei ca. 42% und damit 7% höher als im Fall des eE-Methan-Speichersystems (siehe auch Kapitel 7.2).

4.1.2.3 Vergleich beider Speichersysteme

Beide Systeme ermöglichen es, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien in Form eines gasförmigen Energieträgers mit großer Energiedichte zu speichern und via Rückverstromung in Phasen geringerer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ins Netz einzuspeisen. Ein solches neuartiges Last- und Erzeugungsmanagement begrenzt den Bedarf an installierter Leistung der eE-Anlagen und entlastet das Stromnetz. Damit kann ein großer Teil des Stroms aus erneuerbaren Energien sinnvoll genutzt werden, der andernfalls vom Stromnetz nicht aufgenommen werden könnte¹⁰⁷.

Ein Vorteil des Methanpfades wäre, dass die notwendige Speicher- und Transportinfrastruktur bereits besteht und der Einsatz von Methan bereits heute Stand der Technik ist. Ein weiterer Vorteil würde darin bestehen, dass die Infrastruktureinheiten Stromnetz und Gasnetz in beide Richtungen verknüpft würden. Bisher sind die Netze nur in Richtung Gas-zu-Strom verknüpft, etwa über GuD-Kraftwerke. Der Kostenaufwand für die Kopplung von Strom- und Gasnetz fällt deutlich geringer aus als eine

Gasturbinen sind insbesondere für den Einsatz in IGCC-Anlagen, d.h. Anlagen zur Vergasung von kohlenstoffhaltigen Verbindungen, mit Kohlendioxidabtrennung (CCS) und anschließender Verstromung der wasserstoffreichen Brenngase ausgelegt (GE 2009). In diesen IGCC-Anlagen mit CCS wird das Synthesegas aus der vorgelagerten Kohlevergasung weitgehend von Kohlenstoffverbindungen gereinigt, so dass die entstehenden Brenngase im Wesentlichen aus großen Anteilen Wasserstoff sowie den Inertgasen Stickstoff, Kohlendioxid und Wasserdampf bestehen. Die Wirkungsgrade dieser GuD-Kraftwerke sind vergleichbar mit denen heutiger Erdgas-GuD-Kraftwerke.

¹⁰⁷ ZSW/IWES/Solar Fuel 2009

vollständige Umrüstung auf eine Wasserstoffwirtschaft. Methan weist darüber hinaus die dreifache Energiedichte von Wasserstoff auf, was den Platzbedarf an Speichern deutlich reduziert.

Ein Vorteil des Wasserstoffes ist der höhere Wirkungsgrad des Gesamtspeichersystems, da der Schritt der Methanisierung entfällt. Anders als bei dem eE-Methan-Speichersystem müsste jedoch für Wasserstoff ein zusätzliches Ferntransportnetz aufgebaut werden.

Über die Stromversorgung hinaus bieten beide Systeme weitere Vorzüge für die stoffliche Versorgung der chemischen Industrie und für die Energieversorgung des Verkehrssektors: Wasserstoff und Methan stünden dann als Grundstoffe für die chemische Produkte und für die Kraftstoffherstellung zur Verfügung¹⁰⁸. Beide Systeme bilden eine Alternative zu den fossilen Kraftstoffen. In unserer Modellierung setzen wir sie allerdings ausschließlich für die Rückverstromung ein. Die Annahmen für die Simulation beschreiben wir ausführlich in Kapitel 7.2.

4.1.2.4 Speicherkapazitäten

Wie es heute in großem Umfang für die Erdgasspeicherung bereits Stand der Technik ist, können zukünftig große Mengen an eE-Methan in Porenspeichern – ausgeförderten Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie Aquiferen¹⁰⁹ – oder in Salzkavernen¹¹⁰ gespeichert werden. Aufgabe dieser Untertagespeicher ist der Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen. Für den Ausgleich der täglichen Erdgasverbrauchsschwankungen eignen sich Kavernenspeicher wegen ihrer hohen Ein- und Ausspeicherleistung. Für die Speicherung von eE-Wasserstoff eignen sich vorwiegend Salzkavernenspeicher. Im Folgenden gehen wir auf die derzeitig vorhandenen technisch-ökologisch erschließbaren Kapazitäten ein.

¹⁰⁸ Die Zwischenprodukte aus Hydrolyse und Methanisierung können in der Industrie stofflich verwendet werden: Wasserstoff etwa zur Hydrierung, Sauerstoff für eine Reihe chemischer Prozesse, Kohlenmonoxid und Wasserstoff zur Methanolsynthese und Methan als Grundstoff zur Herstellung langkettiger Kohlenwasserstoffe wie Diesel oder Kerosin.

¹⁰⁹ Aquifere sind wasserführende Gesteinsschichten wie z.B. Grundwasserleiter.

¹¹⁰ Salzkavernen sind künstlich ausgespülte Hohlräume in geologischen Salzformationen.

Unterirdische Erdgasspeicherung

Die Speicherung von Methan und Erdgas ist Stand der Technik und weltweit erprobt. Derzeit sind in Deutschland 173 Salzstockkavernen als Erdgasspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 7,816 Mrd. m³ (V_n)¹¹¹ und 102 Salzstockkavernen für die Öl-, Benzin-, Butan- und Propylenspeicherung in Betrieb. Weitere 105 Salzkavernen für die Erdgasspeicherung mit einem Arbeitsgasvolumen von 7,366 Mrd. m³ (V_n) sind in Planung und Bau.

Zudem sind zurzeit 23 Porenspeicher mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 13,560 Mrd m³ in Betrieb. Ein weiterer Porenspeicher mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 45 Mio m³ befindet sich im Bau¹¹².

Tabelle 4-2: Erdgasspeicherung in Deutschland nach Sedlacek (2009)

Max. nutzbares Arbeitsgas Mio. m ³ (V _n)	Kavernenspeicher	Porenspeicher
In Betrieb	7.816	13.560
In Bau und Planung	7.366	45
Summe	15.182	13.605

Unterirdische Wasserstoffspeicherung

Eine Wasserstoffspeicherung ist in unterirdischen Salzkavernen möglich. Dazu zählen auch Kavernenspeicher, die für die Erdgasspeicherung vorgesehen waren. Hierbei kann auf langjährige praktische Erfahrung zurückgegriffen werden:¹¹³ Reiner Wasserstoff als Rohstoff für die chemische und petrochemische Industrie wird seit vielen Jahren in Salzkavernen in Großbritannien (Teesside/Sabic Europe) und in Texas, USA, gespeichert. Die beiden Kavernen in den USA (ConocoPhillips und Praxair) entsprechen hinsichtlich Tiefenlage und Volumen typischen Speicherkavernen in norddeutschen Salzdomen¹¹⁴. Mit den technischen Möglichkeiten von heute ließe sich die Nutzung der existierenden Untertage-Erdgasspeicher für die Wasserstoffspeicherung unkompliziert realisieren.

¹¹¹ V_n steht für Norm-Kubikmeter

¹¹² Sedlacek 2009

¹¹³ Crotogino et al. 2007

¹¹⁴ Crotogino et al. 2007

Die Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern wird von uns hier nicht betrachtet, da in diesem Bereich noch keine großtechnischen Erfahrungen existieren.

Zubaupotentiale der Kavernenspeicher

Falls Wasserstoff-Speichersysteme zukünftig als Option für den langfristigen Ausgleich von Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien genutzt werden sollen, besteht ein Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten bei Kavernenspeichern.

Wegen der für einen Kavernenbau in Frage kommenden geologischen Strukturen konzentrieren sich diese Speicher auf Schleswig-Holstein, Niedersachsen sowie auf Teile von Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Allein in Schleswig-Holstein existiert nach einer Studie von Thomsen et al.¹¹⁵ das technische Potential für den Bau von rund 1500 Salzkavernen für die Erdgasspeicherung. Da sich eine Wasserstoffspeicherung in vergleichbaren geologischen Formationen und Kavernenbauten¹¹⁶ umsetzen lässt, übertragen wir im Folgenden diese Ergebnisse auf die Wasserstoffspeicherung. Für Niedersachsen lassen sich nach konservativen Schätzungen ähnliche technische Potentiale ableiten. Für Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern ist auf Grund abweichender geologischer Verhältnisse damit zu rechnen, dass das geologische Potential geringer ausfällt.

Ökologische Restriktionen für zusätzliche Kavernenspeicher

Salzkavernen sind künstlich erzeugte Hohlräume in Salzstöcken und werden durch Bohren und die Gewinnung von Sole geschaffen. Bei diesem sogenannten Prozess der Aussolung entstehen pro ausgetrochnem Kubikmeter Salzgestein zehn Kubikmeter Sole. Die Abführung dieser großen Solemengen, deren Salzgehalt bei 26% liegt, erfolgt meist über eine sogenannte Verpressung in tiefliegende Aquifere, über Pipelines oder über Flüsse ins Meer. Generell ist die Abführung der Sole in diese Gewässer ökologisch problematisch. Die negative Auswirkung von großen Solemengen auf Flora und Fauna in Süßwasser ist hinlänglich bekannt. Die Auswirkungen auf den marinen Lebensraum sind ebenfalls als problematisch einzustufen. Sie sind jedoch in ihrem gesamten Umfang noch Gegenstand der Forschung. Dementspre-

¹¹⁵ Thomsen et al. 2007

¹¹⁶ Crotofino et al. 2007

chend kann das Problem der Soleentsorgung die Ausbaugeschwindigkeit für Kavernenbauten begrenzen.

Wegen der starken Zersiedelung Deutschlands ist der Kavernenbau nicht an jedem Standort möglich. Denn Salzkavernen sind große künstliche Hohlräume im Untergrund, die sich im Laufe der Zeit, bedingt durch den auf sie einwirkenden Gebirgsdruck, wieder schließen. Dieser Prozess hat Bodenabsenkungen an der Oberfläche zur Folge, die in bebauten Gebieten statische Probleme für die Infrastruktur hervorrufen können. Kavernenspeicher können deshalb nur in ausreichendem Abstand zu Siedlungs- und Verkehrsinfrastrukturen genehmigt werden.

Technisch-ökologisches Zubaupotential der Kavernenspeicher

Unter Berücksichtigung der ökologischen Anforderungen können nach Expertenschätzung etwa 400 weitere Salzkavernen bis 2050 erschlossen werden. Dies ist eine konservative Schätzung der Ausbaupotentiale. Damit ergibt sich ein zusätzliches nutzbares Arbeitsgasvolumen von 21,6 Mrd. m³ – unter der Annahme eines mittleren geometrischen Volumens von 500.000 m³ pro Kaverne und Speicherdrücken zwischen 60 bar (minimaler Arbeitsdruck) und 180 bar (maximaler Arbeitsdruck).

Fazit

Bei den Kavernenspeichern gehen wir von einem technisch-ökologischen Zubaupotential von 400 weiteren Salzkavernen mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 21,6 Mrd. m³ (V_n) aus. Zusammen mit den bereits existierenden, in Bau und Planung befindlichen Speichern beträgt das bis 2050 erschließbare Gesamt-Arbeitsgasvolumen für Kavernenspeicher 36,8 Mrd. m³ (V_n). Dieses in der folgenden Tabelle dargestellte Arbeitsgasvolumen lässt sich für die Erdgas-, eE-Methan- oder Wasserstoffspeicherung nutzen.

Bei den Porenspeichern wurde von uns kein langfristiger Zubau betrachtet. Es wurden die aktuellen sowie die mittelfristig verfügbaren Speicherkapazitäten von 13,6 Mrd. m³ (V_n) zugrunde gelegt.

Das in 2050 für die Speicherung von eE-Methan nutzbare Arbeitsgasvolumen unterirdischer Speicherräume (Salzkavernen und Porenspeicher) beträgt somit insgesamt 51,4 Mrd. m³ (V_n).

Tabelle 4-3: Gesamtarbeitsgas der Kavernen- / Porenspeicher 2050

Max. nutzbares Arbeitsgas	Kavernenspeicher	Porenspeicher	Summe	Summe
Einheit	Mio. m³ (V_n)	Mio. m³ (V_n)	Mio. m³ (V_n)	TWh_{th}
Wasserstoff	36.800	0	36.800	110,4 ¹¹⁷
eE-Methan	36.800	13.600	51.400	514,0 ¹¹⁸

4.2 Lastmanagement

Lastmanagement ermöglicht es, durch zeitliche Verlagerung oder das Abschalten unkritischer Stromanwendungen, Lastspitzen in Situationen zu minimieren, in denen die Last die Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich übersteigt, und den Verbrauch auf Situationen zu verlagern, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Last übersteigt. Dies ist insbesondere in Stromerzeugungssystemen mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien sinnvoll. Das Lastmanagement kann als eine Art virtueller Speicher betrachtet werden. Ziel des Lastmanagements ist die Steigerung der Sicherheit und der Effizienz des Stromversorgungssystems.

Für das Lastmanagement geeignet sind alle Anwendungen, deren Energiebezug durch Strom- oder Wärmespeicher zeitlich verschiebbar ist oder auf deren Einsatz für einen gewissen Zeitraum vollständig verzichtet werden kann (wie z.B. der Ladevorgang von Plug-in-Hybridfahrzeugen). Voraussetzung dafür ist der Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnik, um solche Vorgänge automatisieren zu können. Generell ist eine Unterteilung in zwei wichtige Gruppen möglich:

- Verbraucher mit hohen Leistungen (z.B. Herstellungsprozesse für Stahl oder Chlor), die aber aufgrund der Wirtschaftlichkeit der Produktionsprozesse nicht beliebig verlagerbar sind, und
- Querschnittsanwendungen mit eher niedrigen Leistungen, die dafür aber häufiger verlagerbar sind (z.B. Klimatisierung im Dienstleistungsbereich, Wärme- und Kälteanwendungen, Elektromobilität sowie die Nutzung elektrischer Haushaltsgerä-

¹¹⁷ Heizwert Wasserstoff (bei Normaldruck) = 3 kWh/m³

¹¹⁸ Heizwert Methan (bei Normaldruck) = 10 kWh/m³

te).

Neben der bereits dargestellten Wasserstoff-Elektrolyse bieten elektrische Wärmepumpen, Klimatisierung, Elektrofahrzeuge und große industrielle Verbraucher die größten Potentiale. Im Folgenden beschreiben wir die technischen Potentiale des Lastmanagements für ausgewählte Bereiche.

4.2.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen bieten große Lastmanagementpotentiale. Da Wärmepumpen mehr Strom für die Heizung als für den Warmwasserverbrauch (Verhältnis 2,3:1) verbrauchen, sind sie vorwiegend in der Heizperiode (November bis Februar) im Einsatz. Damit sind auch die Lastmanagementpotentiale größtenteils nur in der Heizperiode verfügbar. In den Sommermonaten ist das Lastmanagementpotential durch eine Kopplung mit solarthermischen Anlagen eingeschränkt, da der Wärmebedarf durch die solarthermischen Anlagen bereits weitgehend gedeckt wird. Voraussetzung für die Teilnahme der Wärmepumpen am Lastmanagement ist die Ausstattung mit einem Wärmespeicher. Dessen Kapazität und die Speicherkapazität der Gebäudemasse bestimmen die Höhe des Beitrags zum Lastmanagement. Der Speicher ermöglicht es, die Nutzung von Strom und Wärme zeitlich zu entkoppeln. Wärmepumpen verfügen üblicherweise über Anschlussleistungen von 2 bis 200 kW, industrielle Anwendungen können auch darüber liegen.

Wir gehen davon aus, dass 2050 der größte Teil der Wärmepumpen mit ausreichend dimensionierten thermischen Speichern ausgestattet und außer in den Sektoren GHD und Industrie überwiegend mit solarthermischen Anlagen kombiniert ist. Nach unseren Annahmen zur Gebäudedämmung und zum Warmwasserbedarf verbrauchen Wärmepumpen in Haushalten, GHD und Industrie im Jahr 2050 zusammen etwa 44 TWh Strom. Ein Großteil dieses Stromverbrauchs kann für das Lastmanagement genutzt werden.

4.2.2 Klimatisierung

Die Klimatisierung, vorwiegend im Sektor GHD, ist grundsätzlich zum Lastmanagement geeignet. Photovoltaik und Klimatisierungsbedarf korrelieren gut miteinander, sind doch Sonneneinstrahlung und Klimatisierungsbedarf im Sommer am höchsten. Da sich die Gebäude im Verlauf des Tages aufheizen, treten die Bedarfsspitzen für

die Klimatisierung jedoch zeitlich nach den Spitzen der Stromeinspeisung aus Photovoltaik auf.

Um den Klimatisierungsbedarf möglichst gut mit der Einspeisung aus Photovoltaik zu decken bzw. um Lastspitzen in angebotssarmen Situationen zu vermeiden, sind ausreichend Speicherkapazitäten erforderlich. Mit dem Faktor Gebäudemasse ist bereits ein Teil des Speichers vorhanden. Mit sogenannten Phasenwechsellmaterialien¹¹⁹ kann diese Speicherwirkung noch verstärkt werden. Eine zweite Möglichkeit sind zusätzliche Kältespeicher wie z.B. Eisspeicher. Sie sind zwar in Deutschland selten, entsprechen jedoch der heute am Markt verfügbaren Technik. Sie sind zum Beispiel in Kalifornien vielfach im Einsatz.

Bei dem in unserem Szenario angenommen Jahresstromverbrauch von 28 TWh im Jahr 2050 für die Klimatisierung ist das Lastmanagementpotential erheblich. Ein Großteil dieses Stromverbrauchs kann für das Lastmanagement genutzt werden.

4.2.3 Elektromobilität

Die Zunahme der Elektromobilität bei PKW wird zukünftig zu einem Anstieg des Strombedarfs im Verkehr führen. Zugleich ermöglichen die Batteriespeicher einen Spielraum in Bezug auf den Ladezeitpunkt. Mit geeigneten Ladesteuerungen können Elektrofahrzeuge somit zu einer Lastglättung und einem Ausgleich der schwankenden Stromeinspeisung von erneuerbaren Energieträgern beitragen. Die technisch ebenfalls mögliche Einspeisung von Strom aus Elektrofahrzeugen (Vehicle-to-Grid) berücksichtigen wir hier nicht. Diese Option setzt eine deutliche Erhöhung der Anzahl der Akkuladezyklen voraus.

Das Lastmanagementpotential ist dabei stark abhängig von den Batteriespeicherkapazitäten und der Fahrzeugart (Elektrofahrzeug oder Plug-in-Hybrid) sowie dem Konzept zur Netzintegration der Elektrofahrzeuge mit entsprechenden Tarifstrukturen. Anders als bei den Wärmepumpen und der Klimatisierung sind die Lastmana-

¹¹⁹ Phasenwechsellmaterialien sind Wachse, die die Wärme hauptsächlich durch die Nutzung ihrer Schmelzwärme aufnehmen und zeitverzögert (in der Regel nachts) wieder abgeben können. Sie können in Gipskartonplatten, Putzen („passive Systeme“) oder auch in Wärmetauschern von Lüftungsgeräten („aktive Systeme“) integriert werden.

gementpotentiale im Bereich der Elektromobilität ganzjährig vorhanden.

Insgesamt kann ein Großteil des Stromverbrauchs für Elektro-PKW von rund 50 TWh in unserem Szenario für Lastmanagement genutzt werden.

4.2.4 Industrielle Verbraucher

Für das Lastmanagement geeignete industrielle Prozesse sind beispielsweise Elektrolyseanwendungen in der Chlor- und Metallindustrie, die Stahlerzeugung, die Zementindustrie oder Querschnittstechnologien wie Prozesswärme oder Druckluftherzeugung. Der Stromverbrauch dieser Anwendungen beträgt zusammen rund 50 TWh pro Jahr, davon kann jedoch nur ein Teil tatsächlich für das Lastmanagement genutzt werden.

Große industrielle Verbraucher eignen sich vor allem für die Bereitstellung von Tertiärregelleistung¹²⁰, da diese zwar ständig zur Verfügung stehen muss, jedoch nur sehr selten eingesetzt wird (siehe Kapitel 7.4 Versorgungssicherheit). Die technischen Potentiale für die Bereitstellung von positiver Tertiärregelleistung betragen derzeit rund 3.000 MW bei ganzjähriger Verfügbarkeit. Rund 600 MW davon werden derzeit am Strommarkt genutzt¹²¹. Da wir davon ausgehen, dass Deutschland auch in Zukunft ein Industrieland sein wird und sich die heutige wirtschaftliche Entwicklung fortsetzt, wird im Jahr 2050 ein Großteil der heutigen Potentiale zur Verfügung stehen.

In unserem Szenario können große industrielle Verbraucher ganzjährig 1,5 GW Tertiärregelleistung bereitstellen – das entspricht der Hälfte der heutigen Potentiale. Weitere Optionen des industriellen Lastmanagements berücksichtigen wir nicht.

4.2.5 Weitere Potentiale

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Im Sektor GHD bestehen über die Klimatisierung hinaus Potentiale vor allem für

¹²⁰ Regelleistung, die innerhalb von 15 Minuten im jeweils erforderlichen Umfang vollständig bereitgestellt werden muss.

¹²¹ UBA 2009b, S. 38

Kälte- und Wärmeanwendungen, z.B. im Einzelhandel für die Kühlung von Lebensmitteln¹²². Der Stromverbrauch der prinzipiell für das Lastmanagement geeigneten Anwendungen ohne Klimatisierung beträgt rund 18 TWh pro Jahr. Davon kann jedoch nur ein Teil tatsächlich für das Lastmanagement genutzt werden. In die Simulation werden nur der Strombedarf für Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und der gegenüber heute zusätzliche Stromverbrauch für Klimatisierung mit Lastmanagement abgebildet.

Private Haushalte

In privaten Haushalten bestehen Verlagerungspotentiale vor allem im Bereich von Haushaltgeräten wie Kühl- und Gefrierschränken, Wäschetrocknern und Geschirrspülern. Verglichen mit den Anwendungen in den Sektoren GHD und Industrie haben die Haushaltsgeräte jedoch einen geringeren Stromverbrauch und geringere Leistungsaufnahmen (etwa zwischen 50 Watt und 1 kW). Ihre kommunikations- und steuerungstechnische Anbindung wäre sehr aufwendig und vermutlich nicht wirtschaftlich. Zudem wird der Stromverbrauch dieser Anwendungen durch Effizienzsteigerungen langfristig deutlich sinken.

In die Modellierung fließen die Lastmanagementpotentiale aus Haushaltsgeräten deshalb nicht ein. Diese Potentiale sind aber eine Reserve, auf die in der Praxis bei Bedarf zugegriffen werden könnte.

¹²² Klobasa 2007

5 Potentiale der erneuerbaren Energien

Bei der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien wird zwischen ihrem theoretischen, technischen, ökologischen und wirtschaftlichen Potential unterschieden. Das theoretische Potential umfasst das innerhalb einer Region und eines bestimmten Zeitraums theoretisch nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten nutzbare Energieangebot eines Energieträgers und bleibt über die Zeit hinweg nahezu konstant. Der unter Berücksichtigung technischer Restriktionen nutzbare Teil des theoretischen Potentials wird als technisches Potential bezeichnet, bei dessen Betrachtung wir von der derzeit besten am Markt verfügbaren Technik ausgehen. Die Erschließung der Potentiale bei den erneuerbaren Energien kann mit Auswirkungen auf die Umwelt einhergehen. Aus den damit einhergehenden Umweltrestriktionen resultiert das technisch-ökologische Potential. Darüber hinaus spielen weitere Faktoren eine wichtige Rolle, wie z.B. die gesellschaftliche Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Diese Faktoren haben wir bei unserer Potentialermittlung nicht berücksichtigt. Wir betrachten in diesem Kapitel ausschließlich die technisch-ökologischen Potentiale der erneuerbaren Energien.

5.1 Photovoltaik

Die bestimmenden Faktoren des technisch-ökologischen Potentials der photovoltaischen Stromerzeugung sind

- das Solarstrahlungsangebot in Deutschland,
- die verfügbare Fläche zum Aufstellen von Solarmodulen und
- die Anlagentechnik.

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat als Jahressumme für die Globalstrahlung in Deutschland im Jahr 2009 Werte zwischen 979 bis 1.259 Kilowattstunde pro Quadratmeter (kWh/m²) ermittelt. Das solare Strahlungsangebot weist innerhalb Deutschlands, insbesondere zwischen Nord- und Süddeutschland, große Unterschiede aus.

Die vorhandenen Siedlungsstrukturen, vor allem Dach- und Fassadenflächen sowie sonstige Siedlungsflächen wie Parkplatzüberdachungen oder Lärmschutzwände,

bestimmen maßgeblich die verfügbare Fläche für die Aufstellung von Photovoltaik-Modulen. Die Nutzung von Freiflächen wie Konversionsflächen¹²³, Ackerflächen oder Grünland berücksichtigen wir nicht. Wir verwenden die Daten der gemeinschaftlichen Studie von DLR-Institut, IFEU und Wuppertal-Institut¹²⁴, im Folgenden DLR-Studie genannt. Diese Studie geht von 800 km² Dachflächen, 150 km² Fassadenflächen und 670 km² versiegelten Siedlungsflächen aus, sodass in der Summe 1.620 km² zur Verfügung stehen. Dabei handelt es sich um technisch nutzbare Flächen. Andere Studien, wie z.B. Kaltschmitt et al.¹²⁵ oder die Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages¹²⁶, kommen zu Ergebnissen in ähnlichen Größenordnungen. Es gibt jedoch Studien, die weitaus höhere Flächenpotentiale ermitteln¹²⁷.

Bei der Anlagentechnik gehen wir von der derzeit besten am Markt verfügbaren Technik aus. Hierbei handelt es sich um Solarmodule aus kristallinem Silizium mit einem Modulwirkungsgrad von über 19%. Da in Forschungslaboren zurzeit Zellwirkungsgrade von weit über 20% realisiert werden können, ist mittelfristig von einer weiteren Erhöhung der Wirkungsgrade von Solarmodulen auszugehen. Solarmodule, deren Funktionsweise auf der Nutzung von direkter Solarstrahlung beruht (z.B. sogenannte Konzentratormodule), berücksichtigen wir nicht.

Fazit

In der vorliegenden Studie gehen wir von einem mittleren Jahresnutzungsgrad von 17% aus. Dies bedeutet, dass für jedes installierte Kilowatt (kW) an Leistung 5,88 m² Fläche benötigt werden. Würde man die gesamte zur Verfügung stehende Fläche von 1.620 km² mit Solarmodulen belegen, so stände eine installierte Leistung von 275 Gigawatt (GW) zur Verfügung. Unter der Annahme von 900 Volllaststunden ergäbe sich ein Stromertrag von ca. 248 Terrawattstunden (TWh). Die gesamte zur

¹²³ Der Begriff Konversion (auch Umnutzung oder Nutzungsänderung) beschreibt in der Stadtplanung die Wiedereingliederung von militärischen und industriellen Brachflächen in den Wirtschafts- und Naturkreislauf oder die Nutzungsänderung von Gebäuden.

¹²⁴ DLR/IFEU/WI 2004

¹²⁵ Kaltschmitt et al. 2006

¹²⁶ Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages 2002

¹²⁷ Z.B. Ecofys 2004

Verfügung stehende Fläche von 1.620 km² steht sowohl Photovoltaikanlagen als auch solarthermischen Anlagen zur Verfügung. Bei dieser solaren Flächenermittlung handelt es sich um eine konservative Potentialbewertung.

5.2 Windenergie an Land

Die Windenergie leistet schon heute einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung. 2008 hatte sie einen Anteil von 6,6% am gesamten Bruttostromverbrauch. Ihr Beitrag wird in den kommenden Jahrzehnten stark zunehmen¹²⁸.

Die bestimmenden Faktoren des technisch-ökologischen Potentials der Windenergie an Land sind:

- das regional unterschiedlich vorhandene Windenergieangebot in den bodennahen Atmosphärenschichten,
- die Anlagentechnik,
- die Höhe der Windenergieanlagen und
- die zur Verfügung stehende Fläche.

Die Verbesserungen bei der Anlagentechnik und die zunehmende Höhe der Windenergieanlagen können die mit der heutigen Technik vorhandenen Potentiale noch erhöhen¹²⁹. Ebenso kann eine Ausweitung der zur Verfügung stehenden Flächen oder die Inanspruchnahme von Flächenreserven das nutzbare Potential vergrößern.

Es liegen derzeit keine Studien vor, die das reine technisch-ökologische Potential ermitteln. Die vorhandenen Studien haben deutlich andere Ansatzpunkte und arbeiten mit anderen Annahmen. Im Folgenden diskutieren wir die gegenwärtige Entwicklung bei der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung und nehmen anschließend eine eigene Schätzung der Windenergiepotentiale vor.

¹²⁸ Windkraftanlagen erbringen bereits heute einen Beitrag zur Systemstabilität durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. In Kombination mit anderen erneuerbaren Anlagen können sie zukünftig einen Großteil der Netzstabilität leisten und damit teilweise heutige Kraftwerkseigenschaften übernehmen.

¹²⁹ Windenergieanlagen mit Nabenhöhen von 135 m werden gegenwärtig als beste verfügbare Technik angenommen.

Aktuelle Entwicklungen und Folgen für die Ermittlung der Flächenpotentiale

Ein großer Teil der geeigneten Gebiete mit guten und sehr guten Potentialen – das sind vor allem die Küstenregionen –, wird bereits zur Windstromerzeugung genutzt. Vor allem in den mittleren und südlichen Bundesländern bestehen jedoch noch deutliche Ausbaumöglichkeiten. Bei der Ermittlung der Flächenpotentiale muss die Windenergienutzung mit den Ansprüchen anderer raumbedeutsamer Nutzungen abgewogen werden (z.B. mit dem Naturschutz). Im regionalplanerischen Prozess der Ausweisung von Eignungsgebieten¹³⁰, in denen Windenergieanlagen ausschließlich genehmigungsfähig sind, wird die Identifizierung von Windflächen unter Anwendung oft sehr pauschaler Ausschlusskriterien vorgenommen. Verschiedene Räume wie Wälder oder Schutzgebiete werden dabei in vielen Regionen für die Windenergienutzung ausgeschlossen. Auch pauschale Abstände zu Siedlungen etc. schränken die möglichen Windflächen vielerorts zusätzlich ein. Als Folge gehen Flächenpotentiale für die Windenergienutzung verloren, die eigentlich umweltgerecht, nachhaltig und mit anderen Belangen verträglich genutzt werden könnten.

Aktuell sind Ansätze für einen Richtungswechsel bei den Planungsbehörden zu weniger restriktiven Vorgehensweisen bei der Ausweisung von Eignungsgebieten zu beobachten. So werden schon in einigen Regionalplänen z.B. Wälder für die Windenergienutzung geöffnet. Die Belange des Natur- und Landschaftsschutzes werden dabei differenziert betrachtet. Anlass für diese Entwicklung ist die zunehmende Verankerung quantitativer Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Ländern und Regionen. Darüber hinaus ist zukünftig die Erschließung von weitergehenden Potentialen z.B. auf geeigneten Konversionsflächen, auf Truppenübungsplätzen oder in großen Gewerbe- und Industriegebieten denkbar. Die Größenordnung der bisher nicht genutzten Flächenpotentiale gilt es noch zu ermitteln. Abgeschätzt wurden bisher lediglich die Potentiale einer konzentrierten Windenergienutzung siedlungsfreier Korridore entlang sogenannter Infrastrukturachsen wie

¹³⁰ Eignungsgebiete sind Gebiete, in denen bestimmten raumbedeutsamen Nutzungen andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, wobei diese Maßnahmen und Nutzungen an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen sind (gem. Raumordnungsgesetz (ROG) §8).

Bahnschienen, Straßen oder Versorgungsleitungen. Nach einer aktuellen Studie¹³¹ können Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 5.000 bis 10.000 MW dort angesiedelt werden.

Fazit

Wir verfolgen einen eigenen Ansatz bei der Ermittlung des technisch-ökologischen Potentials für Windenergie. Im Rahmen einer eigenen Prüfung unter Berücksichtigung von Ausschlusskriterien für Naturschutz-, Siedlungsflächen und weitere Flächen kommen wir zum Ergebnis, dass mindestens 1% der bundesdeutschen Gesamtfläche¹³² für die Nutzung zum Bau von Windenergieanlagen geeignet sind. Zur Berechnung der installierten Leistung legen wir einen spezifischen Flächenbedarf¹³³ von ca. 6 Hektar (= 0,06 km²) pro 1.000 kW installierter Leistung¹³⁴ zugrunde¹³⁵. Es ergibt sich somit ein technisch-ökologisches Potential von rund 60.000 MW installierter Leistung.

Unter der Voraussetzung, dass immer mehr effektivere und höhere Anlagen errichtet werden, sind über 3.000 Volllaststunden pro Jahr (h/a) auch an normalen Binnenlandstandorten und bis zu rund 3.000 Volllaststunden als deutschlandweites Mittel erreichbar¹³⁶. Dies zeigen die Ergebnisse unserer Simulation. Bei einer installierten Leistung in Höhe von rund 60.000 MW ergibt sich ein technisch-ökologisches Potential von 180 TWh/a.

5.3 Windenergie auf See

Die Windenergie auf See soll künftig in erheblichem Maß zur Stromversorgung beitragen. Da auf dem Meer der Wind stärker und stetiger weht als an Land, ist die

¹³¹ BMU 2009b

¹³² Deutschland hat eine Gesamtfläche von 357.104 km².

¹³³ Dies ist mit den heute üblichen Anlagenabständen in Windparks und mit den heutigen Anlagentypen ein plausibler Mittelwert.

¹³⁴ Agentur für Erneuerbare Energien 2009

¹³⁵ Der DStGB (2009) geht in seiner Veröffentlichung sogar von einer doppelt so hohen installierbaren Leistung ohne größere Flächeninanspruchnahme bei modernen Repowering-Anlagen aus.

¹³⁶ Dieser Wert wird in BEE (2009) bereits für das Jahr 2020 verwendet.

Energieausbeute von Windenergieanlagen auf See deutlich höher. Vor allem aus Gründen des Naturschutzes müssen die Anlagen allerdings in großer Entfernung von der Küste (30 bis 100 km) und in Wassertiefen von 20 bis ca. 50 m realisiert werden.

Wegen bislang fehlender praktischer Erfahrungen in Deutschland¹³⁷ liegen noch keine ausreichenden Kenntnisse über mögliche Auswirkungen von Offshore-Windenergieparks auf die Meereswelt vor. Bei dem in den nächsten 40 Jahren zu erwartenden zunehmenden Ausbau können erhebliche Auswirkungen auf die Avifauna und die Meeressäuger nicht ausgeschlossen werden. Umfangreiche Forschungskapazitäten begleiten daher die ersten Projekte wie das Testfeld alpha ventus und weiterer kommerzieller Windparks.

Die DLR-Studie aus dem Jahr 2004 geht davon aus, dass aufgrund einer kontinuierlichen Weiterentwicklung der Anlagentechnik auf den verfügbaren Flächen langfristig ein Potential von bis zu 30.000 MW zur Verfügung steht. Bei diesen Gebieten handelt es sich um Flächen in der Nord- und Ostsee, die die Bundesregierung nach einem Abgleich verschiedener Nutzungsinteressen, z.B. Meeresumwelt, Schifffahrt oder wirtschaftliche Nutzungen, identifiziert hat. Die aktuellen Raumordnungspläne für die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) in der Nord- und Ostsee legen Vorranggebiete für die Windenergie fest und schließen die Zulassung von Windenergieanlagen in den NATURA 2000-Gebieten¹³⁸ aus. Auch auf den übrigen Flächen sind bei der Zulassung von Windenergieanlagen bestimmte Vorgaben zu beachten. Dazu zählen zum einen die meeresumweltrelevanten Ziele und Grundsätze der Raumordnungspläne, z.B. der Erhalt der großflächigen Freiraumstruktur. Zum anderen zählen dazu die festgelegten Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für die Schifffahrt mit den daraus resultierenden Konsequenzen für die Windenergie¹³⁹ und

¹³⁷ Die Erfahrungen der europäischen Offshore-Windparks bezüglich Auswirkungen auf die Meereswelt sind nicht mit der deutschen Situation zu vergleichen, weil diese Windparks in flacheren Meerestiefen errichtet wurden.

¹³⁸ Das Schutzgebietssystem NATURA 2000 schließt FFH-Gebiete nach EU-Richtlinie "Fauna, Flora, Habitat" vom 21. Mai 1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen und Vogelschutzgebiete nach der EG-Vogelschutzrichtlinie vom 2. April 1979 zur Erhaltung der wildlebenden Vogelarten ein.

¹³⁹ Raumbedeutsame Planungen, Maßnahmen und Vorhaben, die nicht mit der Funktion des (...)

letztlich auch die Ergebnisse der Genehmigungsverfahren einschließlich durchzuführender Umweltverträglichkeitsprüfungen. Zur Wahrung des Vorsorgeprinzips¹⁴⁰ soll ein stufenweiser Ausbau realisiert werden.

Im E3-Szenario der Leitstudie 2008, das von einem stärkeren Wachstum bei den erneuerbaren Energien und einer deutlich stärkeren Nutzung der erneuerbaren Energien nach 2020 zusätzlich im Verkehrsbereich ausgeht, wird eine Erhöhung der installierten Leistung bis 45.000 MW in Verbindung mit dem Bau moderner Offshore-Windenergieanlagen in steigenden Wassertiefen für realisierbar gehalten.

Fazit

Die installierte Leistung von 45.000 MW aus dem E3-Szenario entspricht näherungsweise dem technisch-ökologischen Potential¹⁴¹. Mit modernen Windenergieanlagen können bis zu 4.000 Volllaststunden erreicht werden. Daraus resultiert ein Stromertrag in Höhe von 180 TWh/a. Der technische Fortschritt und neue Forschungserkenntnisse beim Meeresschutz können dieses Potential allerdings langfristig verändern.

5.4 Wasserkraft

Die Wasserkraft leistet seit Jahrzehnten einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung. 2007 lag ihr Beitrag bei 20,7 TWh/a. Ihr technisches Potential ist jedoch weitestgehend ausgeschöpft. Zusätzliche Potentiale können vor allem durch Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen erschlossen werden.

Vorranggebiets Schifffahrt vereinbar sind, sind ausgeschlossen. Dies betrifft Windenergieanlagen. Für die Vorbehaltsgebiete Schifffahrt ist in der Abwägung der „Leichtigkeit der Schifffahrt“ besonderes Gewicht beizumessen, was nach Auskunft des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) dazu führt, dass Windenergieanlagen nicht genehmigt würden.

¹⁴⁰ Das Vorsorgeprinzip zielt darauf ab, durch frühzeitiges und vorausschauendes Handeln mögliche Umweltbelastungen und -gefahren von vornherein auszuschließen oder zu minimieren. Dazu zählt aber nicht nur die Vorbeugung möglicher Risiken, sondern auch ein schonender Umgang mit den Rohstoffen der Natur.

¹⁴¹ Diese installierte Leistung lässt sich auf den derzeit nicht für Naturschutz und Schifffahrt ausgeschlossenen Flächen realisieren.

Laut der DLR-Studie kann das technische Potential durch eine Modernisierung, die Erweiterung bestehender Anlagen und den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen auf 25 TWh/a erhöht werden. Die installierte Leistung würde sich auf 5.400 MW erhöhen. Der Neubau an weitgehend naturbelassenen Flüssen sollte ausgeschlossen werden, dadurch verringert sich das Ausbaupotential um ca. 1 TWh/a und die installierte Leistung um 200 MW. Es ergibt sich ein technisch-ökologisches Potential von 24 TWh/a und eine installierte Leistung in Höhe von 5.200 MW. Bei dieser Potentialerhebung sind mögliche Einflüsse auf den Wasserhaushalt infolge des Klimawandels nicht berücksichtigt, da aktuellere Potentialstudien, die diesen Aspekt behandeln, derzeit nicht vorliegen.

Berechnungen des Instituts für Wasserbau der Universität Stuttgart gehen von einem verbliebenen technisch-ökologischen Potential von 3 bis 5 TWh/a aus, was einem Zuwachs von 15 bis 20% entspricht. Diese Berechnungen basieren auf Modellierungen für ausgewählte Gewässer und berücksichtigen verschiedene ökologische Restriktionen (keine Nutzung naturbelassener Gewässer, keine Nutzung in Schutzgebieten usw.). Der größte Energiebetrag kann nach diesen Berechnungen aus der Modernisierung großer Wasserkraftwerke gewonnen werden.¹⁴²

Dagegen schätzt der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) in seiner Branchenprognose¹⁴³, dass insbesondere Wasserkraftanlagen mit einer Leistung, die unterhalb von 5 MW liegt, ein hohes Alter von mehr als 50 Jahren aufweisen und somit ein hoher Modernisierungsbedarf besteht. Durch die Modernisierung und die Erweiterung kleinerer Anlagen könnten zusätzliche 220 MW an installierter Leistung erschlossen werden. Des Weiteren bestehen Reaktivierungspotentiale. Zusätzlich erwartet der BEE bei einem Einsatz effizienterer Anlagentechniken einen Anstieg der Volllaststundenzahl von durchschnittlich 4.386 im Jahr 2007 auf 4.900 im Jahr 2020. Insgesamt schätzt der BEE das technische Potential auf 31,9 TWh/a bei einer installierten Leistung von 6.500 MW im Jahr 2020.

¹⁴² DLR/IFEU/WI 2004

¹⁴³ BEE 2009

Fazit

In dieser Studie stützen wir uns auf die Annahmen der DLR-Studie und gehen von einem technisch-ökologischen Wasserkraftpotential von 24 TWh/a bei einer installierten Leistung von 5.200 MW für das Jahr 2050 aus. Diese Zahlen beinhalten auch die Erweiterung und Modernisierung bestehender Anlagen. Einen Neubau an weitgehend naturbelassenen Flüssen schließen wir wegen ökologischer Bedenken aus. Im Sinne einer konservativen Abschätzung berücksichtigen wir nicht die höheren Wasserkraftpotentiale anderer Studien.

5.5 Tiefe Geothermie

Datengrundlage für unser ermitteltes Potential ist der Arbeitsbericht „Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland“ des Büros für Technikfolgen-Abschätzung (TAB) beim Deutschen Bundestag¹⁴⁴ (im Folgenden TAB-Bericht). Alle in späteren Jahren vorgelegten Studien zur Strom- und Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland – z.B. die Leitstudien des BMU – fußen auf den im TAB-Bericht vorgestellten Potentialen, technischen Möglichkeiten und ökonomischen sowie ökologischen Rahmenbedingungen für die Nutzung der tiefen Geothermie. Der TAB-Bericht ermittelt ein jährliches technisches Angebotspotential für die geothermische Stromerzeugung in Deutschland in Höhe von 312 TWh/a über einen geschätzten Nutzungszeitraum von 1.000 Jahren. Er stellt anhand des Stands der Technik, der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit die Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland dar. Seine Autoren gehen davon aus, dass – unter den zum Zeitpunkt der Studie geltenden Randbedingungen – der stromgeführte Wandlungsprozess der geothermischen Energie nur dann ökonomisch und ökologisch effizient betrieben werden kann, wenn die im Prozess nach der Stromerzeugung anfallende restliche Wärme aus Niedrigtemperatursystemen einer entsprechenden Nutzung zugeführt wird. Ausgehend vom gesamten leitungsgebundenen Wärmeangebot im Niedertemperaturbereich (Datengrundlage von 2002) begrenzen sie das nutzbare Strompotential aus der Geothermie so, dass die verbleibende Restwärmemenge genutzt werden kann. Unter diesen ökonomi-

¹⁴⁴ Paschen et al. 2003

schen und ökologischen Voraussetzungen benennt der TAB-Bericht das nutzbare technische Potential zur geothermischen Stromerzeugung mit 66 TWh/a.

Beim Betrieb eines geothermischen Kraftwerks entstehen keine Treibhausgase¹⁴⁵. Weiterhin legt eine umfassende qualitative Analyse und Bewertung der lokalen Umwelteffekte über sämtliche Umweltmedien (wie Wasser, Boden oder Luft) dar, dass eine geothermische Stromerzeugung in Deutschland umweltverträglich umgesetzt werden kann¹⁴⁶. In einem Szenario für eine Stromversorgung, die zu 100% auf erneuerbaren Energien basiert, ist eine Restriktion des technisch nutzbaren geothermischen Stromerzeugungspotentials auf die korrespondierende, absetzbare Restwärmemenge aus ökologischen Gründen nicht angezeigt. Das technisch-ökologische Potential für das Jahr 2050 unterliegt demnach nicht den restriktiven Annahmen, wie sie dem TAB-Bericht zugrunde lagen.

Die oberirdische Flächeninanspruchnahme zur Erschließung der geothermischen Quellen ist gering. Jedoch liegt den Potentialangaben des TAB-Berichts keine detaillierte Raumverteilung zugrunde. Wenn geothermische Quellen in einem Gebiet liegen, in dem natürliche Ressourcen einem besonderen Schutz unterstehen, sollte in der Regel an diesen Standorten das geothermische Potential nicht erschlossen werden¹⁴⁷. Dies wird bei unserer Potentialschätzung berücksichtigt. Alle für das Betrachtungsjahr 2050 identifizierten Restriktionen oder limitierenden Faktoren für die Nutzung des technisch-ökologischen Potentials einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland sind in den folgenden Abschnitten dargestellt.

Erschließungsrestriktionen für das technisch-ökologische Potential zur geothermischen Stromerzeugung

Das technische Stromerzeugungspotential der Geothermie kann umweltverträglich

¹⁴⁵ IE 2007

¹⁴⁶ Lohse et al. 2007

¹⁴⁷ Praxisbeispiele zeigen jedoch, dass Geothermiekraftwerke auch in Schutzgebieten möglich sind. Eines der deutschen Geothermiekraftwerke wurde in einem Naturschutzgebiet am Rande eines Waldgebiets errichtet (Groß Schönebeck, Schorfheide, Brandenburg). Für die Errichtungsphase ergingen entsprechende Auflagen, die den Bau des Kraftwerks nicht beeinträchtigten.

erschlossen werden¹⁴⁸. Wir wenden folgende Erschließungsrestriktionen an:

- Ökologische Flächenrestriktion,
- raumordnerische Erschließungsrestriktion durch natürliche Gegebenheiten oder vorgefundene Nutzungen im Raum und
- technische Erschließungsrestriktion durch die begrenzten Bohrkapazitäten.

Die ökologische Flächenrestriktion

Unter die ökologische Flächenrestriktion fallen Schutzgebiete wie z.B.

- Wasserschutzgebiete (unabhängig vom Schutzstatus vollständig auszuschließen),
- ökologisch besonders wertvolle Naturräume wie Moore (vollständig auszuschließen) und
- Waldgebiete (zu 2/3 auszuschließen, um zusammenhängende Waldgebiete nicht anzutasten)¹⁴⁹.

Die raumordnerische Erschließungsrestriktion

Auf Flächen, die bereits einer bestimmten Nutzung unterliegen, kann es zu Erschließungsrestriktionen kommen. Mit abgelenkten Bohrungen sind die untertägigen Reservoirs oft erschließbar, ohne dass obertägige Nutzungen beeinträchtigt werden. Wir gehen jedoch konservativ von weiträumigen Erschließungsrestriktionen aus:

- Siedlungs- und Verkehrsfläche (vollständig auszuschließen),
- Wasserfläche (vollständig auszuschließen),
- die in der Flächennutzungsstatistik unter „Andere Nutzung“ ausgewiesenen Flächen (vollständig auszuschließen) sowie
- 1/4 der Landwirtschaftsfläche¹⁵⁰.

Die folgende Tabelle 5-1 gibt Prozentanteile der Bodenfläche Deutschlands nach

¹⁴⁸ Frick et al. 2007

¹⁴⁹ DESTATIS 2009a

¹⁵⁰ DESTATIS 2009a

Nutzung und Charakter aufgeschlüsselt wieder. Die Differenz aus der Summe der Restriktionen zur gesamten Bodenfläche in Deutschland ergibt die Fläche, die unter Berücksichtigung der ökologischen Flächenrestriktion und der raumordnerischen Erschließungsrestriktion zur Nutzung des technisch-ökologischen Geothermiepotentials im Jahr 2050 zur Verfügung steht.

Tabelle 5-1: Flächen und Flächennutzung in Deutschland und geothermische Nutzungs- und Erschließungsrestriktionen

Flächen und Flächennutzung in Deutschland im Jahr 2008: Flächencharakteristik	[km²]	[%]	Restriktion gegenüber geothermischem Potential	[%]
Bodenfläche gesamt	357.111	100		
Wasserfläche	8.482	2,4	gesamte Fläche ausgeschlossen	2,4
Siedlungs- und Verkehrsfläche	47.137	13,2	gesamte Fläche ausgeschlossen	13,2
Waldfläche	107.349	30,1	um zusammenhängende Waldgebiete nicht anzutasten, ² / ₃ der Fläche ausgeschlossen	20,07
Landwirtschaftsfläche	187.646	52,6	Großteil durch abgelenkte Bohrungen erschließbar, ¹ / ₄ der Fläche ausgeschlossen	13,13
Andere Nutzung	5.185	1,5	z. B. Sondernutzungen (militärisches Sperrgebiet) etc., gesamte Fläche ausgeschlossen	1,5
Summe	355.799	99,8		
Wasserschutzgebiete an Bodenfläche gesamt	43.100	12,1	unabhängig vom Schutzstatus und Überschneidung mit o.g. Flächennutzungen gesamte Fläche ausgeschlossen	12,1
			Summe aus ökologischer Flächenrestriktion und raumordnerischer Erschließungsrestriktion	62,4

Die Summe der ökologischen Flächenrestriktion und der raumordnerischen Erschließungsrestriktion ergibt unter den o.g. konservativen Annahmen 62,4 Prozent.

Damit steht noch 37,6% der Fläche zur Erschließung der geothermischen Reservoirs zur Verfügung. Das langfristig erschließbare, technisch-ökologische Potential der Geothermie beträgt bei konservativer Schätzung 117 TWh/a.

Die technische Erschließungsrestriktion

Der limitierende Faktor für die Ausschöpfung des technisch-ökologischen Potentials

wird nach obiger Quantifizierung im Bereich der technischen Erschließung liegen. Die Kapazitäten für die notwendigen Explorationsmaßnahmen und insbesondere die Erbohrungen der Reservoirs (Bohrkapazitäten) werden den Ausbau bis 2050 begrenzen. Ausgehend davon nehmen wir an, dass zur Erschließung der geothermischen Reservoirs die gleiche durchschnittliche Bohrmeterleistung erbracht wird wie in den Jahren 1950 bis 1970 zur Erschließung der Öl- und Gasressourcen in Deutschland. Zum Vergleich zeigt Tabelle 5-2 die Maximalleistung an Bohrmetern im Jahr 1959 in Deutschland und die mittlere jährliche Bohrmeterleistung der Jahre 2003 bis 2008 für Öl, Gas, Geothermie und Speicher. Aus den benötigten und verfügbaren Kapazitäten zur Reservoirerschließung wird das erschließbare technisch-ökologische Geothermiepotential für das Jahr 2050 errechnet.

Tabelle 5-2: Potentialermittlung anhand der Erschließbarkeit geothermischer Reservoirs durch Bohrungen

Bohrmeter in D, Mittelwert der Jahre 1950 - 1970 (nur Öl- und Gaserschließung)	Hochrechnung: Bohrmeterleistung in 40 Jahren (2010 - 2050)	Hochrechnung: Geothermiekraftwerke errichtbar, Dublette á 5 km Bohrstrecke	resultierende installierte Leistung (pro Kraftwerk 4 MW_{el})	Jahresleistung (7.500 elektrische Volllaststunden)	Bohrgeräte (mittlere Tagesbohrleistung von 45 m)
[m/a]	[km]	[Anzahl]	[GW_{el}]	[TWh/a]	[Anzahl]
531.000	21.200	2.120	8,5	63,75	33
Bohrmeter in D, Maximalleistung im Jahr 1959 (nur Öl- und Gaserschließung)					
[m/a]					
780.000	31.200	3.120	12,5	93,75	49
Bohrmeter in D, Mittelwert der Jahre 2003 - 2008 (gesamt)					
[m/a]					
70.000	2.800	280	1,12	8,4	5

Fazit

Das bis 2050 erschließbare technisch-ökologische Potential der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland beträgt 63,75 TWh/a (Brutto) bei einer installierten Leistung von 8,5 Gigawatt elektrisch (GW_{el}-Brutto)¹⁵¹. Dies entspricht 2.120 Geo-

¹⁵¹ Unter der Annahme von 7500 Volllaststunden

thermiekraftwerken (Dubletten¹⁵², 4 Megawatt elektrisch (MW_{el})). Der Eigenstrombedarf einer geothermischen Dublettenanlage mit einer installierten Leistung von 4 MW_{el} beträgt näherungsweise rund 25%.

Somit ergibt sich ein erschließbares technisch-ökologisches Potential (Nettostromerzeugung) im Jahr 2050 von ca. 50 TWh/a bei einer installierten Netto-Leistung von 6,4 GW_{el}.

5.6 Biogene Rest- und Abfallstoffe

Die in zahlreichen Studien gemachten Aussagen zu Biomassepotentialen beziehen sich in der Regel auf die zwei Ursprungspfade energetisch verwertbarer Biomasse: die Anbaubiomasse einerseits und die Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe, die wir im Folgenden als „Abfallbiomasse“ bezeichnen, andererseits.

Unter Anbaubiomasse verstehen wir Biomasse, deren Kultivierung mit dem Ziel der stofflichen oder energetischen Verwertung erfolgt. Produzenten der Anbaubiomasse sind sowohl die Landwirtschaft mit einjährigen Kulturpflanzen, mehrjährigen Gräsern und Holz aus Kurzumtriebsplantagen als auch die Forstwirtschaft mit Stamm- und Industrieholz. Der Begriff der Abfallbiomasse umfasst dagegen landwirtschaftliche Reststoffe, Grünschnitt aus Landschafts- sowie Naturpflagemassnahmen, Siedlungsabfälle und Abfälle aus der Nahrungsmittel verarbeitenden Industrie sowie Holzreststoffe¹⁵³.

Bei der Ermittlung der technisch-ökologischen Biomassepotentiale konzentrieren wir uns aus zwei Gründen auf die Abfallbiomasse:

- Die Anbaubiomasse wird aus verschiedenen Gründen kritisch gesehen. Dazu zählen ihre Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion, die negativen Auswirkungen auf Umweltmedien, wie z.B. Qualität von Wasser und Böden,

¹⁵² Die geothermische Dublette ist der Grundbaustein einer Anlage zur geothermischen Strom- oder Wärmeerzeugung. Die Dublette besteht aus einer Förderbohrung und einer Injektionsbohrung.

¹⁵³ Holzreststoffe sind z.B. Alt- oder Schwachholz, d.h. Holz, das aus Durchforstungsmaßnahmen stammt, die für die Produktion hochwertigen Stammholzes wiederkehrend durchgeführt werden müssen sowie Restholz, also die bei der Bereitstellung von Stamm- und Industrieholz anfallenden Ernterückstände.

Auswirkungen auf die Wassermenge, auf die Biodiversität und auf den Naturschutz¹⁵⁴. Zudem ist der Anbau von Biomasse nicht treibhausgasneutral.

- Abfallbiomasse fällt ohnehin an. Soweit es keine Konkurrenzen zu vorrangigen Versorgungsbereichen wie der stofflichen Verwendung gibt, kann man sie energetisch nutzen. Wir gehen davon, dass die Abfallbiomasse zu 100% entweder stofflich oder energetisch verwertet wird.

Bei der Durchsicht zahlreicher Studien sind wir häufig auf generelle Schwierigkeiten hinsichtlich ihrer Vergleichbarkeit gestoßen. Ein Grund dafür liegt in einer häufig nicht hinreichenden Verdeutlichung der darin angenommenen Rahmenbedingungen.

In der vorliegenden Arbeit ziehen wir die DLR-Studie^{155;156} als Referenz heran, weil sie als einzige Studie eine Potentialschätzung bis 2050 enthält. Da wir in unserer Studie ausschließlich technisch-ökologische Potentiale betrachten, fließen hier Zahlen des Szenarios „Naturschutz-Plus“ aus der DLR-Studie ein. Dies enthält gut dokumentierte Aussagen zu Potentialen bis 2050 – mit naturschutzfachlich gut begründeten Minderungen der rein technischen Potentiale, die aus dem sogenannten Basisszenario der DLR-Studie¹⁵⁷ resultieren, aber auch mit Zuschlägen, die auf Maßnahmen des Naturschutzes zurückgeführt werden. Den Forderungen des Naturschutzes wurde auf Grundlage der 2004 geltenden natur- und umweltrechtlichen Vorgaben insgesamt verstärkt Rechnung¹⁵⁸ getragen. Auch die für das Basis-szenario geschätzten maximalen technischen Potentiale der Abfallbiomasse sind realistischen, naturschutzbedingten Restriktionen unterworfen. Beispielsweise gehen die hier auf Basis des Naturschutz-Plus-Szenarios zugrunde gelegten Zahlen in der

¹⁵⁴ U.a. SRU 2007, WBGU 2008

¹⁵⁵ Die hier verwendete DLR-Studie greift bei der Abfallbiomasse auf die Studie „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ zurück. ÖI/UMSICHT/IE/IFEU/IZES/TUBS/TUM 2004

¹⁵⁶ DLR/IFEU/WI 2004

¹⁵⁷ DLR/IFEU/WI 2004

¹⁵⁸ Dazu zählen z.B. folgende Vorgaben: §3 und §5 BNatSchG – 6% der land- und forstwirtschaftlichen Fläche soll als Biotopverbund genutzt werden; Grünlanderhalt bzw. Erhöhung des Grünlandanteils, aber vermehrt extensive Nutzung; Offenlandbiotope, Erhalt Mittel-Niederwaldnutzung

Größenordnung von 140 Petajoule (PJ) für zusätzlich erschließbares Waldholz nicht in das Basisszenario der DLR ein. Auch sind die DLR-Angaben hinsichtlich der Entnahme von Wald- und Schwachholz wesentlich zurückhaltender¹⁵⁹.

Die Forschung zu möglichen Auswirkungen erhöhter Nutzungsintensität für die Bereitstellung von Biomasse befindet sich noch am Anfang¹⁶⁰. Auch bei der Abfallbiomasse sind mögliche Nutzungskonkurrenzen, beispielsweise gegenüber der stofflichen Nutzung, zu beachten. Ein konservativer Ansatz, wie er in den hier übernommenen Potentialbetrachtungen zum Tragen kommt, trägt diesen Unsicherheiten Rechnung.

Fazit

Bei den Feststoffen gehen wir von einem technisch-ökologischen Potential in Höhe von 581 PJ aus, für Biogas liegt das Potential bei 143 PJ¹⁶¹. Insgesamt handelt es sich um ein Potential von 724 PJ. Das entspricht 202 Terawattstunden thermisch (TWh_{th}). Tabelle 5-3 zeigt die technisch-ökologischen Potentiale der einzelnen Biomassefraktionen unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen.

¹⁵⁹ Das DLR-Basisszenario geht u.a. von verkürzten Umtriebszeiten und einer Vollbaumnutzung (bzw. Kahlschlag) aus, was standortabhängig sehr kritisch gesehen wird (Nährstoffverarmung, Humuszehrung, erhöhte Kohlenstoff-Freisetzung aus dem Boden u.a.).

¹⁶⁰ Siehe auch UBA 2007

¹⁶¹ Generell ist jeder hier eingehende Reststoff bzw. jede Reststoffgruppe nur einem Konversionspfad zugeordnet, so dass es zu keiner Doppelzählung kommt.

Tabelle 5-3: Technisch-ökologische Potentiale der einzelnen Biomassefraktionen unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen 2050¹⁶²;163

	Technisch-Ökologische Potentiale 2050	
	[PJ _{th} /a]	[TWh _{th} /a]
Festbrennstoffe		
Stroh	53	15
Wald und Schwachholz	171	48
Mittelwald	11	3
Offenland	22	6
Industrierestholz	55	15
Holz im Hausmüll	20	6
Altholz	69	19
Klärschlamm	21	6
Zoomasse	14	4
Grünschnitt: Kompensationsflächen	8	2
Biotopverbund-Acker	18	5
Extensives Grünland	27	8
Energiepflanzen-Erosionsflächen	94	26
Zwischensumme	583	162
Biogas		
Tierische Exkremente und Einstreu	88	24
Ernterückstände der Landwirtschaft	8	2
Abfälle aus Gewerbe und Industrie	6	2
Organische Siedlungsabfälle ¹⁶⁴	21	6
Klärgas	20	6
Zwischensumme	143	40
Gesamtsumme	<u>726</u>	<u>202</u>

Wir berücksichtigen in unserer Modellierung lediglich den Anteil an Biogas aus Abfallbiomasse zur Stromerzeugung, damit der Großteil der verfügbaren Abfallbio-

¹⁶² DLR/IFEU/WI 2004

¹⁶³ Anmerkungen zur Tabelle: 1. Da für die Kategorien „Waldsaumentwicklung“ und „Deponiegas“ für 2050 keine Potentiale mehr angenommen werden, sind sie hier nicht aufgeführt. 2. Die Potentiale geben den Heizwert der Festbrennstoffe bzw. Heizwert des aus den entsprechenden Reststoffen gewonnen Biogases an.

¹⁶⁴ Die diesem Potential zugrunde liegende Zahl aus der Studie „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ bezieht sich begrifflich auf „organische Hausmüllanteile“ gemäß Bioabfallverordnung.

masse für andere energetische oder stoffliche Nutzungen – beispielsweise im Verkehr oder in der Industrie – zur Verfügung steht. Wir nehmen an, dass in diesen beiden Sektoren ein Bedarf an Abfallbiomasse besteht, um dort fossile Energieträger zu substituieren.

Deshalb betrachten wir im Weiteren das Biogaspotential von nur 40 TWh_{th}. Mit dem heute erzielbaren Jahresnutzungsgrad in GuD-Anlagen von rund 57% ergibt sich daraus ein Stromerzeugungspotential von rund 23 Terawattstunden elektrisch (TWh_{el}).

5.7 Zusammenfassung

Die technisch-ökologischen Potentiale erneuerbarer Energien (nach konservativer Schätzung) sind in Tabelle 5-4 zusammengefasst. Im Kapitel 6 ist beschrieben, inwieweit sie ausgeschöpft werden.

Tabelle 5-4: Potentiale der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung

Technisch-ökologisches Potential nach konservativer Schätzung	Installierte Leistung (GW)	Ertrag (TWh_{el})
Photovoltaik	275	248
Windenergie an Land	60	180
Windenergie auf See	45	180
Wasserkraft	5,2	24
Geothermie ¹⁶⁵	6,4	50
Abfallbiomasse (nur Biogas) ¹⁶⁶	Nach Bedarf	23
Insgesamt		<u>687</u>

Für diese Studie sind die technisch-ökologischen Potentiale für Europa nicht ermittelt worden. Es ist jedoch unstrittig¹⁶⁷, dass die Potentiale in Europa und Nordafrika

¹⁶⁵ Es handelt sich hier um die Nettoleistung und Nettostromerzeugung, dass heißt bei diesen Zahlen ist der Eigenstrombedarf berücksichtigt.

¹⁶⁶ 57% Jahresnutzungsgrad bei Verstromung in GuD-Anlagen

¹⁶⁷ Der Sachverständigen Rat für Umweltfragen (SRU) schreibt in seiner vorläufigen Stellungnahme, dass eine Versorgung der Region Europa-Nordafrika mit regenerativen Energiequellen auch nicht ansatzweise an die Grenzen der Erzeugungspotentiale kommt, sondern nur circa 2% dieser Potentiale ausreichen, um eine dauerhaft regenerative Stromversorgung der Region zu gewährleisten. SRU 2010

ausreichen, um diese Gebiete vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und erneuerbaren Strom nach Deutschland importieren zu können.

6 Das Szenario „Regionenverbund“

Im Folgenden skizzieren wir das Szenario „Regionenverbund“, das wir zusammen mit zwei weiteren, sehr unterschiedlichen Szenarien entwickelt haben. Diese von uns als „archetypisch“ bezeichneten Szenarien beschreiben drei Extremformen einer Stromversorgung, die im Jahr 2050 zu 100% auf erneuerbaren Energien basiert. Damit zeigen wir einen Lösungsraum für eine solche Stromversorgung.

Dabei betrachten wir nicht, wie die Entwicklung bis zum Jahr 2050 für diese drei Zielvorstellungen verlaufen wird, sondern beschreiben nur das Ergebnis im Jahr 2050. Voraussichtlich werden in einem zukünftigen Energieversorgungssystem Elemente aller drei Szenarien nebeneinander existieren.

Die Szenarien unterscheiden sich folgendermaßen:

- **Regionenverbund:** Alle Regionen Deutschlands nutzen ihre Potentiale der erneuerbaren Energien weitgehend aus. Es findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt. Nur zu einem geringen Anteil wird Strom aus Nachbarstaaten importiert.
- **International-Großtechnik:** Die Stromversorgung Deutschlands und Europas basiert auf den großtechnisch leicht erschließbaren deutschen, europäischen und europahanen Potentialen aller erneuerbaren Energien und Speicherkraftwerke. Ein gut ausgebautes interkontinentales Übertragungsnetz verbindet die Erzeugungsschwerpunkte mit den Verbrauchszentren. Dies ermöglicht den europaweiten Ausgleich von Einspeiseschwankung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und deren optimale Nutzung.
- **Lokal-Autark:** Kleinräumige, dezentrale Strukturen werden autark mit Strom versorgt. Dafür werden die lokal verfügbaren, technisch-ökologischen Potentiale aller erneuerbaren Energien möglichst weitgehend genutzt. Alle Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung werden ausgeschöpft. Es wird kein Strom importiert. Die Stromversorgung ist somit extrem dezentral geprägt. Sie basiert auf lokalen Inselnetzen mit großen Stromspeichern.

Die Szenarien wurden in Anlehnung an die Story-and-Simulation-Methode¹⁶⁸ erarbeitet. Die Beschreibungen (sog. „Story“) für die drei Szenarien basieren auf vorher identifizierten Schlüsselfaktoren wie Stromerzeugung, Wärmerzeugung, Energieverteilung, Speicherung und Versorgungssicherheit. Je nach Szenario wurden für die Schlüsselfaktoren unterschiedliche Ausprägungen festgelegt. Die Annahmen für die Simulationen basieren auf diesen unterschiedlichen Ausprägungen. Die Simulationsergebnisse gehen wiederum in die Beschreibungen („Story“) ein.

Die Szenarien unterscheiden sich somit auch darin, dass die in Kapitel 3.5 und 5 beschriebenen technisch-ökologischen Potentiale der erneuerbaren Energien sowie die technischen Potentiale des Lastmanagements und der Speicher in den drei Szenarien zu verschiedenen großen Anteilen ausgeschöpft werden.

Da bisher allerdings nur Simulationsergebnisse für das Szenario „Regionenverbund“ vorliegen, beschreiben wir hier nur dieses Szenario detaillierter. Die ausführlichen Ergebnisse dieser Simulation erfolgen in Kapitel 7.3.

6.1 Charakterisierung des Szenarios

In dem Szenario nutzen alle Regionen Deutschlands – Gemeinden in ländlichen Räumen, Landkreise, Städte und Ballungszentren – im Jahr 2050 weitgehend ihre Potentiale der erneuerbaren Energien. Regionen mit hohen Potentialen decken dabei anteilig den Strombedarf von Regionen mit geringen Potentialen. Nur zu einem geringen Anteil wird Strom aus erneuerbaren Energien aus dem europäischen Ausland importiert.

Die Versorgungssicherheit und insbesondere der Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarstrom werden durch eine deutschlandweite Kooperation der Regionen gewährleistet. Dies ist sinnvoll, da die stetige Deckung des Strombedarfs im regionalen Maßstab unnötig viele Reservekraftwerke erfordern würde und damit hohe Kosten verursachen würde.

¹⁶⁸ U.a. Alcamo, J. (Hrsg.) 2008:

6.2 Stromerzeugung und Speicherung

Die folgende Tabelle 6-1 zeigt im Überblick die Annahmen zur Potentialausschöpfung für das Regionenverbund-Szenario im Vergleich zu den im Kapitel 5 ermittelten technisch-ökologischen Potentialen für das Jahr 2050.

Tabelle 6-1: Übersicht über den Ausschöpfungsgrad der erneuerbaren Energiepotentiale im Szenario „Regionenverbund im Jahr 2050“

	Technisch-ökologisches Potential nach konservativer Schätzung		Szenario „Regionenverbund“	
	Leistung (GW)	Ertrag (TWh)	Leistung (GW)	Ertrag (TWh)
Photovoltaik	275	240	120	104
Windenergie an Land	60	170	60	170
Windenergie auf See	45	180	45	177
Wasserkraft	5,2	24	5,2	22
Geothermie	6,4	50	6,4	50
Abfallbiomasse (Biogas)	nach Bedarf	23	23,3	11

Die Windenergie an Land und auf See ist entsprechend ihren technisch-ökologischen Potentialen sehr gut ausgebaut. Bestehende Wasserkraftwerke sind bis zum Jahr 2050 modernisiert worden und daher weiterhin in Betrieb. Photovoltaikanlagen sind auf geeigneten Fassaden- und Dachflächen sowie auf versiegelten Flächen in Städten und Gemeinden installiert. Nur zu einem sehr geringen Anteil wird Biogas in Gasturbinen als Spitzenlast- und Reservekraftwerk eingesetzt, vorwiegend in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Die nutzbare Biomasse wird vorrangig im Verkehr und als Rohstoff für die chemische Industrie eingesetzt, da hier die Substitution fossiler Energieträger schwieriger ist. Ein Großteil der geothermischen Potentiale wird ausgenutzt – vorrangig zur Stromerzeugung in stromgeführten¹⁶⁹ KWK-Anlagen, aber auch zur ungekoppelten Stromerzeugung¹⁷⁰, wenn geeignete Wärmeabnehmer fehlen.

¹⁶⁹ Der Betrieb der stromgeführten KWK-Anlage richtet sich nach der Stromnachfrage. Wird Strom benötigt, ist die Anlage in Betrieb und speist Strom in das Stromnetz ein.

¹⁷⁰ Ungekoppelte Stromerzeugung ist die Stromerzeugung ohne Abwärmenutzung. Die Wärme wird an die Umwelt abgegeben.

Überschüssiger Strom, d.h. Strom, der nicht von anderen Verbrauchern genutzt werden kann, wird in Pumpspeicherwerken und in Langzeitspeichern auf Basis von Methan oder Wasserstoff gespeichert. Nur geringe Mengen an überschüssigem Strom können nicht verwendet werden.

Die im Kapitel 4.1 beschriebenen technisch-ökologischen Potentiale der Pumpspeicherwerke, die als Spitzenlast- und Reservekraftwerke eingesetzt werden, werden weitgehend genutzt. Aus dem in Pumpspeicherwerken nicht nutzbaren überschüssigen Strom wird Wasserstoff in Elektrolyseanlagen hergestellt. Der Wasserstoff kann mit CO₂ zu Methan synthetisiert werden. Wasserstoff oder Methan werden in Spitzenlast- und Reservekraftwerken (Gasturbinen oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerke) zur Stromerzeugung oder als Energieträger im Verkehr und in der Industrie eingesetzt.

6.3 Wärme- und Kälteerzeugung

Fast alle Gebäude haben dem Szenario zufolge 2050 einen sehr hohen Wärmedämmstandard (siehe Kapitel 0). In Kombination mit solarthermischen Anlagen decken elektrische Wärmepumpen hauptsächlich den restlichen Wärmebedarf an Raumwärme von Heizung und Warmwasser. Geothermiekraftwerke versorgen große Verbraucher in ihrer Nähe mit Wärme. Nah- und Fernwärmenetze sind Standard, wo immer sich dies infolge einer hohen Wärmeverbrauchsdichte anbietet. Teilweise gibt es vor Ort saisonale Speicher für die Solarthermie. Zur anteiligen Bereitstellung der Prozesswärme in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) dient vorwiegend erneuerbares Methan oder Wasserstoff, daneben auch die Hochtemperaturabwärme aus Biogas-Gasturbinen mit Kraft-Wärme-Kopplung oder „überschüssiger“ Strom.

Der Bedarf an Klimatisierung im Bereich GHD steigt hauptsächlich aufgrund der prognostizierten wachsenden Komfortansprüche. Insbesondere wirksamer Sonnenschutz, energiesparende Kühl- und Lüftungstechniken, optimierte Betriebsweisen und die Reduzierung der Wärmequellen in Innenräumen, z.B. durch den Einsatz sparsamer IT-Ausrüstung, begrenzen den Anstieg des erforderlichen Stromverbrauchs.

6.4 Verkehr

Elektro-PKW (reine Elektrofahrzeuge und vor allem Plug-in-Hybride) kommen 2050 etwa für die Hälfte der gesamten Fahrleistung auf. Damit steigt der Stromverbrauch im Straßenverkehr erheblich, führt dabei jedoch zusammen mit den Effizienzverbesserungen der Fahrzeuge zu einem entsprechend verringerten Bedarf an Treibstoff und geringeren Treibhausgasemissionen. Auch der Schienenverkehr gewinnt an Bedeutung, was mit einem steigenden Stromverbrauch verbunden ist.

6.5 Energieverteilung

Das bis 2050 gut ausgebaute nationale Übertragungs- und Verteilungsnetz wird in einer nationalen Regelzone betrieben. Es ist in ein gut ausgebautes europäisches Übertragungsnetz eingebunden.

Vergleichbar mit den früheren Erdgasnetzen wird nun Wasserstoff oder erneuerbares Methan sowie zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas aus Abfallbiomasse (Biometan) in überregionalen Gasnetzen in Deutschland verteilt. Verbrauchsschwankungen werden in saisonalen Speichern gepuffert. Als saisonale Speicher eignen sich vor allem Salzkavernenspeicher, für erneuerbares Methan und Biogas auch Porenspeicher. Für die saisonale Speicherung von Wasserstoff existieren deutlich mehr Kavernenspeicher als heute.

6.6 Versorgungssicherheit

Mit den Reservekraftwerken – Gasturbinen und GuD-Anlagen auf Basis von Biometan, erneuerbarem Methan oder Wasserstoff – kann die Versorgungssicherheit jederzeit im nationalen Kontext durch ausreichend Kraftwerkskapazitäten gewährleistet werden (siehe Kapitel 7.4).

Große Erzeugungsanlagen, Speicher, in virtuellen Kraftwerken gebündelte kleinere, regional verteilte Erzeugungsanlagen sowie industrielle regelbare Lasten und Elektrolyseanlagen (Lastmanagement) stellen – je nach Erzeugungs- und Verbrauchssituation – die erforderliche Regelleistung bereit.

Die zentrale Herausforderung in diesem Szenario für das Jahr 2050 ist der stetige Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch – insbesondere wegen der nicht stetigen und nicht vollständig prognostizierbaren Stromerzeugung von Wind und

Photovoltaik. Die gute räumliche Verteilung aller erneuerbaren Energien und der Netzbetrieb in einer deutschlandweiten Regelzone führen zu einer erheblichen Verringerung der insgesamt resultierenden Einspeiseschwankungen der Windenergie und Photovoltaik.

Die verbleibenden Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch werden vorrangig mit Lastmanagement, Speicher- und Reservekraftwerke ausgeglichen, die regelzonenweit optimiert als virtuelle Kraftwerke eingesetzt werden. Das Lastmanagement in sogenannten „Smart Grids“¹⁷¹ ist flächendeckender Standard. Es wird insbesondere bei Elektrofahrzeugen, Elektrowärmepumpen und Klimatisierung sowie bei großen industriellen und gewerblichen Verbrauchern genutzt, deren technische Potentiale überwiegend erschlossen sind.

Die genauen Annahmen für die Simulation des Szenarios „Regionenverbund“ und die Ergebnisse beschreiben wir im folgenden Kapitel.

¹⁷¹ Englisch für „Intelligentes Stromnetz“, das sich durch eine intelligente Vernetzung von Erzeugungsanlagen, Netzkomponenten, Energiespeichern und Verbrauchern durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie auszeichnet, um durch Steuerung der einzelnen Komponenten eine bessere Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch zu erzielen.

7 Simulation des Szenarios „Regionenverbund“

Die Simulation des Szenarios „Regionenverbund“ wurde vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) mit dem Simulationsmodell SimEE¹⁷² im Auftrag des UBA durchgeführt.

Im ersten Abschnitt wird das Modell in seinen wesentlichen Eigenschaften beschrieben. Im folgenden Abschnitt werden die Teilmodelle und Annahmen detailliert dargestellt. Im dritten Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulation vorgestellt. Die Analyse der Versorgungssicherheit insbesondere die im Stundenraster nicht berücksichtigte Bereitstellung von Regelleistung erfolgt im vierten Abschnitt. Im letzten Abschnitt dieses Kapitels werden die Ergebnisse bewertet und die aus der Simulation abgeleiteten Schlussfolgerungen dargestellt.

7.1 Ansatz und Modellstruktur

Um die Möglichkeiten der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung bewerten zu können, ist eine möglichst genaue Bestimmung ihrer Einspeisecharakteristika erforderlich. Da die Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik von den regionalen Wetterbedingungen abhängt, ist hierfür eine räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Simulation der Einspeisung notwendig.

Das Modell (siehe Abbildung 7-1) kann die Stromerzeugung aller erneuerbaren Energien und der Speicher, die Last sowie ausgewählte Lastmanagementoptionen über mehrere Jahre simulieren. Die Simulation erfolgt mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde in chronologischer Reihenfolge. Wind, Photovoltaik und Wärmepumpen können dabei mit einer räumlichen Auflösung von ca. 14 x 14 km simuliert werden¹⁷³. Das Modell ermöglicht somit, das Zusammenspiel der überwiegend wetterabhängigen Erzeugung mit dem Verbrauch sehr genau abzubilden.

Die dynamische Simulation der Einspeisung erneuerbarer Energien und der Last für das Jahr 2050 erfolgt auf Basis der Wetter- und Lastcharakteristik von vier Beispiel-

¹⁷² Saint-Drenan et al. 2009; Sterner et al. 2010

¹⁷³ Dies entspricht für Deutschland einem Raster von 3.027 Planflächen an Land und 598 Planflächen auf See, wobei jede Planfläche wie beschrieben ca. 14 x 14 km groß ist.

jahren (2006 bis 2009). Aufgrund der Betrachtung mehrerer Jahre und der Berücksichtigung verschiedener Wetterextreme können allgemeingültigere Aussagen getroffen werden.

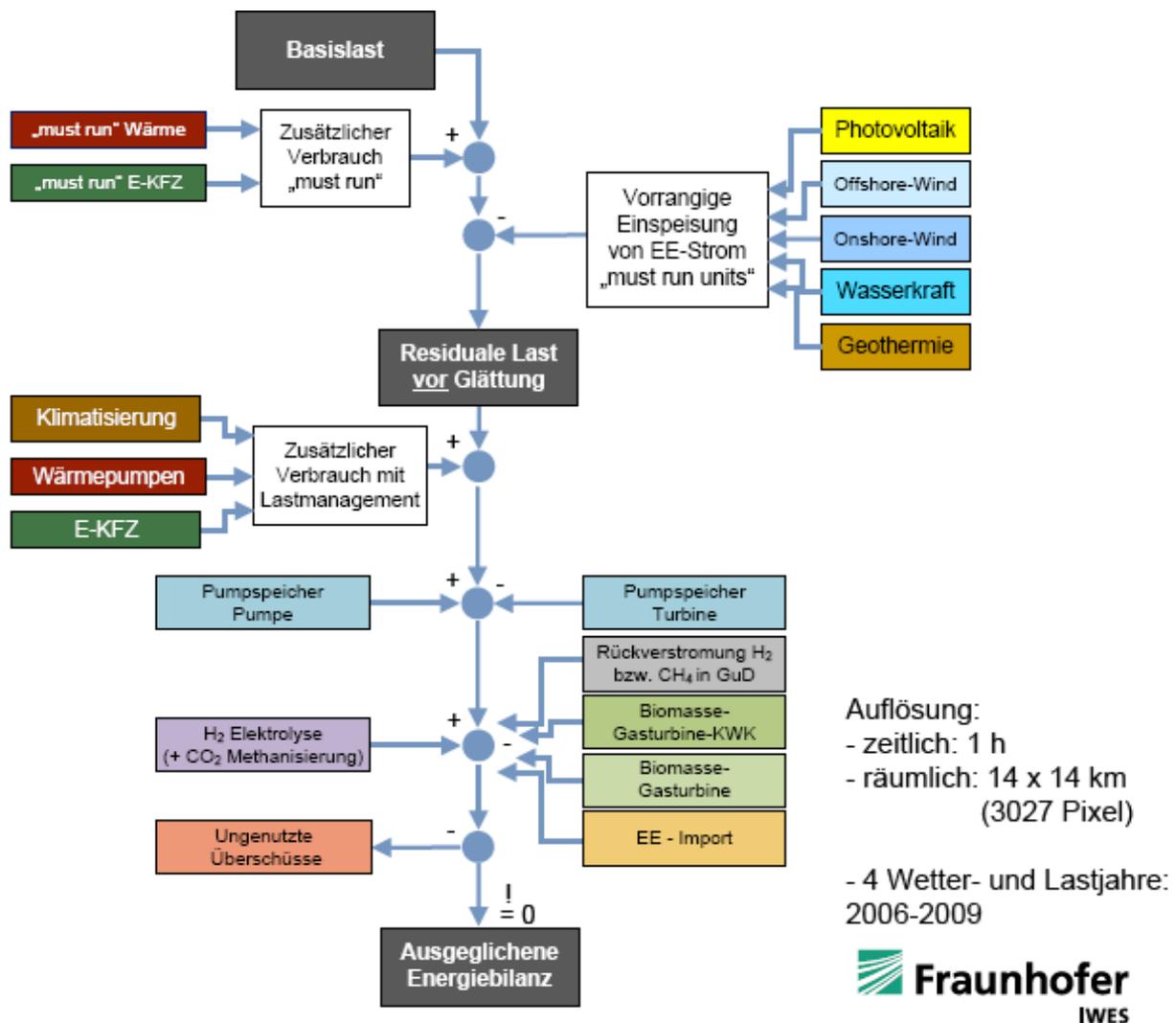


Abbildung 7-1: Aufbau des Modells SimEE

Die Simulation der verschiedenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher erfolgt in einer bestimmten Einsatzreihenfolge mit einem gleitenden Planungsvorlauf von vier Tagen. Im Folgenden wird die Einsatzreihenfolge für einen beliebigen beispielhaften Einsatzraum dargestellt.

Zuerst wird die Basislast simuliert. Sie ergibt sich aus der Gesamtlast (einschließlich der Leitungsverluste) nach Abzug der Lasten von Elektromobilität, Wärmepumpen und einem Teil der Klimatisierung. Die Basislast umfasst nur Verbrauchsarten, die bereits heute in Betrieb sind. Sie kann daher mit der historischen Lastcharakteristik abgebildet werden. Zur Basislast werden die „must run“ Anteile der Elektro-KfZ (also

die nicht verschiebbaren Batterieladungen) und der Wärmepumpen (also der Anteil der Wärmepumpen ohne Wärmespeicher) summiert. Dieser Lastanteil wird im nächsten Schritt soweit wie möglich durch die Stromerzeugung aus Windenergie, Photovoltaik, Geothermie und Wasserkraft gedeckt.

Das Zwischenergebnis ist die in der Abbildung als „Residuale Last vor Glättung“ bezeichnet. Die residuale Last ist die verbleibende Last, die nicht direkt durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Sie kann je nach Höhe von Basislast und Stromerzeugung der erneuerbaren Energien größer oder kleiner als Null sein.

Im nächsten Schritt wird der Einsatz von Elektro-KfZ, Wärmepumpen und Klimatisierung mit Lastmanagement ermittelt. Deren Einsatz erfolgt vorrangig in Situationen, in denen die Einspeisung der erneuerbaren Energien (ohne Biomasse) die Last übersteigt. Zugleich werden diese Verbraucher so eingesetzt, dass die Gesamtlast möglichst gut an die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien angepasst wird.

Anschließend werden die Pumpspeicherwerke, Elektrolyse, Biogas-Gasturbinen, Importe und GuD-Kraftwerke auf Basis von eE-Wasserstoff oder eE-Methan eingesetzt. Ihr Einsatz wird so optimiert, dass die Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien möglichst vollständig genutzt und die Gesamtlast jederzeit möglichst effizient gedeckt wird. Ein Teil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird dabei nicht genutzt, da dies eine sehr viel höhere installierte Leistung der Elektrolyseanlagen erfordern, jedoch nur einen sehr geringen energetischen Nutzen erzielen würde.

7.2 Teilmodelle und Annahmen

In diesem Kapitel sind die Teilmodelle des Modells SimEE sowie die in der Simulation verwendeten Daten und Annahmen zu erneuerbaren Energien, Lastmanagement und Speichern sehr detailliert erläutert. Das Kapitel richtet sich in erster Linie an Leserinnen und Leser, die sich für diese Fragestellungen besonders interessieren.

Für diese Simulation entwickelte das Fraunhofer IWES das Modell SimEE (s. Abbildung 7-2) weiter. Die Teilmodelle für Elektromobilität und Wärmepumpen wurden nach Vorgaben des UBA angepasst und das Teilmodell Klimatisierung neu implementiert. Die Wetterdaten wurden vom IWES für die Jahre 2006, 2007, 2008 und 2009 bereitgestellt. Alle verwendeten Annahmen zur Simulation des Szenarios

„Regionenverbund“ sind Vorgaben des UBA.

7.2.1 Stromnetz

Wir gehen in der Simulation davon aus, dass das Stromnetz – idealisiert – engpassfrei und Deutschland eine Regelzone ist. Die Leitungsverluste wurden auf Basis anderer Studien¹⁷⁴ und ausgehend von eigenen Schätzungen mit 30 Terawattstunden (TWh) pro Jahr angesetzt (siehe Kapitel 3.5).

7.2.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

7.2.2.1 Photovoltaik

Modell

Das Fraunhofer IWES hat die Photovoltaik-Einspeisung mit einer räumlichen Auflösung von ca. 14 x 14 km simuliert. Für die Wechselrichter und Module werden die Modelle von Schmidt et al.¹⁷⁵ und Beyer et al.¹⁷⁶ verwendet. Für diese zwei Modelle werden Parameter von Standard-Modulen bzw. Standard-Wechselrichtern verwendet. Neben der Außentemperatur berücksichtigt das Modell unterschiedliche Anlagenkonfigurationen (Modulausrichtung und Neigung, Montageart etc.) in einem statistischen Ansatz.

Meteorologische Daten

Als Datenbasis für die solare Einstrahlung dienten die vom SODA¹⁷⁷ zur Verfügung gestellten Globalstrahlungsdaten, die aus Satellitenbildern von Meteosat mit dem Verfahren Helioclim-3 berechnet wurden. Die stündlichen Werte der Satellitendaten enthalten auch durchziehende Wolkenfelder. Die Einstrahlung am Modul ergibt sich aus dem Abgleich der Clear Sky Einstrahlung, die auf der „Linke“-Trübung basiert, mit dem Clear Sky Index, der aus der Bearbeitung des sichtbaren Bildes der Erd-

¹⁷⁴ U.a. WWF 2009

¹⁷⁵ Schmidt et al. 1996

¹⁷⁶ Beyer et al. 2004

¹⁷⁷ www.soda-is.com

oberfläche berechnet wird¹⁷⁸. Die Leistungseinbußen der Module aufgrund der Erwärmung sind mit Temperaturwerten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) nach dem COSMO-EU-Modell (vorher LME) berücksichtigt. Ebenfalls sind Leistungseinbußen wegen der Verschmutzung der Module berücksichtigt worden.

Annahmen

Die installierte Leistung der Photovoltaik-Anlagen beträgt 120 Gigawatt (GW). Davon entfallen ca. 20% auf geeignete Fassaden und andere senkrechte Flächen sowie ca. 80% auf geeignete Dachflächen.

Die 2050 vorhandenen Flächenpotentiale werden zu knapp 43% ausgeschöpft, da die restlichen Flächen u.a. für solarthermische Anlagen benötigt werden. Die verbleibenden Flächen stellen eine in diesem Szenario noch ungenutzte Reserve dar.

Die Anlagenkonfigurationen, also die Modulausrichtung und Neigung sowie die Montageart usw., basieren auf Auswertungen des aktuellen deutschen Anlagenbestands.

Für die Photovoltaikanlagen nehmen wir einen Anlagenwirkungsgrad von 17%¹⁷⁹ und eine Anlagenverfügbarkeit von 98%¹⁸⁰ an.

Die installierte Leistung wird mit Hilfe einer Korrelation über die Siedlungsflächendichte verteilt. Die Erzeugungsschwerpunkte korrelieren daher relativ mit den Lastschwerpunkten. Die folgende Abbildung 7-2 zeigt die räumliche Verteilung, die für die Simulation der kumulierten Photovoltaikeinspeisung verwendet wurde.

¹⁷⁸ SODA 2009

¹⁷⁹ Der Anlagenwirkungsgrad resultiert aus einem maximalen Modulwirkungsgrad von 19,3%, der aktuell mit den besten am Markt verfügbaren Kollektoren erreicht wird, unter Berücksichtigung von Wechselrichterverlusten und Modulalterung.

¹⁸⁰ Eigene Annahme

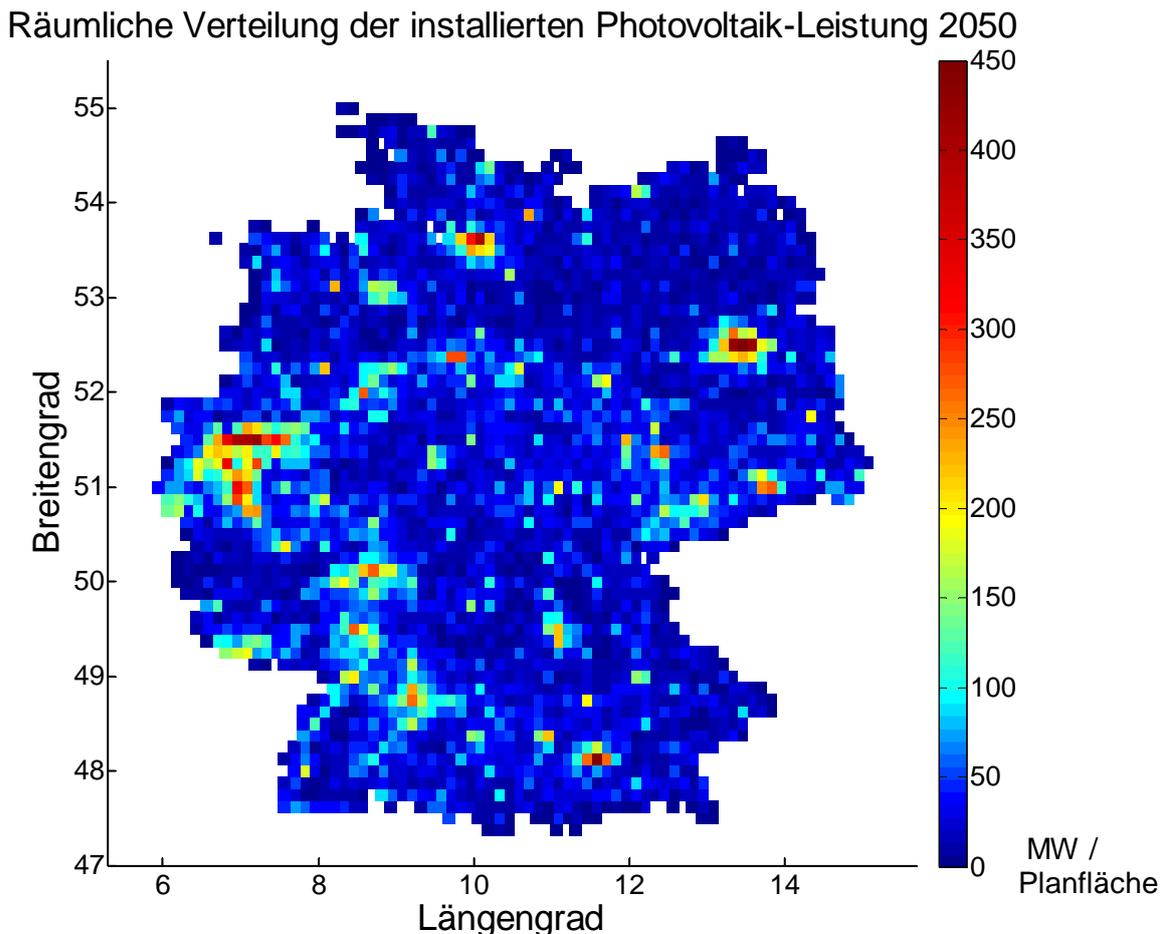


Abbildung 7-2: Räumliche Verteilung der Photovoltaik

7.2.2.2 Windenergie an Land

Modell

Das Modell arbeitet mit einer räumlichen Auflösung von ca. 14 x 14 km. Das Fraunhofer IWES hat die Windgeschwindigkeiten (siehe unten) auf die vorgegebenen Nabenhöhen mit Hilfe des logarithmischen Höhenprofils umgerechnet. Dabei wurde die vereinfachte Annahme gemacht, dass zu jedem Zeitpunkt und jedem Pixel eine neutrale Schichtung vorliegt. Um Ungenauigkeiten zu bereinigen, die durch die begrenzte räumliche und zeitliche Auflösung bedingt sind, wurde das Modell durch Vergleich mit realen Windleistungszeitreihen für Deutschland für den heutigen Anlagenbestand angepasst. Die Leistungsabgabe der Windenergieanlagen wird auf Basis der Leistungskennlinien für angenommene Anlagentypen berechnet. Ebenso werden aerodynamische Verluste, bedingt durch die Abschattung von Windenergieanlagen in Windparks, berücksichtigt.

Meteorologische Daten

Basis für die meteorologischen Daten sind die Windgeschwindigkeiten des COSMO-EU-Modells des DWD in einer räumlichen Auflösung von ca. 14 x 14 km. Die Standort- und Anlagenauswahl erfolgte nach den langjährigen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten auf Basis von Weibull-Parametern des DWD, die auf Basis des von RISOE herausgegebenen Windatlas errechnet wurden.

Annahmen

Die installierte Gesamtleistung aller Anlagen beträgt 60 GW. Da die Potentialschätzung in Kapitel 5.2 konservativ erfolgte, gehen wir von einer vollständigen Ausnutzung der technisch-ökologischen Potentiale aus.

Die Verteilung dieser Gesamtleistung auf die einzelnen 14 x 14 km - Pixel erfolgte nach dem Verhältnis der für die Windenergienutzung geeigneten Flächen. Zu deren Ermittlung wurden zuerst die prinzipiell geeigneten Acker-, Wiesen- und Weideflächen mit mittleren Windgeschwindigkeiten von mehr als 5,0 m/s in Nabenhöhe ermittelt. Dann wurden die Flächen mit Nutzungskonkurrenzen ausgeschlossen – insbesondere Siedlungsgebiete mit einem Abstand von 1.000 m, Schutzgebiete mit einem Abstand von 200 m sowie Hauptverkehrsstraßen und Gewässer mit einem Abstand von 300 m.

Um eine möglichst hohe und gleichmäßige Windstromerzeugung zu erreichen, haben wir eine sehr große Nabenhöhen von 135 m gewählt und, je nach Standort, drei unterschiedliche, bereits auf dem Markt befindliche Windenergieanlagen ausgewählt:

- Niedrige Windgeschwindigkeiten (5,0-6,0 m/s): 100 m Rotordurchmesser, 1,8 MW Nennleistung
- Mittlere Windgeschwindigkeiten (6,0-7,5 m/s): 101 m Rotordurchmesser, 3,0 MW Nennleistung
- Hohe Windgeschwindigkeiten (>7,5 m/s): 126 m Rotordurchmesser, 5,0 MW Nennleistung

Die Verfügbarkeit der Windenergieanlagen wurde mit durchschnittlich 98,5% angenommen¹⁸¹.

7.2.2.3 Windenergie auf See

Modell

Das Modell für die Simulation der Windenergie auf See entspricht dem Modell für die Windenergie an Land.

Meteorologische Daten

Die meteorologischen Eingangsdaten basieren, analog zur Berechnung der Windeinspeisung an Land, auf dem COSMO-EU-Modell des DWD, mit einer räumlichen Auflösung von ca. 14 x 14 km. Dies entspricht 598 Planflächen für die Gebiete der Ausschließlichen Wirtschaftzone (AWZ) sowie der 12-Seemeilen-Zone in Nord- und Ostsee.

Annahmen

Die installierte Leistung beträgt 45 GW. Die Windenergieanlagen haben eine Nennleistung von 5,0 MW, einen Rotordurchmesser von 126 m und eine Nabenhöhe von 85 m. Die Wassertiefe beträgt maximal 50 m.

Die Verfügbarkeit der Anlagen wird mit durchschnittlich 97% angenommen. Diese Verfügbarkeit erreichten ältere Offshore-Windparks¹⁸² über mehrere Jahre. Für 2050 kann von einer Verbesserung der Verfügbarkeit der heutigen 5 MW-Klasse auf dieses Niveau ausgegangen werden.

Für den Transport des Stroms von den Windenergieanlagen zum Netzanschlusspunkt an Land nehmen wir einen durchschnittlichen Verlust von 5% an.

Die Windenergieanlagen wurden auf den – nicht für Naturschutz oder Schifffahrt reservierten – Flächen in der Nord- und Ostsee verteilt, wobei in der Nordsee auch das Seetauchergebiet¹⁸³ ausgeschlossen wurde. Die installierte Leistung beträgt in

¹⁸¹ ISET 2008

¹⁸² IWES 2009

¹⁸³ Bei dem Seetauchergebiet handelt es sich um das vom Bundesamt für Naturschutz identifizierte (...)

der Ostsee 4.000 MW und in der Nordsee 41.000 MW.

7.2.2.4 Wasserkraft

Modell

Das Fraunhofer IWES hat die stündliche Einspeisung auf Basis einer Aufstellung deutscher Wasserkraftanlagen mit einer Nennleistung, die größer ist als 1 MW, simuliert. Die Speicherwasserkraft sowie die kleine Wasserkraft (< 1 MW) konnten aus Zeitgründen nicht berücksichtigt werden. Während die Abflussraten den zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung durch die Wasserkraft vorgeben, wurde die Jahresenergie unter Berücksichtigung der Einspeisemengen für die verwendeten meteorologischen Jahre 2006 bis 2009 sowie der vorgegebenen installierten Leistung linear skaliert.

Daten

Eingangsdaten für die Stromerzeugung aus Wasserkraft bilden tagesmittlere Wasserdurchflussraten an kraftwerksnahen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter von Bund und Ländern an den für die Simulation betrachteten deutschen Flüssen. Es handelt sich dabei um die Abflusszeitreihen der Jahre 2006 bis 2009 in Baden-Württemberg, Bayern, Nordrhein-Westfalen und Rheinland Pfalz¹⁸⁴. Es werden Abflussraten der Flüsse berücksichtigt, für die im Jahr 2004 Anlagen mit einer Nennleistung größer 1 MW verzeichnet sind.

Annahmen

Die installierte Leistung der Wasserkraft beträgt 5,2 GW. Da die Schätzung der technisch-ökologischen Potentiale konservativ erfolgt ist und ein Rückbau bestehender Anlagen in der Praxis ausgeschlossen werden kann, gehen wir von einer vollständigen Ausnutzung des Potentials aus.

Eine zusätzliche Berücksichtigung der Anlagenverfügbarkeit ist nicht notwendig, da in den vorliegenden Daten historische Nicht-Verfügbarkeiten bereits mit eingeflossen

"Haupttrastgebiet der Seetaucher". Dieses Gebiet geht über das Schutzgebiet hinaus.

¹⁸⁴ Diese vier Bundesländer haben einen Anteil von ca. 95% an der Wasserkrafterzeugung.

sind.

7.2.2.5 Geothermie

Modell

Das Fraunhofer IWES simulierte die Stromerzeugung der Geothermiekraftwerke mit der jeweiligen installierten Leistung und der Anlagenverfügbarkeit. Die bei geeigneten Wärmeabnehmern anzustrebende Auskoppelung von Wärme ist in diesem Modell nicht berücksichtigt.

Annahmen

Wie im Kapitel 5.5 dargestellt, beträgt die installierte Leistung 6,4 GW (netto). Der Netto-Wirkungsgrad der Stromerzeugung beträgt 12% bei einer installierten Leistung pro Dublettenanlage von 4 MW_{el}. Die Anlagen laufen ganzjährig bei maximaler verfügbarer Leistung.

Die Verfügbarkeit der Geothermiekraftwerke beträgt 90%¹⁸⁵. Dieser Wert orientiert sich an fossilen Kondensationskraftwerken.

7.2.2.6 Biomasse

Modell

Der Einsatz der Biomasse-Gasturbinen erfolgt überwiegend als Reserve- und Spitzenlastkraftwerke, jedoch erst, wenn nach der optimierten Ausnutzung aller modellierten Lastmanagementoptionen und der Pumpspeicherwerke noch ein weiterer Leistungsbedarf besteht.

Annahmen

Die installierte Leistung der Biogas-Gasturbinen beträgt insgesamt ca. 23 GW. Diese Kraftwerke fungieren vorrangig als Spitzenlastkraftwerke und dienen der Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung, da ihr Brennstoff – aufbereitetes Biogas – sehr gut für die saisonale Speicherung in Erdgasspeichern geeignet ist.

¹⁸⁵ Saint-Drenan et al. 2009; DENA 2008a

Rund 3 GW der Gesamtleistung von rund 23 GW werden als stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) mit sogenannten Abhitzekesteln betrieben. Die Abwärme dient zur Bereitstellung von Prozesswärme mit einem hohen Temperaturniveau, das nicht durch Geothermie oder Wärmepumpen geliefert werden kann. Im Gegensatz zu heute üblichen KWK-Anlagen wird hier die Abwärme jedoch nicht als Hauptwärmequelle für die Bereitstellung der Prozesswärme genutzt, sondern sie ist nur ein Teil eines bivalenten Systems. Die Prozesswärme kann jederzeit durch brennstoffbetriebene Dampferzeuger bereitgestellt werden. Die Abwärme der Gasturbinen ersetzt nur deren Brennstoff in den Situationen, in denen die Gasturbinen zur Stromerzeugung benötigt werden.

Die planmäßige Verfügbarkeit der Anlagen beträgt 93%, die ungeplante Nicht-Verfügbarkeit 4%.

7.2.3 Last und Lastmanagement

Aus der Basislast und der Einspeisung der erneuerbaren Energien (ohne Biomasse) wird die residuale Basislast ermittelt. Anschließend werden Wärmepumpen, Elektromobilität und Klimatisierung unter Ausnutzung der Lastmanagementpotentiale mit dem Ziel modelliert, die residuale Gesamtlast zu minimieren. Die Ergebnisse sind die Gesamtlast und die residuale Gesamtlast.

7.2.3.1 Basislast

Annahmen

Als Basislast wird im Folgenden der Lastanteil bezeichnet, der ohne Lastmanagement simuliert wird. Die Basislast umfasst alle Verbrauchsarten, die bereits heute im System sind. Der Basisstromverbrauch ergibt sich aus dem Gesamtstromverbrauch¹⁸⁶ (Nettostromverbrauch plus Leitungsverluste) nach Abzug des Stromverbrauchs von Elektromobilität, Wärmepumpen und zusätzlicher Klimatisierung¹⁸⁷.

¹⁸⁶ Der Verbrauch für Wärmepumpen und Klimatisierung ist vom Wetter- und Temperaturverlauf der vier Beispieljahre abhängig und somit Ergebnis der Simulation. Daher ist auch der Gesamtverbrauch Ergebnis der Simulation

¹⁸⁷ Da in den historischen Lastprofilen bereits ein Stromverbrauch für Klimatisierung enthalten ist, wird (...)

Der Basisstromverbrauch beträgt in allen vier Beispieljahren 401 TWh¹⁸⁸.

Bei Elektromobilität, elektrischen Wärmepumpen und Klimatisierung werden die Lastmanagementpotentiale zur optimalen Ausnutzung der fluktuierenden, dargebot-sabhängigen erneuerbaren Stromerzeugung sowie zur Verringerung des Bedarfs an Speicher- und Reservekapazitäten eingesetzt.

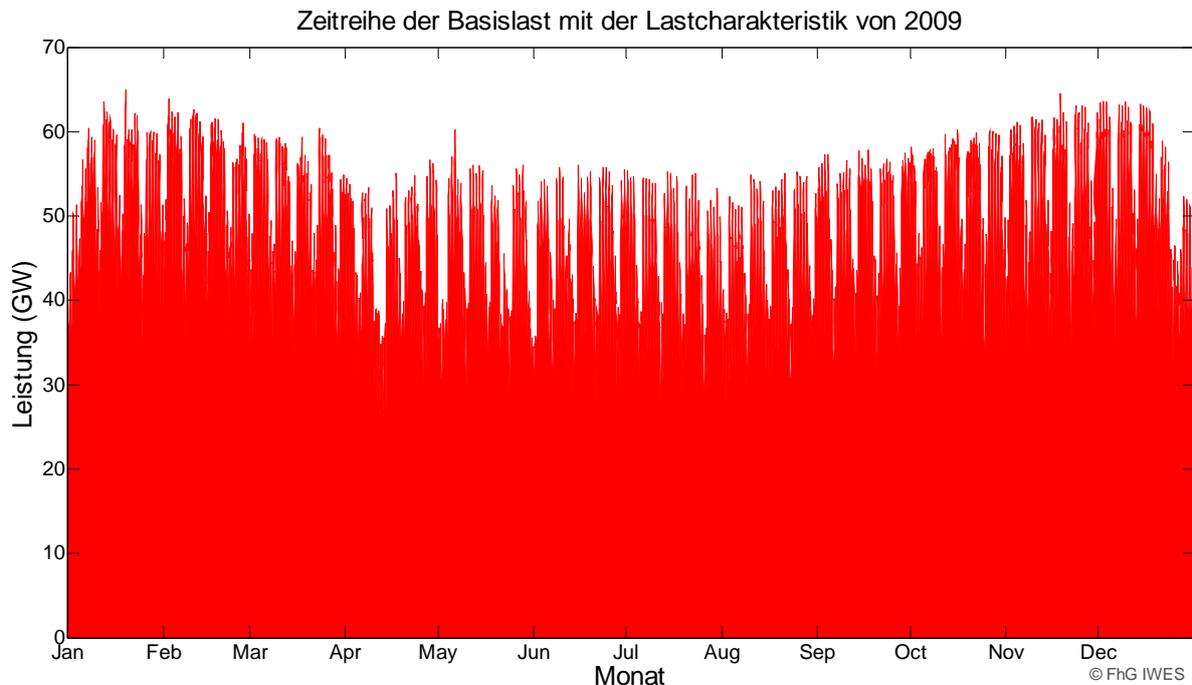


Abbildung 7-3: Mittlere stündliche Basislast mit der Lastcharakteristik des Jahres 2009

Ansatz

Der Lastgang der Basislast wird durch Skalierung der historischen stündlichen Netzlast (der Jahre 2006-2009) entsprechend dem jährlichen Basisstromverbrauch generiert (s. Abbildung 7.2 mit der Lastcharakteristik von 2009). Somit wird für die Basislast in dem Szenario für 2050 das heutige Lastverhalten angenommen.

Daten

Datenbasis für die Simulation der Basislast ist die von der ENTSO-E (vormals UCTE)

nur der zusätzliche Bedarf für Klimatisierung (10 TWh) mit Lastmanagement simuliert.

¹⁸⁸ Im Schaltjahr 2008 beträgt der Basisstromverbrauch 403 TWh.

veröffentlichte stündliche Netzlast¹⁸⁹ der allgemeinen Versorgung der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 2006 bis 2009.

7.2.3.2 Solarunterstützte Wärmepumpen

Modell

Stromverbrauch und Lastmanagementpotentiale der Wärmepumpenheizungen in den Bereichen private Haushalte sowie Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) werden mit einem Modell simuliert, das unterschiedliche Haustypen, Wärmepumpentypen und Arten der Wärmeübergabe und unterschiedliche Wärmespeicher abbildet, außerdem die Heizungsunterstützung mit solarthermischen Anlagen.

Der Einsatz der Wärmepumpen erfolgt mit dem Ziel, die residuale Gesamtlast zu minimieren. Mit Hilfe einer Speichereinsatzoptimierung über einen Zeithorizont von vier Tagen – das ist der maximale Vorhersagehorizont für Windleistungsprognosen – wird im Rahmen einer rollierenden Planung (also mit einem gleitenden Planungsvorlauf) der Einsatz der Wärmepumpen ermittelt. Die durchschnittliche Jahresarbeitszahl und der gesamte Jahresstromverbrauch sind Ergebnis der Simulation.

Aus der vorgegebenen Wärmelast wird für mehrere Gebäudetypen unter Berücksichtigung der Außentemperatur, der solaren Gewinne und der Speicherkapazitäten eine residuale Wärmelast ermittelt, welche von den Wärmepumpen gedeckt wird.

Die Gebäude werden nach Alt- und Neubau, Ein- und Mehrfamilienhaus sowie Industrie- und GHD-Sektor unterschieden. Die Wärmepumpen werden nach Luft- und Solewärmepumpen sowie nach der Art der Wärmeübergabe (Fußbodenheizung, Heizkörper, Luftheizung) unterschieden.

Die Wärmeerträge der Solarkollektoren werden auf Basis realer Kollektorkennlinien unter Betrachtung der Einstrahlung und der Außentemperatur berechnet. Die Einstrahlung auf Modulebene wird vergleichbar mit dem Verfahren für Photovoltaik ermittelt.

¹⁸⁹ Diese Netzlast enthält auch die Leitungsverluste.

Daten

Für die Simulation des Wärmebedarfs wurden Stundenmittelwerte der Außentemperatur (als Mittelwerte innerhalb Deutschlands) verwendet. Für die Simulation der solaren Wärmeerzeugung wurden die gleichen Wetterdaten wie für die Photovoltaik verwendet.

Annahmen

Für die privaten Haushalte gehen wir von einem jährlichen Bedarf an Heizwärme von 100,5 TWh aus sowie einem Warmwasserbedarf von 41,3 TWh. Für die Sektoren Industrie und GHD gehen wir dagegen von 40,2 TWh aus.¹⁹⁰ Die Raumtemperatur der Gebäude wird in allen Fällen mit 20°C angenommen. Der Wärmebedarf wird komplett mit solar unterstützten Wärmepumpen gedeckt.

Da nicht jedes Dach für eine solarthermische Anlage geeignet ist, unterstellen wir dort, wo es erforderlich ist, die Existenz kleinräumiger, solarer Nahwärmenetze, die ausschließlich durch die Solaranlagen gespeist werden. Eingesetzt werden handelsübliche Low-Flow-Kollektoren. In der Simulation wurde eine kumulierte Kollektorfläche von 120 km² angenommen.

Die Warmwasserspeicher für die Raumheizung¹⁹¹ betragen bei Einfamilienhäusern ca. 9 Liter pro m², für Warmwasser betragen sie 4 Liter pro m². Für Einfamilienhäuser liegen die entsprechenden Zahlen bei ca. 5 Liter pro m² bzw. 3 Liter pro m². Die Raumheizungs-Speichergröße für Industrie und GHD orientiert sich an der Dimensionierung für Mehrfamilienhäuser. Neubauten mit Luft-Luft-Wärmepumpen haben keinen Heizungsspeicher.

Für die Speicher- und Leitungsverluste wird eine Größenordnung von 8% angenommen und für die Verluste infolge des Wärmetransports aus den Solaranlagen 10%.

7.2.3.3 Elektromobilität

Aufgrund der geringen Verbreitung von Elektrofahrzeugen existieren bisher noch keine ausreichenden Erfahrungen über das diesbezügliche Nutzungsverhalten.

¹⁹⁰ Der Bedarf an (Heiz-)Wärme enthält auch die Verluste für Speicherung und Verteilung der Wärme.

¹⁹¹ Speichervolumen bezogen auf die Nutzfläche

Daher ist es erforderlich, hierzu plausible Annahmen und Näherungen zu treffen.

Annahmen

Die Annahmen der Modellierung basieren auf bereits heute verfügbarer Technik¹⁹². Die Anzahl der reinen Elektrofahrzeuge beträgt 10 Mio. (22%), die der Plug-in-Hybride 15 Mio. (33%).

Reine Elektrofahrzeuge haben eine Speicherkapazität von 40 kWh (das entspricht 200 km Reichweite) und legen im Mittel rund 13.000 km pro Jahr zurück. Plug-in-Hybride haben eine Speicherkapazität von 10 kWh (entsprechend 50 km Reichweite) und legen im Mittel rund 8.000 km pro Jahr „netzelektrisch“ zurück. Der Stromverbrauch beträgt im Mittel 20 kWh auf 100km. Der Gesamtstromverbrauch beträgt 50 TWh pro Jahr. Der Tagesmittelwert der Fahrleistung ist konstant. 95% der Fahrleistung fällt in der Zeit zwischen 6:00 Uhr und 20:00 Uhr an, die restlichen 5% zwischen 20:00 Uhr und 6:00 Uhr – jeweils mit konstanter Fahrleistung.

Der Stromverbrauch für die Ladung der Fahrzeuge wird durch das individuelle Ladeverhalten bestimmt. Wir simulieren 20% des täglichen Fahrstromverbrauchs als nicht verschiebbare, unregelmäßige Ladung und 80% als – für das Lastmanagement geeignete – geregelte Ladung mit verschiedenen Nutzungsanforderungen. Diese resultieren aus der Kapazität des Fahrzeugspeichers im Zusammenhang mit den individuellen Fahrleistungen und aus den Nutzerwünschen zum Speicherfüllstand, auch wenn dies die Speicherkapazität des Fahrzeugs nicht zwingend erfordert. Diese Nutzungsanforderungen charakterisieren wir durch die Angabe der Mindestzeit, in der ein voller Fahrzeugspeicher nicht geladen werden muss. Diese Zeit bezeichnen wir als „Zeitshift“¹⁹³.

Die für das Lastmanagement geeigneten Fahrzeugladungen unterteilen wir in vier Unterkategorien: Der Zeitshift beträgt acht Stunden für 20% der Ladungen, ein Tag für 35% der Ladungen, drei Tage für 20% der Ladungen und fünf Tage für 5% der Ladungen.

Mindestens 50% der Fahrzeuge sind im Mittel zu jeder Zeit ans Netz angeschlossen

¹⁹² Z.B. Toyota Prius, GM Ampera, Mitsubishi i-MiEV, Tesla-Roadster

¹⁹³ Der Zeitshift ist nicht fahrzeuggebunden, sondern bezieht sich auf die erforderlichen Ladevorgänge

und können am Lastmanagement teilnehmen¹⁹⁴. Die Ladung erfolgt generell vorrangig in preisgünstigen Überschuss-Situationen. Die Ladeleistung der Fahrzeuge beträgt 10 kW.

Modell

Der komplexe Zusammenhang – zwischen dem individuellen Fahrverhalten, den Nutzerwünschen zum Speicherfüllstand und den unterschiedlichen Speichergrößen der Fahrzeuge – wird, aufgrund der bisher fehlenden Erfahrungen zum Einsatz von Elektrofahrzeugen, in einem vereinfachten Ersatzmodell abgebildet. Dieses berücksichtigt die statistischen Ausgleichseffekte, die durch die Vielzahl unabhängiger Einheiten zu erwarten sind. Das Ersatzmodell bildet zudem nur den Anteil der kumulierten Speicherkapazität aller Fahrzeuge ab, der für das Lastmanagement gemäß den Nutzungsanforderungen zur Verfügung steht.

Die Speicherkapazitäten der Ersatzspeicher resultierten aus den angenommenen Nutzungsanforderungen. Die Speicherkapazität der Ersatzspeicher (jeweils ein Ersatzspeicher je Unterkategorie) ergibt sich als Produkt der durchschnittlichen Fahrleistung der Unterkategorie und des Zeitshifts. Die Ersatzspeicher werden durch die kumulierte Fahrleistung aller Fahrzeuge dieser Unterkategorie entladen. Sie können maximal mit einer Leistung geladen werden, die der kumulierten Ladeleistung aller Fahrzeuge dieser Unterkategorie unter Berücksichtigung der vorgegebenen Verfügbarkeit entspricht. Das Laden der Ersatzspeicher wird, wie bereits für Wärmepumpen beschrieben, als Lastmanagement über einen Prognosehorizont von vier Tagen optimiert.

Die kumulierte Speicherkapazität der Ersatzspeicher zur Simulation des Lastmanagements beträgt unter diesen Annahmen rund 180 GWh, also nur rund ein Drittel der kumulierten Speicherkapazität aller Fahrzeuge von 550 GWh. Dessen zeitgleich verfügbare Ladeleistung beträgt 100 GW, also nur 40% der kumulierten Anschlussleistung aller Fahrzeuge von 250 GW.

Die Möglichkeit zum Lastverzicht, die Plug-in-Hybride aufgrund der zweiten Antriebsoption bieten, wird hier nicht explizit modelliert. Hier bestehen bei extremen Erzeu-

¹⁹⁴ Bei heutigem Nutzungsverhalten sind nur maximal 15% der PKW zeitgleich unterwegs.

gungsknappheiten noch zusätzliche Lastmanagementpotentiale. Ebenso wird die auch grundsätzlich technisch mögliche Option der Einspeisung aus Elektrofahrzeugen (Vehicle-to-Grid) nicht berücksichtigt.

7.2.3.4 Klimatisierung

Modell

Das Modell simuliert den Stromverbrauch und die Lastmanagementpotentiale für die Klimatisierung im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Es berücksichtigt, dass – bei guter Wärmedämmung und optimiertem Sonnenschutz der Gebäude – hauptsächlich die inneren Wärmelasten die Leistungsaufnahme der Klimaanlage bestimmen. Ein großer Teil des Stromverbrauchs wird daher in Abhängigkeit von den Nutzungszeiten der Gebäude und den Außentemperaturen, ein weiterer Teil von den äußeren Einflüssen wie Sonneneinstrahlung und Außentemperatur modelliert.

Daten

Für die Simulation des Strombedarfs für die Klimatisierung wurden Stundenmittelwerte der Außentemperatur (als Deutschlandmittel gewichtet mit der lokalen Bevölkerungsdichte) verwendet.

Annahmen

Da der bereits bestehende Stromverbrauch für Klimatisierung von 18,1 TWh im Jahr 2005 schon im UCTE-Lastprofil enthalten ist, wird nur der Zuwachs in Höhe von 10 TWh (für ein Normaljahr, d.h., temperaturbereinigt) im Jahr 2050 aufgeteilt und für das Lastmanagement berücksichtigt. Die thermische Speicherkapazität der zu kühlenden Gebäudemasse in Kombination mit (Eis-)Speichern ermöglicht eine Verlagerung des Stromverbrauchs um etwa drei Stunden. Die Raumtemperatur der Gebäude beträgt 24°C.

Die Speichereinsatzoptimierung erfolgt im Fall der Klimatisierung aufgrund der Speichercharakteristik der Gebäudemasse lediglich über den Zeitraum von einem Tag und der vorangegangenen Nacht.

7.2.4 Speicherung und Importe

Die Gesamtlast bzw. die residuale Gesamtlast wird im nächsten Schritt durch den

Einsatz der Pumpspeicherwerke geglättet.

Anschließend wird die verbleibende Last, also die residuale Gesamtlast zuerst mit Pumpspeicherwerken, danach durch einen optimierten Einsatz von Biogas-Gasturbinenkraftwerken (siehe Abschnitt 7.2.2.6), eE-Wasserstoff- bzw. eE-Methan-Speichersystemen und mit Hilfe von Importen gedeckt.

Dabei wird der Leistungsbedarf an GuD-Kraftwerken auf Basis von eE-Wasserstoff bzw. eE-Methan sowie der Bedarf an Importen ermittelt.

7.2.4.1 Pumpspeicherwerke

Modell

Das Modell bildet die Pumpspeicherwerke als ein Ersatzkraftwerk auf Basis der Leistung für Turbinen und Pumpen sowie der Speicherkapazität und Umwandlungswirkungsgrade ab.

Der optimale Fahrplan zur Lastglättung wurde durch eine Speichereinsatzoptimierung über einen Zeithorizont von vier Tagen – das entspricht dem maximalen Vorhersagehorizont für Windleistungsprognosen – im Rahmen einer rollierenden Planung ermittelt.

Annahmen

Pumpspeicherwerke können zur Energiespeicherung und Lastglättung sowie zur Bereitstellung von Regeleistung genutzt werden.

Die installierte Leistung der Pumpspeicherwerke beträgt ca. 8.600 MW für Turbinen und 7.900 MW für die Pumpen, bei einer Speicherkapazität von rund 59.000 MWh potentieller Energie. Die Wirkungsgrade betragen 88% für die Turbinen und 85% für die Pumpen.

In der Simulation wurden jeweils 4.000 MW Pump- und Turbinenleistung für die Bereitstellung von Regeleistung reserviert. Für die planmäßige Energiespeicherung und Lastglättung stehen somit 4.600 MW (Turbinen) und 3.900 MW (Pumpen) bei einer Kapazität von 40,8 GWh (potentielle Energie) zur Verfügung.

7.2.4.2 eE-Wasserstoff-Speichersysteme

Modell

Das Modell bildet das eE-Wasserstoff-Speichersystem auf Basis seiner Komponenten Elektrolyse, Verdichtung, Speicherung, Transport und Rückverstromung ab (siehe Kapitel 4.1.2).

Der Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems ergibt sich aus der Simulation.

Annahmen

Die Elektrolyseanlagen sind modular aufgebaut und arbeiten mit Wirkungsgraden von bis zu 82% (siehe Tabelle 7-1)¹⁹⁵. Die Rückverstromung erfolgt in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken¹⁹⁶ mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 57%.

Tabelle 7-1: Wirkungsgrade Elektrolyse (Grundlage FVS 2004)

Anlagenleistung (Bezug auf Nennleistung)	Wirkungsgrad (Bezug auf $H_u=3,0 \text{ kWh/m}^3$)
[%]	[%]
25	82,0
50	78,6
75	76,1
100	73,5

Die installierte Leistung der Elektrolyse wird so dimensioniert, dass 90% der Energieüberschüsse genutzt werden können. Die Elektrolyse wird immer bei negativer Residuallast (nach Lastmanagement und Pumpspeicherwerken) eingesetzt und

¹⁹⁵ Hier verwenden wir die Wirkungsgrade von fortschrittlichen Druckelektrolyseuren, die anhand von verschiedenen Prototypen und Forschungsprojekten im Leistungsbereich bis 1 MW demonstriert werden konnten (siehe FVS 2004). Würden wir an deren Stelle die Wirkungsgrad der heute großtechnisch eingesetzten Elektrolyseure verwenden, so ergäben sich nur relativ geringe Auswirkungen auf die Ergebnisse der Simulation. Die Hauptauswirkungen wären ein von ca. 42% auf ca. 36% sinkender Wirkungsgrad des eE-Wasserstoff-Speichersystems und geringfügig höhere Importe von Strom aus erneuerbaren Energien.

¹⁹⁶ Die GuD-Kraftwerke arbeiten mit einem verdünnten Brenngas, das im Wesentlichen aus großen Anteilen Wasserstoff sowie Stickstoff oder Kohlendioxid besteht. Es wird angenommen, dass vergleichbare Wirkungsgrade wie bei heutigen Erdgas-GuD-Kraftwerken erreicht werden.

immer im besten Gesamtwirkungsgrad über alle Einzelanlagen gefahren.

Der Stromverbrauch für die Verdichtung (von 30 bar auf 180 bar) beträgt rund 0,03 kWh pro Kilowattstunde Wasserstoff. Die Speicherverluste betragen insgesamt 2%¹⁹⁷ pro Jahr, die Transportverluste ebenfalls 2%.

7.2.4.3 eE-Methan-Speichersysteme

Modell

Das Modell bildet das eE-Methan-Speichersystem auf Basis der Komponenten Elektrolyse, Synthese, Verdichtung, Speicherung, Transport und Rückverstromung ab (siehe Kapitel 4.1.2).

Der Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems ergibt sich aus der Simulation.

Annahmen

Für die Elektrolyse, die Speicherung, den Transport und die Rückverstromung gelten die gleichen Annahmen wie für das eE-Wasserstoff-Speichersystem. Der Stromverbrauch für die Verdichtung (von 30 bar auf 180 bar) beträgt rund 0,01 kWh pro Kilowattstunde Methan.

7.2.4.4 Importe

In geringem Umfang wird Strom aus erneuerbaren Energien importiert. Die Importe dienen jedoch nur zum Ausgleich der Vier-Jahres-Energiebilanz. Sie sind für die Versorgungssicherheit nicht erforderlich.

7.3 Ergebnisse der Simulation

7.3.1 Einspeisung erneuerbarer Energien

Photovoltaik

Abbildung 7-4 zeigt die monatsmittlere Einspeisung der Photovoltaikanlagen im Jahr 2050 für die vier meteorologischen Jahre 2006 bis 2009. Dabei ist wie zu erwarten

¹⁹⁷ Nach Winter, Nitsch 1989

eine jahreszeitliche Abhängigkeit mit verstärkter Einspeisung in den Sommermonaten zu erkennen. Trotzdem ist eine unterschiedliche Ausprägung zwischen den vier Jahren deutlich erkennbar. Während das Wetter-Jahr 2006 durch den „Maximalmonat“ Juli gekennzeichnet ist, in dem die Photovoltaik durchschnittlich ca. 25 GW elektrische Leistung bereitstellte, lieferte sie zwischen April und August 2009 im Wetter-Jahr 2009 fünf Monate lang 20 GW im Monatsmittel, und das relativ gleichbleibend. Interessant ist, dass trotz unterschiedlicher Verteilung der Sonneneinstrahlung in den vier Wetter-Jahren die jährliche Stromerzeugung aus Photovoltaik gleich groß ist (siehe auch Kapitel 7.3.4). Zum Vergleich ist in den folgenden Abbildungen des Kapitel 7.3.1 die installierte Leistung in der linken oberen Ecke in rot eingetragen.

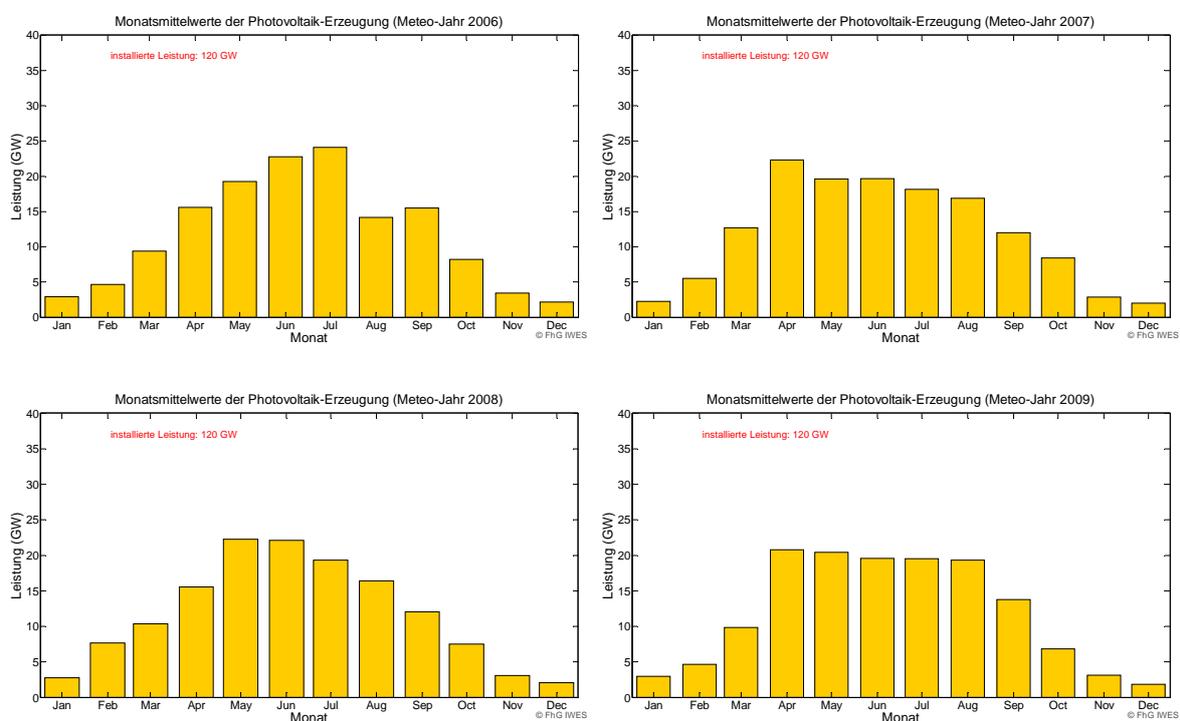


Abbildung 7-4: Monatliche Einspeisung von Photovoltaik im Jahr 2050, basierend auf den Wetter-Jahren 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte

Windenergie an Land

Abbildung 7-5 zeigt die Einspeisung der Windenergieanlagen an Land im Jahr 2050 für die vier meteorologischen Jahre 2006 bis 2009. Die Strombereitstellung aus Windenergie ist in den Wintermonaten größer als im Sommer. Auffällig ist der Januar 2007 mit einer durchschnittlichen Erzeugungsleistung von rund 40 GW. Die installierte Leistung beträgt 60 GW.

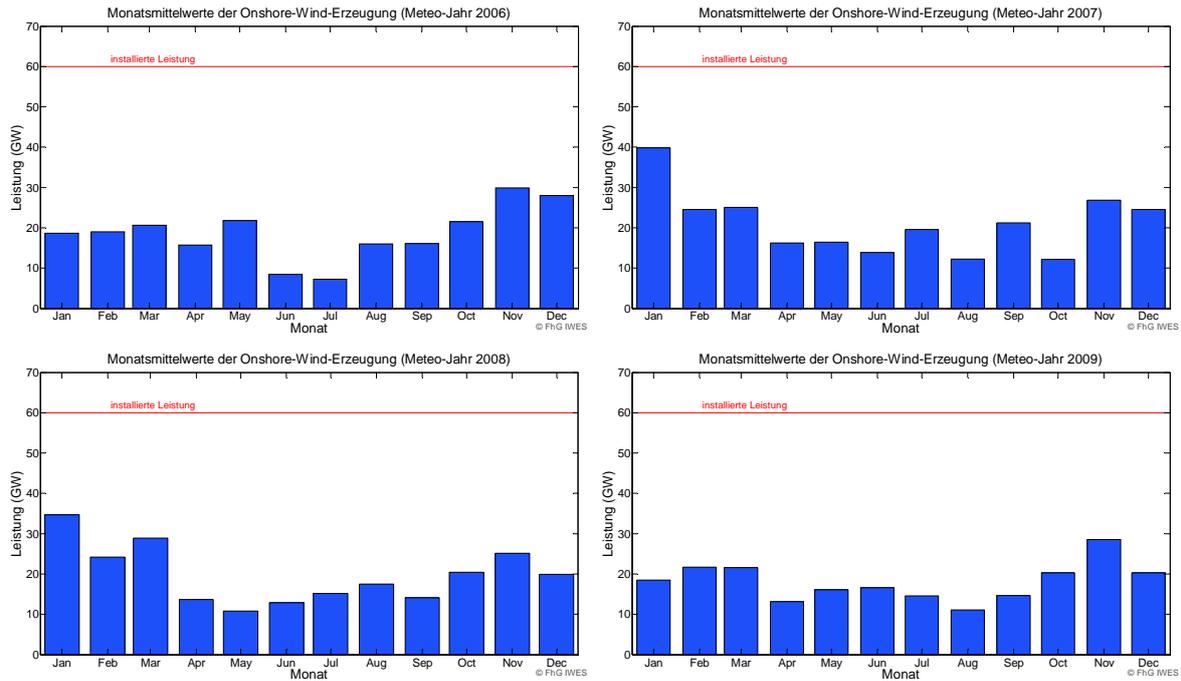


Abbildung 7-5: Monatliche Einspeisung von Windenergie an Land im Jahr 2050, basierend auf den Wetter-Jahren 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte

Wind auf See (offshore)

Abbildung 7-6 stellt die Einspeisung der Windenergieanlagen auf See im Jahr 2050 dar, basierend auf den vier meteorologischen Jahren 2006 bis 2009. Die jahreszeitliche Abhängigkeit ist im Vergleich zur Windenergie an Land geringer. Die bereitgestellte Energie liegt für die Offshore-Windenergie in einer ähnlichen Größenordnung wie für die Windenergie an Land, obwohl 15 GW weniger installiert sind (45 GW offshore statt 60 GW onshore).

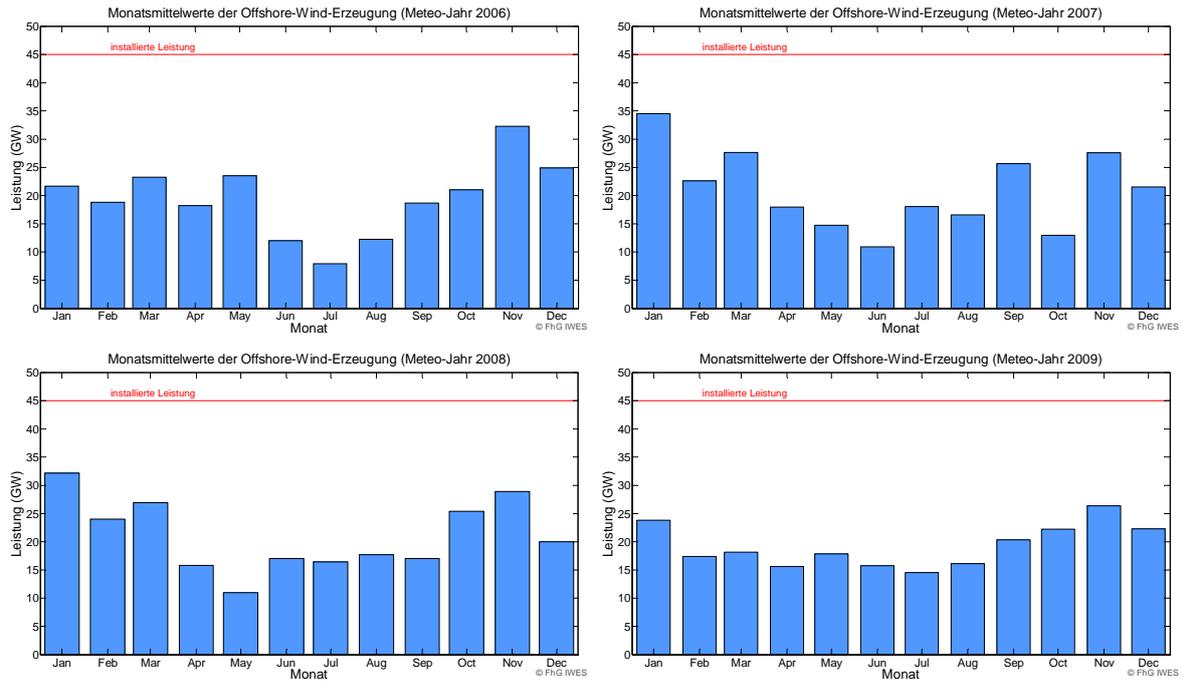


Abbildung 7-6: Monatliche Einspeisung von Windenergie auf See im Jahr 2050, basierend auf den Wetter-Jahren 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte

Wasserkraft

Abbildung 7-7 zeigt beispielhaft die monatliche Einspeisung der Laufwasserkraftwerke¹⁹⁸ im Jahr 2050, basierend auf täglichen Mittelwerten des Jahres 2006. Die Wasserkraft stellt über das gesamte Jahr mindestens 1,5 GW bereit. Es ist zu erkennen, dass die Wasserkraft nicht – wie oftmals fälschlicherweise dargestellt wird – über das Jahr hinweg gleichmäßig Strom bereitstellt. Wegen der Schneeschmelze steigt die Leistung jeweils im Frühling und im Frühsommer.

¹⁹⁸ Ein Laufwasserkraftwerk ist ein Wasserkraftwerk ohne Speichermöglichkeit für das Betriebswasser. Die Zuflüsse dienen unmittelbar der Stromerzeugung.

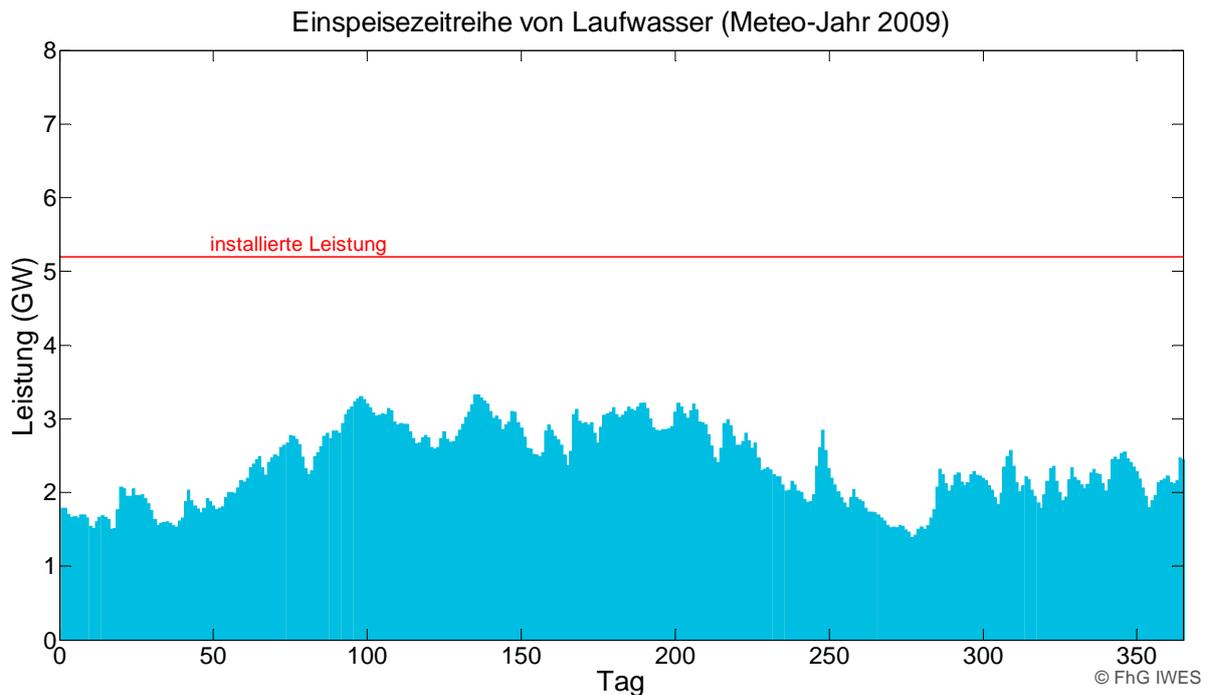


Abbildung 7-7: Monatliche Einspeisung von Wasserkraft im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009, Darstellung als tägliche Mittelwerte

Geothermie

Die Geothermieranlagen speisen im Jahr 2050 gleichmäßig über alle Monate knapp 5,8 GW ein. Im Gegensatz zur Photovoltaik und zur Windenergie ist die Geothermie keine vom Wetter abhängige Stromerzeugung. Ihr Vorteil liegt in der jederzeit zuverlässigen und planbaren Stromerzeugung.

Summe der Einspeisung erneuerbarer Energien

Abbildung 7-8 zeigt die Einspeisung aller erneuerbaren Energien für alle vier Wetterjahre. Die durchschnittlich bereitgestellte Monatsleistung erreicht ihr Maximum von ca. 85 GW im Januar 2007. Der Minimalwert mit 40 GW trat im Oktober 2007 auf. Zu erkennen sind die windreichen Wintermonate sowie die sonnenreichen Sommermonate. Es ist zu erkennen, dass sich die monatlichen Einspeisungen von Wind und Photovoltaik relativ gut ergänzen.

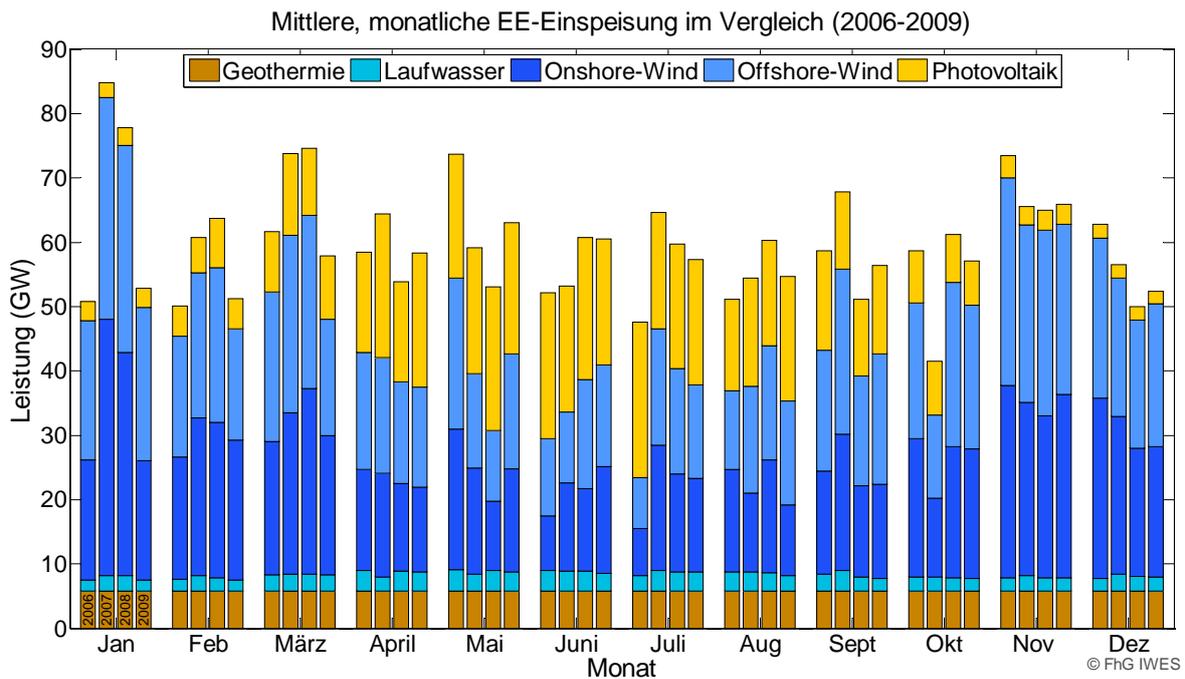


Abbildung 7-8: Monatliche Einspeisung aller erneuerbarer Energien, dargestellt für alle Wetter-Jahre 2006-09, Darstellung als monatliche Mittelwerte

Abbildung 7-9 zeigt beispielhaft für das Wetter-Jahr 2009 die Summe der durchschnittlichen monatlichen Einspeisung aller erneuerbaren Energien sowie die durchschnittliche Last.¹⁹⁹ Dabei stellt die gestrichelte rote Linie die Basislast (Gesamtlast ohne Verbrauch der Lastmanagementoptionen) von 401 TWh pro Jahr dar. Die durchgehende rote Linie stellt die Gesamtlast (definiert als Basislast + Wärmepumpen + Elektrofahrzeuge + Klimatisierung) dar. Es ist zu erkennen, dass die Monatsmittelwerte der Einspeisung der erneuerbaren Energien zwar in jedem Monat größer sind als die Basislast, die Gesamtlast aber nicht immer gedeckt wird. Wie diese Differenzen ausgeglichen werden können, wird in den Kapiteln 7.3.2 ff. beschrieben.

¹⁹⁹ Die Darstellungen der monatlichen Einspeisung aller erneuerbaren Energien sowie der Last basierend auf den anderen Wetter-Jahren sind im Anhang zu finden.

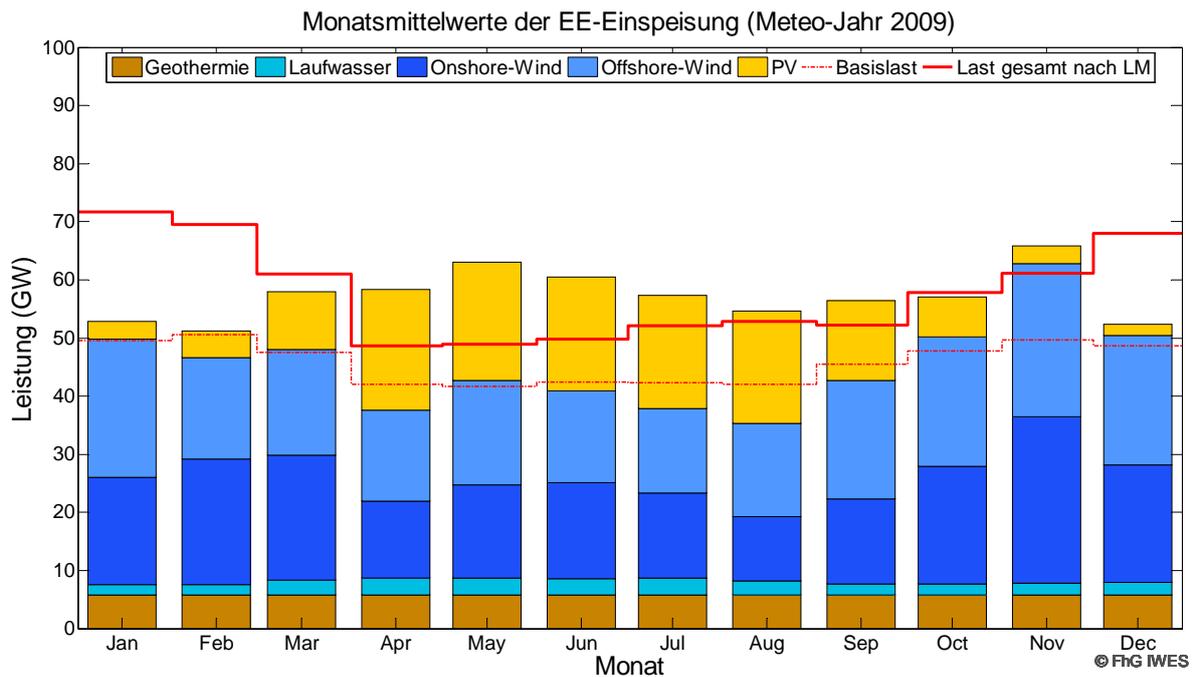


Abbildung 7-9: Monatliche Einspeisung aller erneuerbarer Energien, inkl. Darstellung der Last vor und nach dem Lastmanagement im Jahr 2050, beispielhaft basierend auf dem Wetter-Jahr 2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte²⁰⁰

Um die Deckung der Last mit erneuerbaren Energien auch im Verlauf eines Monats detaillierter darzustellen, bildet die Abbildung 7-10 beispielhaft die Wetter-Monate Januar und Dezember 2007 ab. Es ist zu erkennen, dass im Januar die erneuerbaren Energien die Last größtenteils decken. Im Dezember, der im Hinblick auf die Stromeinspeisung ein vergleichsweise unergiebigere Monat war, sorgte eine etwa zweiwöchige Windflaute dafür, dass die erneuerbaren Energien über einen längeren Zeitraum die Last nicht ohne die Speicher decken konnten. Wir werden später (s. Kapitel 7.3.2 ff.) darauf zurückkommen, wie die Differenz (d.h. die Residuallast) auch in diesem Zeitraum über Ausgleichsoptionen ausgeglichen werden kann. Beispielhaft stellt die untere Grafik einen Sommermonat dar. Dabei ist ersichtlich, dass die Lastspitzen an Sommertagen mit der maximalen Einspeiseleistung der Photovoltaik korrelieren. Dies ist ein Ergebnis des Lastmanagements.

²⁰⁰ Die Darstellungen der monatlichen Einspeisung aller erneuerbaren Energien, inkl. Darstellung der Last vor und nach Lastmanagement, basierend auf den anderen Wetter-Jahren sind im Anhang zu finden.

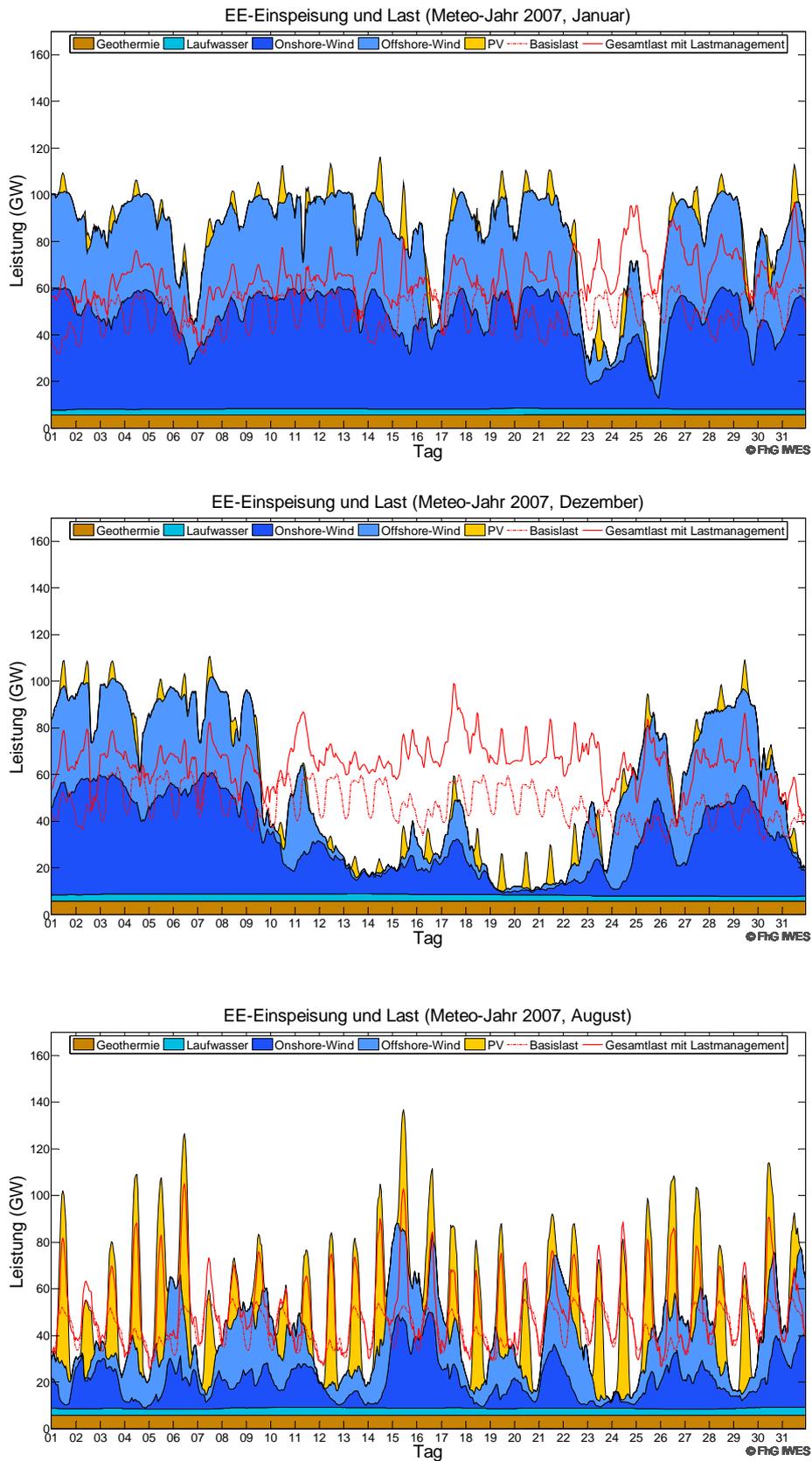


Abbildung 7-10: Beispiele für die Einspeisung der erneuerbaren Energien im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2007 – Januar (oben), Dezember (Mitte), August (unten)

7.3.2 Residuallast

Die Residuallast²⁰¹ ist die verbleibende Last, die nicht direkt durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Sie ergibt sich aus Differenz zwischen Last und Einspeisung der erneuerbaren Energien. Positive Werte bedeuten, dass eine verbleibende Last durch Speicher- oder Reservekraftwerke bzw. durch Importe gedeckt werden muss. Negative Werte bedeuten, dass ein Überschuss an verfügbarer Erzeugungsleistung besteht.

Im Folgenden zeigen wir die Ergebnisse der Residuallast in den Abstufungen residuale Basislast, residuale Gesamtlast und anschließend residuale Gesamtlast mit Pumpspeicherwerken.

7.3.2.1 Zeitreihen

Im Folgenden werden die Ergebnisse in stündlicher Auflösung als jährliche Zeitreihen²⁰², also in ihrer tatsächlichen zeitlichen Abfolge dargestellt. Die Zeitreihen zeigen das Zusammenspiel von Last und Erzeugung im Verlauf eines Jahres.

Residuale Basislast

Die residuale Basislast ergibt sich als Differenz von Basislast und der Erzeugung der erneuerbaren Energien (ohne Biomasse). Sie ist in Abbildung 7-11 für das Wetterjahr 2009 dargestellt.

Wie auch aus den vorherigen Abbildungen ersichtlich, können die erneuerbaren Energien ohne Speicher nicht zu jedem Zeitpunkt die Basislast decken (rote Flächen in Abbildung 7-11). Gleichzeitig ist zu erkennen, dass es im Laufe des Jahres viele Zeitpunkte gibt, an denen die Einspeisung erneuerbarer Energien größer als die jeweilige Gesamtlast ist und somit Überschüsse vorhanden sind (blaue Flächen in Abbildung 7-11). Da es sich um die Darstellung der residualen Last handelt, haben Überschüsse in diesem Fall ein negatives Vorzeichen, Defizite (hier als Differenz zwischen der Last und der direkten Einspeisung der erneuerbaren Energien) ein

²⁰¹ Die Darstellungen der Residuallast ohne und mit Ausgleichsoptionen für alle Wetter-Jahre sind im Anhang zu finden.

²⁰² auch Ganglinien genannt

positives.

Die Überschussspitzen (bis ca. -100 GW)²⁰³ sind deutlich häufiger und ausgeprägter als die Defizite (bis ca. +50 GW). Mit diesen Überschüssen können die Defizite ausgeglichen werden – vorausgesetzt, die überschüssige Energie kann gespeichert werden.

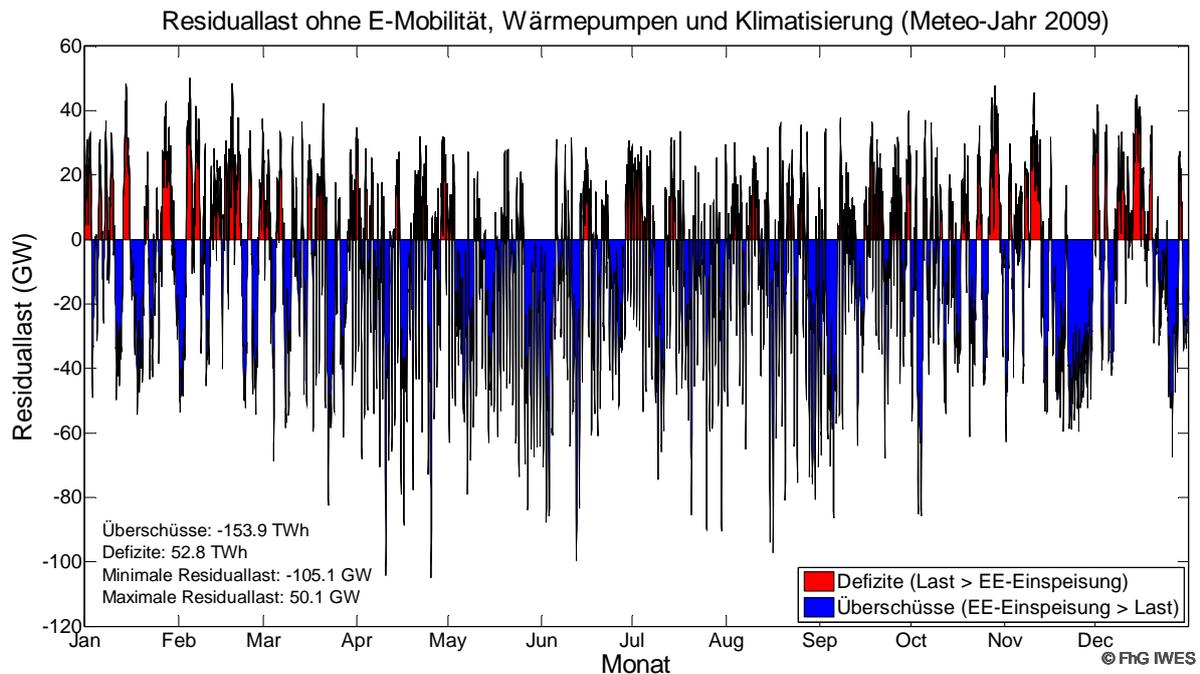


Abbildung 7-11: Residuale Basislast für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009

Residuale Gesamtlast

Die residuale Gesamtlast ergibt sich als Differenz von Gesamtlast, definiert als Basislast plus Verbrauch für Klimatisierung, Elektromobilität und Wärmepumpen inklusive Lastmanagement, und der Erzeugung der erneuerbaren Energien (ohne Biomasse). Abbildung 7-12 zeigt die residuale Gesamtlast und damit die Wirkung des Lastmanagements für das Wetter-Jahr 2009.

Durch die zeitliche Verlagerung sowohl der Ladung von Elektrofahrzeugen als auch des Einsatzes von Klimatisierung und Wärmepumpen kann ein Teil der Überschüsse genutzt werden (siehe Abbildung 7-13 im Vergleich zur Abbildung 7-12). Die zusätzlichen Verbraucher erhöhen trotz Lastmanagement die Lastspitzen, dies jedoch

deutlich weniger als es bei einem ungesteuerten Verbrauch der Fall wäre.

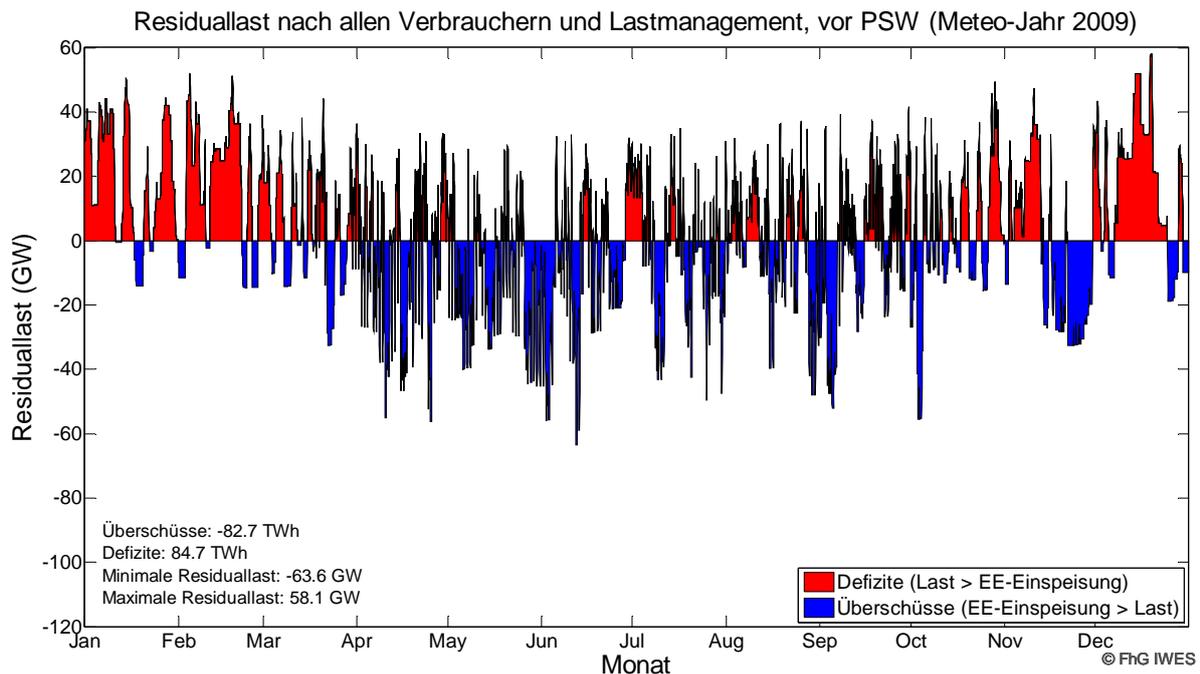


Abbildung 7-12: Residuale Gesamtlast (unter Berücksichtigung von Lastmanagement, aber ohne Pumpspeicher) für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009

Residuale Gesamtlast mit Pumpspeicherwerken

Eine weitere Ausgleichsoption stellen Kurzzeitspeicher dar. Sie können in angebotsreichen Situationen geladen werden, was einem zusätzlichen Verbrauch entspricht, und in angebotsarmen Situationen entladen werden (das entspricht einer zusätzlichen Stromerzeugung). In unserer Modellierung setzen wir dafür ausschließlich Pumpspeicherwerke ein. Sie können aber wegen ihrer geringen Leistung²⁰⁴ die Residuallast nur in geringem Umfang zusätzlich glätten (siehe Abbildung 7-13).

²⁰⁴ Etwa die Hälfte der installierten Leistung und etwa 30% der Speicherkapazität aller Pumpspeicherwerke sind in unserem Szenario für die nicht simulierte Bereitstellung von Regelleistung reserviert.

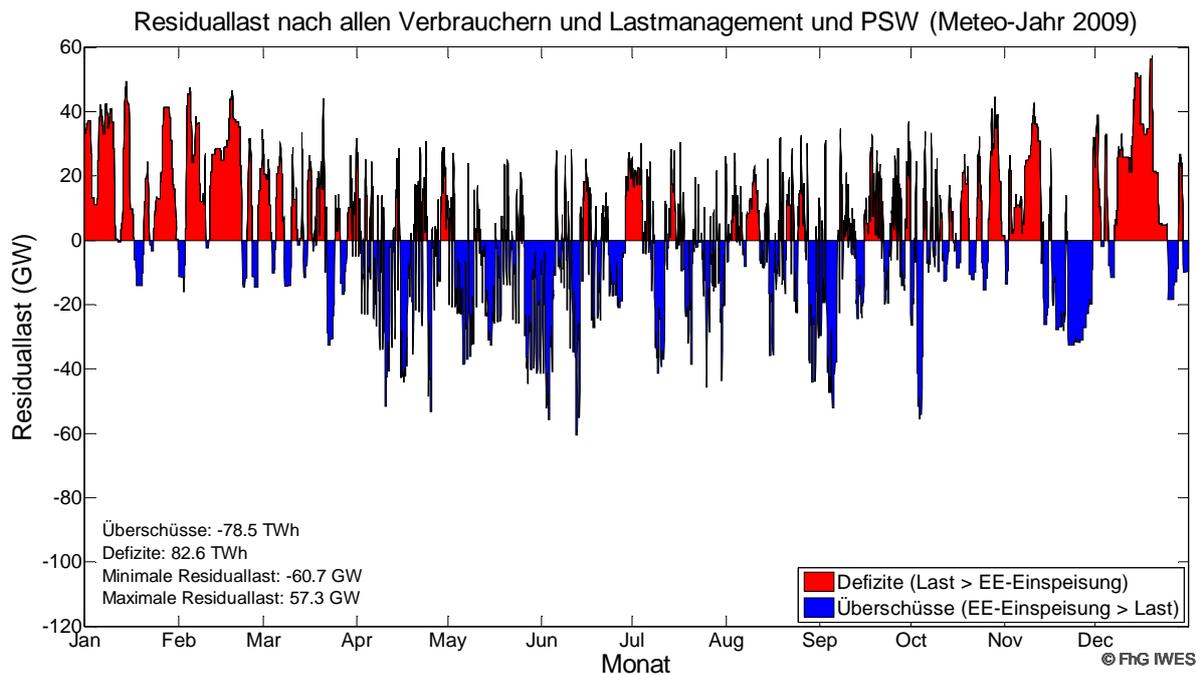


Abbildung 7-13: Residuale Gesamtlast (unter Berücksichtigung von Lastmanagement und Pumpspeichern) für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009

Lastmanagement und der Einsatz von Kurzzeitspeichern glätten die Residuallast und verringern die Überschüsse gegenüber der residualen Basislast erheblich.

7.3.2.2 Jahresdauerlinien

Im Folgenden sind die bisherigen Ergebnisse noch einmal in einer anderen Form – der Jahresdauerlinie – dargestellt, weil sich daraus einfacher Aussagen über die Häufigkeiten des Einsatzes einzelner Techniken oder über den Bedarf an Erzeugungsleistung ableiten lassen.

Ableitung der Jahresdauerlinie

Die Lastdauerlinie ist eine andere Darstellung der Last, die bisher als Zeitreihe dargestellt wurde. Die Lastdauerlinie stellt die nach der Höhe der Lastniveaus in absteigender Reihenfolge sortierte jährliche Last in stündlicher Auflösung dar. Das heißt, ganz links werden die Stunden mit der höchsten Last und ganz rechts die Stunden mit der niedrigsten Last abgebildet.

Die Abbildung 7-14 zeigt in der linken Grafik beispielhaft den Verlauf einer Last in einem Ausschnitt von 150 Stunden einer Beispielwoche. Die rechte Grafik stellt die daraus folgende Lastdauerlinie in stündlicher Auflösung dar.

Die Jahresdauerlinie gibt an, welche Leistung in wie vielen Stunden pro Jahr benötigt wird. Nur ein Teil der Leistung – die sogenannte Grundlast – wird durchgängig nachgefragt (in Abbildung 7-14 sind das rund 30 GW). Ebenso ist eine bestimmte Leistung – die Spitzenlast – nur in wenigen Stunden im Jahr erforderlich (in Abbildung 7-14 bis zu insgesamt 55 GW).

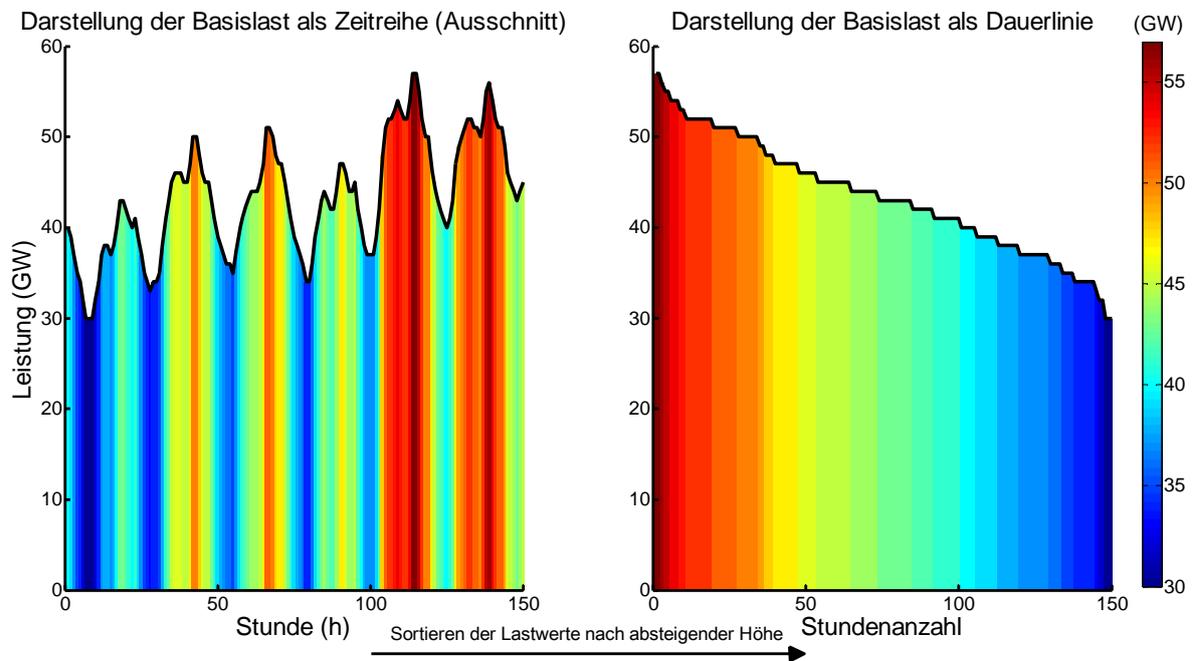


Abbildung 7-14: Beispielhafter Aufbau und Ableitung einer Jahresdauerlinie (hier: einer Woche)

Ähnlich wie die Last kann auch die Stromerzeugung (für einzelne Erzeugungsarten oder auch für einen ganzen Kraftwerkspark) in einer Dauerlinie dargestellt werden. Dies wird im Folgenden am Beispiel der Windenergie gezeigt.

Windenergie

Der Großteil der bereitgestellten Leistung im Jahr 2050 kommt mit durchschnittlich 347 TWh pro Jahr (von insgesamt 534 TWh) aus der Nutzung der Windkraft. Die folgende Abbildung 7-15 stellt deshalb die Jahresdauerlinien von Onshore-Wind, Offshore-Wind und Wind-Gesamt dar. Interessant ist, dass Offshore-Windkraftanlagen in mindestens 2.000 Stunden im Wetter-Jahr 2009²⁰⁵ mehr als

²⁰⁵ Die Darstellungen der Jahresdauerlinien der Einspeisung Wind, basierend auf den anderen Wetter-Jahren, sind im Anhang zu finden.

75% der installierten Leistung bereitgestellt haben. Die maximale zeitgleiche Einspeisung der Windkraft beträgt rund 90% der installierten Windkraftleistung.

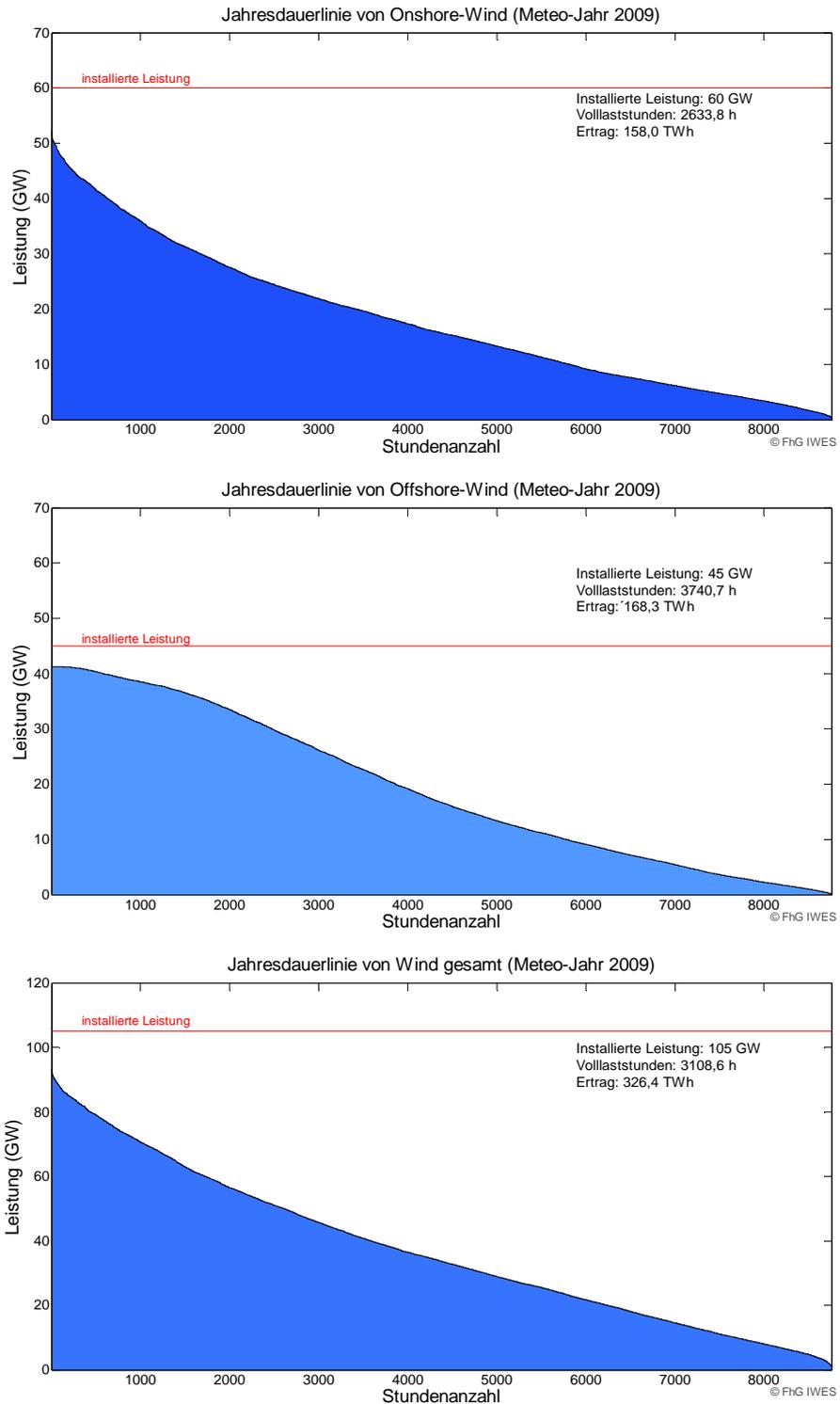


Abbildung 7-15: Jahresdauerlinie der Einspeisung Wind (Onshore oben, Offshore Mitte, Gesamt unten) im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009

Residuale Basislast

Abbildung 7-16 und Abbildung 7-17 zeigen die Jahresdauerlinien der Basislast und der residualen Basislast für die Wetter-Jahre 2007 und 2009.²⁰⁶

Die gesamte Fläche, die sich zwischen der 0 GW-Linie und der obersten Kurve befindet, stellt die Basislast für das Jahr 2050 dar. Die bunten Flächen repräsentieren die jeweilige Einspeisung aus erneuerbaren Energien (siehe Legende). Die Linie an der Unterseite der Flächen repräsentiert die residuale Last, die aus der Basislast nach Abzug der Einspeisung aller in den darüberliegenden Flächen dargestellten erneuerbaren Energiequellen resultiert.

Es ist zu erkennen, dass eine graue Fläche als sogenannte residuale Basislast übrig bleibt, die von erneuerbaren Energien nicht direkt gedeckt werden kann. Gleichzeitig ist zu erkennen, dass die erneuerbaren Energien viele Stunden im Jahr mehr Leistung zur Verfügung stellen, als nachgefragt wird – dies ist die gesamte farbige Fläche unterhalb der 0 GW-Achse. Ziel von Speicherung und Lastmanagement ist es, diesen Überschuss durch geeignete Maßnahmen möglichst gut zu nutzen.

²⁰⁶ Die Darstellungen der Jahresdauerlinien, basierend auf den anderen Wetter-Jahren, sind im Anhang zu finden.

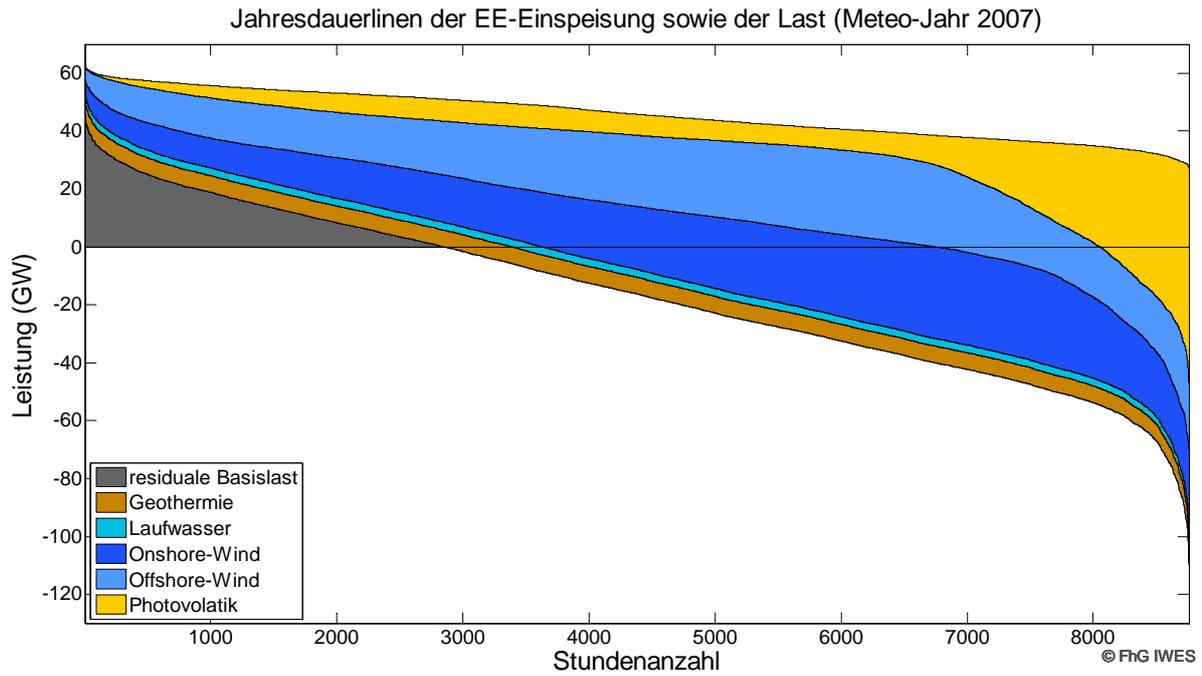


Abbildung 7-16: Jahresdauerlinie der Einspeisung erneuerbarer Energien im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2007

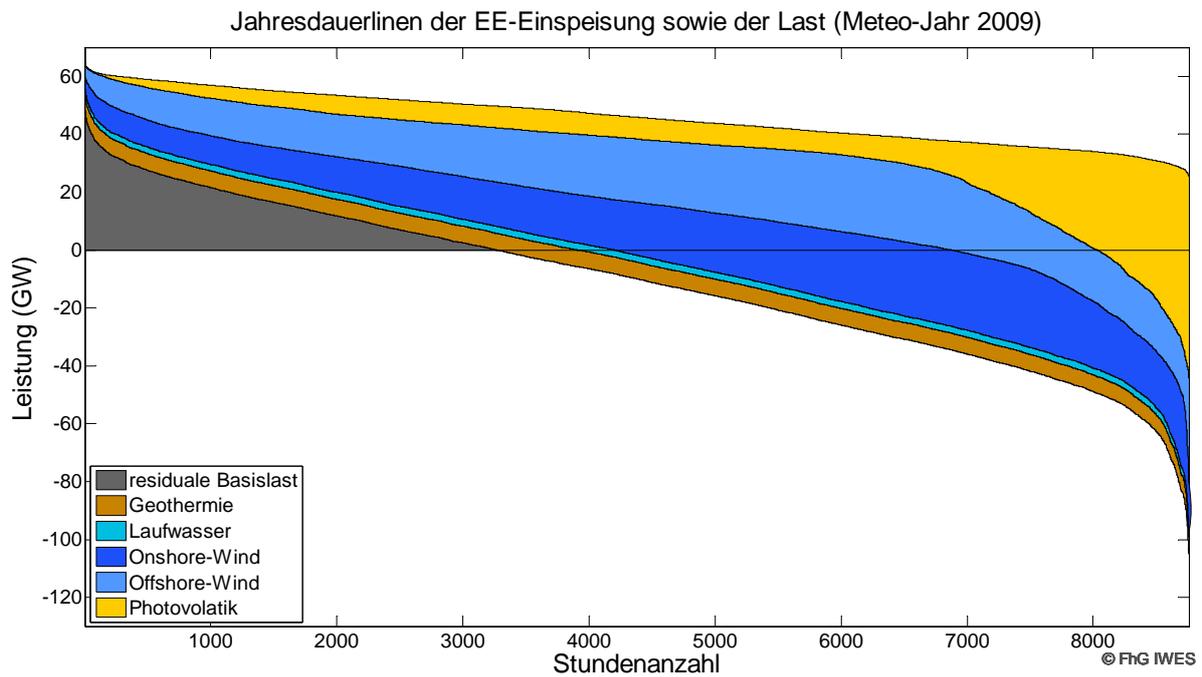


Abbildung 7-17: Jahresdauerlinie der Einspeisung erneuerbarer Energien im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009

Residuale Gesamtlast und residuale Gesamtlast mit Pumpspeicherwerken

In der Abbildung 7-18 sind die residuale Basislast, die residuale Gesamtlast und die

residuale Gesamtlast mit Pumpspeicherwerken als Jahresdauerlinien dargestellt. Es ist ersichtlich, dass durch Lastmanagement bei Klimatisierung, Elektromobilität und Wärmepumpen ein erheblicher Anteil der Überschüsse genutzt werden kann und sich die residuale Höchstlast dabei nur leicht erhöht. Der Einfluss der Pumpspeicherwerke ist aufgrund ihrer geringen Leistung und Kapazität nur gering.

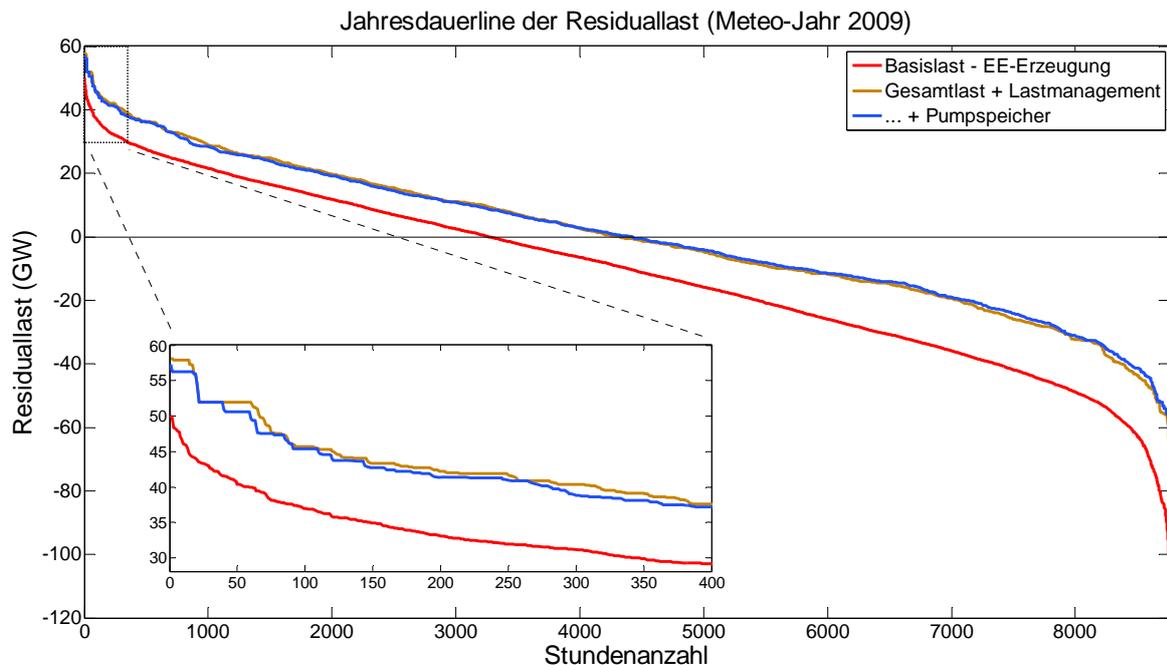


Abbildung 7-18: Darstellung der Jahresdauerlinie von residueller Basislast, residueller Gesamtlast und residueller Gesamtlast mit Pumpspeichern für das Jahr 2009

7.3.3 Langzeitspeicher, Stromimporte und Reservekraftwerke

In diesem Abschnitt beschreiben wir zwei Alternativen, wie sich die residuale Gesamtlast decken lässt und bestehende Überschüsse genutzt werden können: das eE-Wasserstoff- und das eE-Methan-Langzeitspeichersystem. Die genaue Beschreibung dieser Systeme ist bereits in Kapitel 4.1 erfolgt.

Bei beiden Langzeitspeichersystemen fließt der überschüssige Strom in die Elektrolyse. Die installierte Elektrolyseleistung wurde mit 44 GW so dimensioniert, dass 90% der Überschussenergie genutzt werden können. Dafür muss die installierte Leistung nur 64% der max. Überschussleistungen betragen.

In den beiden nachfolgend vorgestellten Optionen für den Einsatz chemischer Langzeitspeicher wurde jeweils von einem bestimmten Anteil an importiertem Strom ausgegangen. Die Importe dienen in diesen Szenarien allerdings nur dem Ausgleich

der Vier-Jahres-Energiebilanz. Wie im Kapitel 7.4 gezeigt wird, sind die Importe nicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich.

7.3.3.1 Wasserstoffspeicher und Stromimport

Den Einsatz von Elektrolyse, Wasserstoffrückverstromung, Biogasverstromung und Importen für den gesamten Betrachtungszeitraum zeigt die Abbildung 7-19. Der Wirkungsgrad des eE-Wasserstoff-Speichersystems beträgt 42%.

Die Last wird in jeder Stunde vollständig gedeckt. Dazu werden je nach Bedarf nacheinander eingesetzt, bis zu:

- 2,5 GW Biogas-Gasturbinen mit KWK,
- 6,9 GW Stromimporte aus erneuerbaren Energien,
- 30,4 GW GuD-Kraftwerke zur Rückverstromung von eE-Wasserstoff und
- 17,5 GW Biogas-Gasturbinen als Reservekraftwerke.

Die Importe betragen zwischen 19,7 TWh für das Wetterjahr 2007 und 26,5 TWh für 2006. Im Mittel (über alle vier Jahre) liegen diese bei rund 23 TWh. Das entspricht weniger als 5% des Stromverbrauchs im Jahr 2050 und liegt deutlich unter den rund 40 TWh Brutto-Importen²⁰⁷ von heute.

²⁰⁷ Deutschland importierte im Jahr 2009 über 40 TWh Strom (Brutto-Import), gleichzeitig exportierte Deutschland aber 55 TWh.

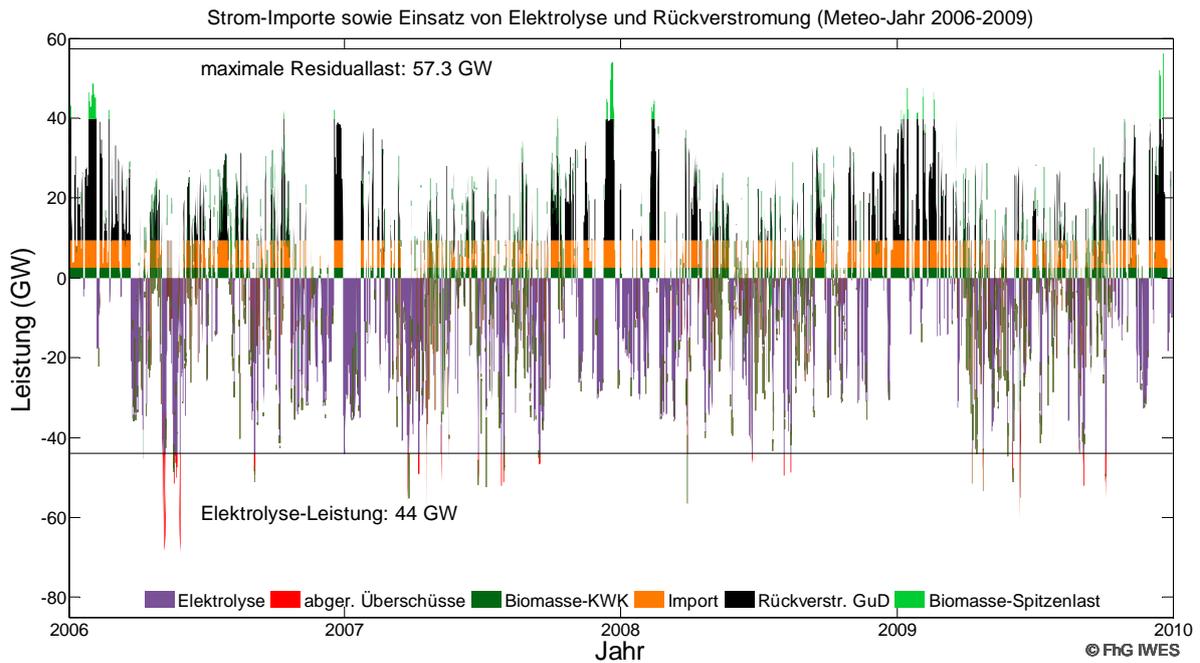


Abbildung 7-19: Einsatz von Elektrolyse, Wasserstoffrückverstromung, Biogasverstromung und Importen für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009

Abbildung 7-20 zeigt den Wasserstoff-Speicherfüllstand über die gesamten vier Jahre. Anfangs- und Endwert betragen jeweils ca. 50 TWh_{th},²⁰⁸ das Minimum 10 TWh_{th} und das Maximum ca. 85 TWh_{th}. Das hierfür benötigte Kavernenspeichervolumen beträgt rund 28 Mrd. m³. Das technisch-ökologische Potential für Kavernenspeicher (siehe Kapitel 4.1.2) ist mit rund 37 Mrd. m³ (entsprechend 110 TWh_{th} für Wasserstoff) so viel größer, dass neben der Wasserstoffspeicherung noch eine Erdgasspeicherung mit den derzeit genutzten Speicherkapazitäten möglich ist.

²⁰⁸ TWh_{th} ist eine Maßeinheit für thermische Energie, hier bezogen auf den Heizwert der Brennstoffe.

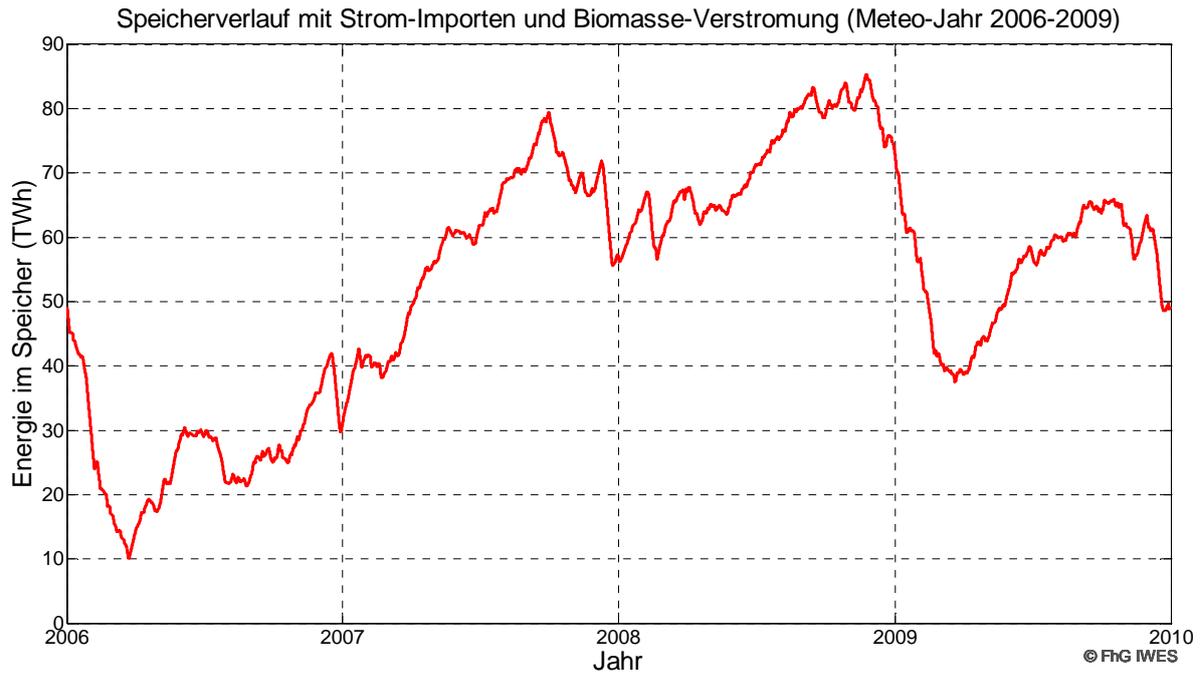


Abbildung 7-20: Darstellung des Speicherverlaufs (hier: Wasserstoffspeicher) für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009

Abbildung 7-21 zeigt die Jahresdauerlinie für den Einsatz von Elektrolyse, Wasserstoffrückverstromung, Biogasverstromung und Importen für das Wetter-Jahr 2009. Im Bereich unterhalb der Null-Linie (0 GW) sind die Überschüsse der Einspeisung aufsummiert (für die Elektrolyse genutzte Überschüsse in violett und die nicht genutzten Überschüsse in rot) dargestellt. Oberhalb der Null-Linie ist der Einsatz von Biomasse-Gasturbinenkraftwerken mit KWK, Wasserstoffrückverstromung in GuD-Kraftwerken, Importen und Biomasse-Spitzenlastgasturbinenkraftwerken dargestellt.

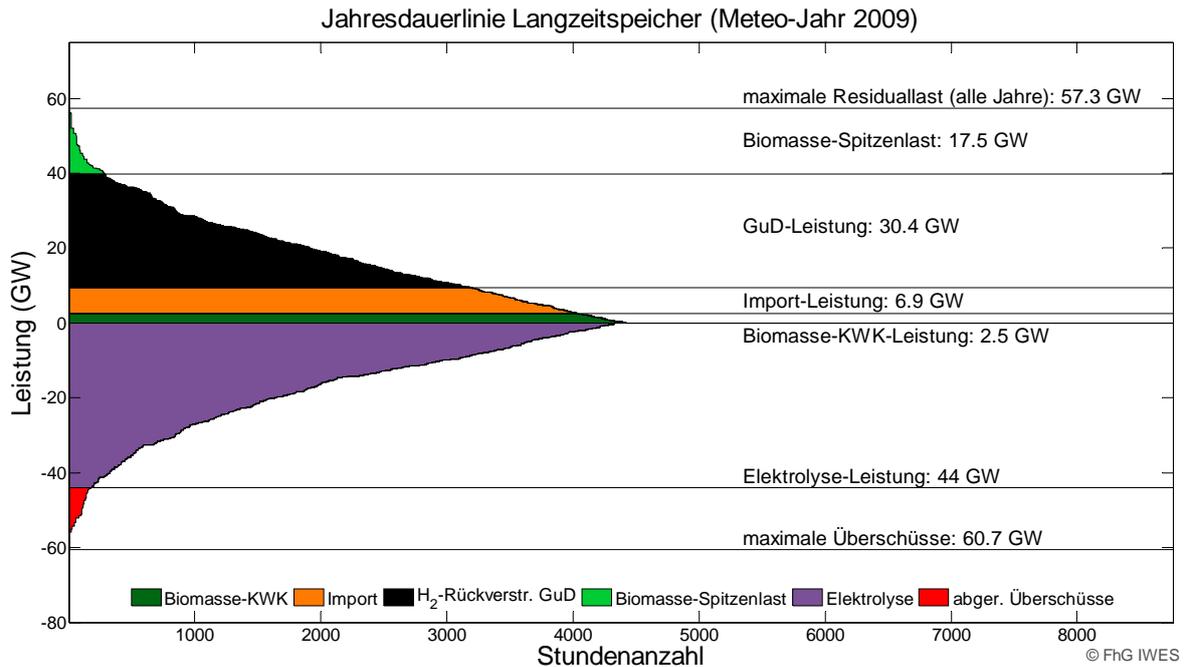


Abbildung 7-21: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher im Jahr 2050 (hier: Wasserstoffspeicher), basierend auf dem Wetter-Jahr 2009²⁰⁹

7.3.3.2 Methanspeicher und Stromimport

Abbildung 7-22 zeigt den Einsatz von Elektrolyse, eE-Methan-Rückverstromung, Biogasverstromung und Importen für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006 bis 2009.

Die Last wird in jeder Stunde vollständig gedeckt. Dazu werden je nach Bedarf nacheinander eingesetzt, bis zu:

- 2,5 GW Biogas-Gasturbinen mit KWK,
- 9,3 GW Stromimporte aus erneuerbaren Energien,
- 28,0 GW GuD-Kraftwerken zur Rückverstromung von eE-Methan und
- 17,5 GW Biogas-Gasturbinen als Reservekraftwerke.

Der Wirkungsgrad des eE-Methan-Speichersystems beträgt 35%, ist also etwas geringer als der des eE-Wasserstoff-Speichersystems. Daher sind die Importe mit mit

²⁰⁹ Die Darstellungen der Jahresdauerlinien für Langzeitspeicher, basierend auf den anderen Wetter-Jahren, sind im Anhang zu finden.

einem Mittelwert von 29,5 TWh (gemittelt über alle vier Jahre) beim eE-Methan-Speichersystem etwas höher und betragen rund 6% des Stromverbrauchs im Jahr 2050.

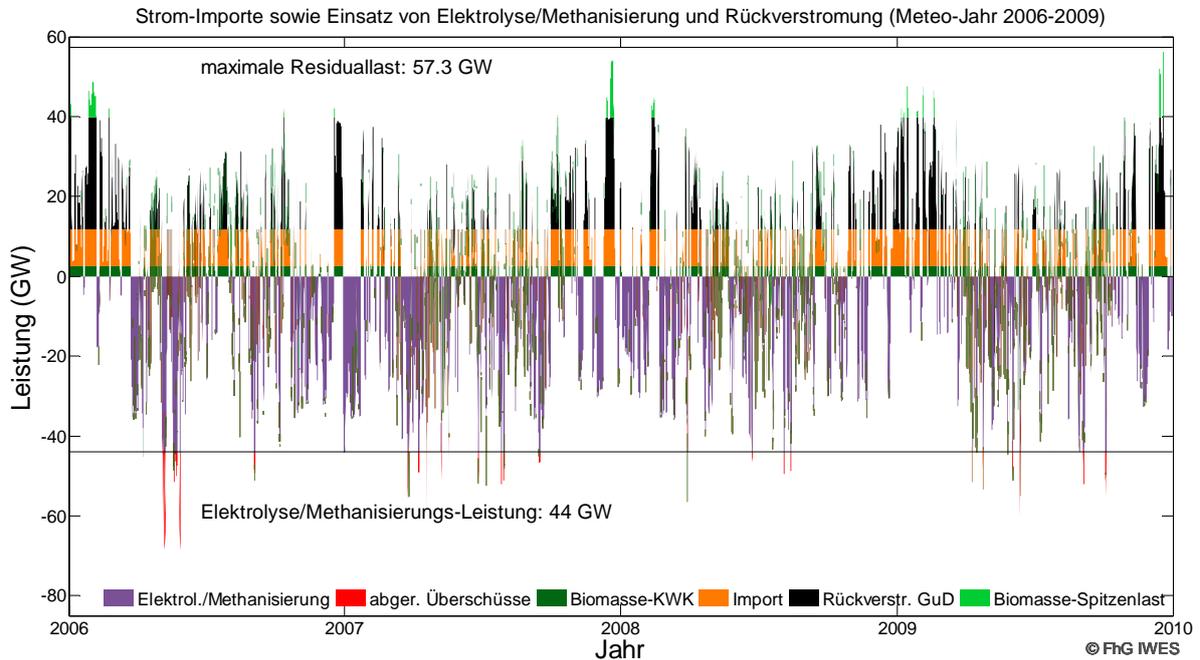


Abbildung 7-22: Einsatz von Elektrolyse/Methanisierung, Rückverstromung, Biogasverstromung und Importen für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009

Abbildung 7-23 zeigt den eE-Methan-Speicherfüllstand über die vier Jahre. Anfangs- und Endwert betragen jeweils ca. 40 TWh_{th}, das Minimum liegt bei 10 TWh_{th} und das Maximum bei ca. 75 TWh_{th}. Das hierfür benötigte Speichervolumen von rund 7,5 Mrd. m³ liegt sehr deutlich unter den technisch-ökologischen Potentialen im Jahr 2050.

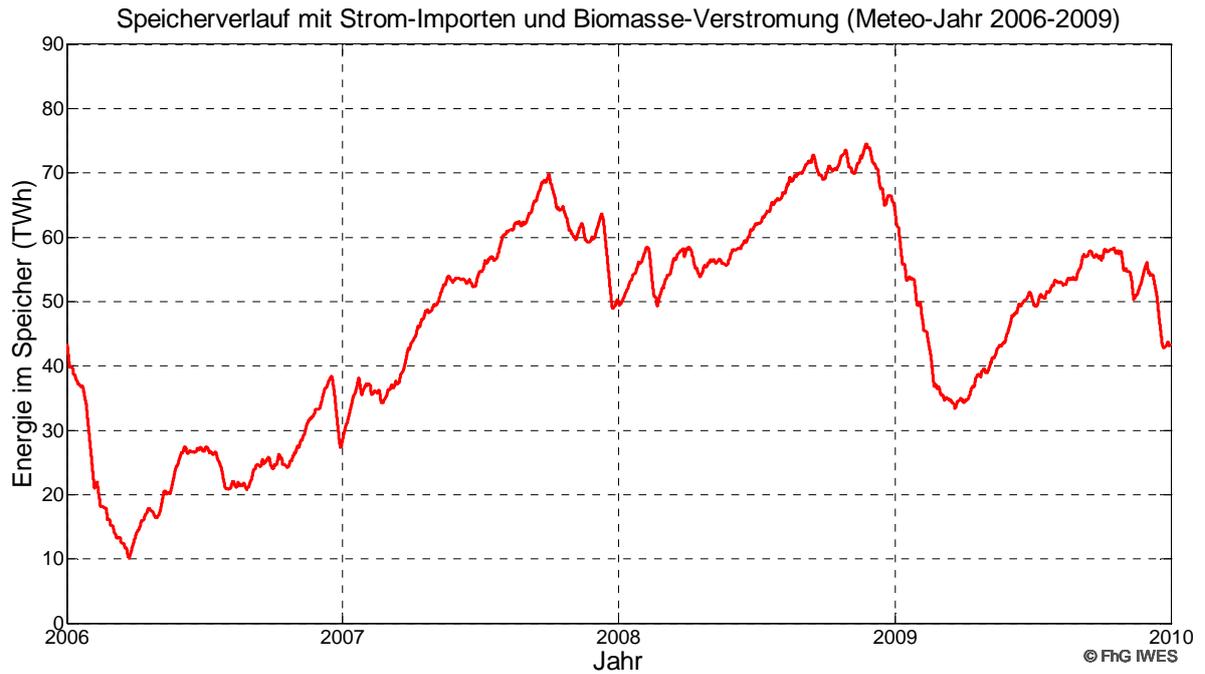


Abbildung 7-23: Darstellung des Speicherverlaufs (hier: Methanspeicher) für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009

Abbildung 7-24 zeigt den Einsatz von Elektrolyse, eE-Methan-Rückverstromung, Biogasverstromung und Importen für das Wetter-Jahr 2009 als Jahresdauerlinie.

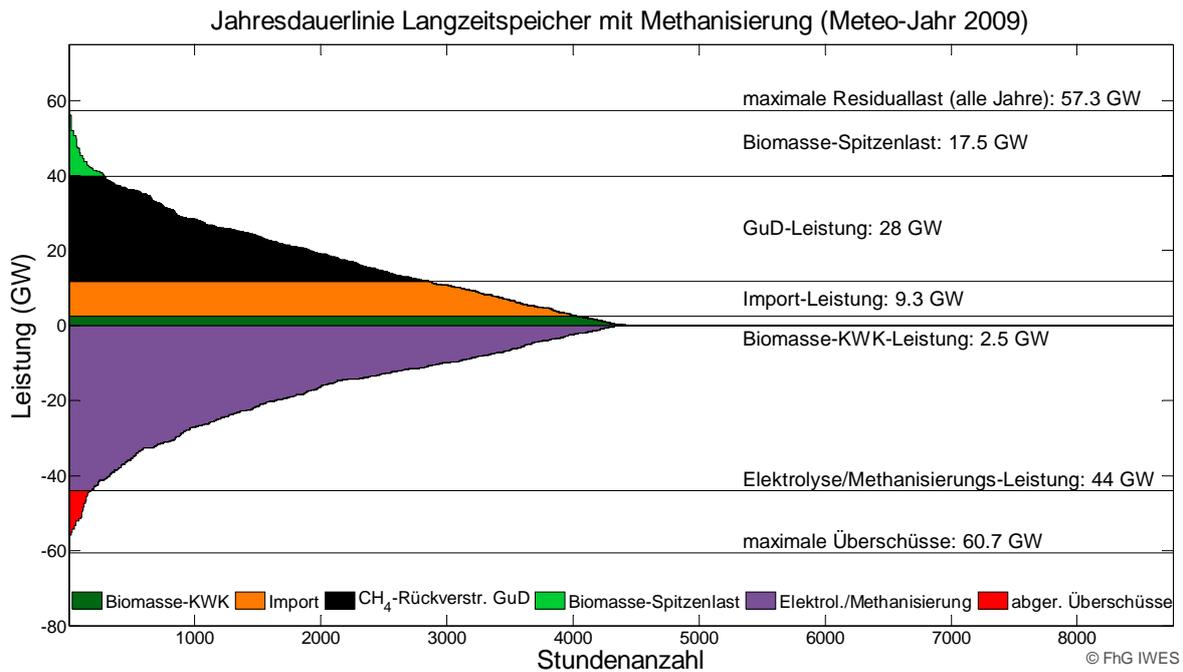


Abbildung 7-24: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher (hier: Methanspeicher) im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009²¹⁰

7.3.4 Energiebilanzen

Tabelle 7-2 zeigt die Ergebnisse der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Windenergie an Land und auf See speisen mit einer jeweils installierten Leistung von 60 bzw. 45 GW in allen vier Wetter-Jahren die größten Strommengen ein. Trotz einer geringeren installierten Leistung stellen die Windenergieanlagen auf See aufgrund der höheren Windgeschwindigkeiten und der stetigeren Windverhältnisse auf dem Meer ähnlich viel Strom bereit wie die Windenergieanlagen an Land. Allerdings können mit Windenergieanlagen an Land, die ein großes Verhältnis zwischen Rotordurchmesser und Generatorleistung aufweisen, auch in Zeiten mit schwachem Wind ziemlich große Erträge erzielt werden – woraus die relativ hohe Volllaststundenanzahl dieser Anlagen resultiert. Die Offshore-Windenergieanlagen laufen im Vier-Jahresmittel mit 3.929 Volllaststunden. Die jährlichen Erträge der Windenergie schwanken während der vier Wetter-Jahre zwischen 326 TWh (für das Jahr 2009 mit

²¹⁰ Die Darstellungen der Jahresdauerlinien für Langzeitspeicher, basierend auf den anderen Wetter-Jahren, sind im Anhang zu finden.

einem Wind-Index²¹¹ von 86%) und 367 TWh (für 2007 mit einem Windindex von 106%).

Die Photovoltaik hat in unserer Simulation 120 GW installierte Leistung. Aufgrund der Nutzung vieler mittel- und norddeutscher Standorte sowie des rund 20-prozentigen Anteils von Fassadenflächen resultieren daraus nur relativ geringe Volllaststundenanzahl (durchschnittlich 867 Stunden über alle vier Wetter-Jahre hinweg). Interessant ist, dass trotz der sehr unterschiedlichen monatsmittleren Photovoltaikeinspeisung die jährlich eingespeiste Strommenge in allen vier Jahren nahezu gleich groß ist.

Laufwasser und Geothermie stellen mit Abstand die geringste Leistung bereit (mit jeweils 5,2 und 6,4 GW), sie speisen aber kontinuierlich mit einer hohen Anzahl an Volllaststunden ein – jeweils durchschnittlich 4.288 bzw. 7.889 Stunden über alle vier Wetter-Jahre.

Biogas aus Abfallbiomasse setzen wir in unserem Szenario in Gasturbinen zur Deckung von residualer Spitzenlast- und Mittellast ein, vorwiegend als Reservekraftwerke in besonders angebotsarmen Situationen. Deshalb speist Biomasse auch nur durchschnittlich 11 TWh mit 472 Volllaststunden im Jahr ein.

Die installierte Gesamtleistung aller erneuerbaren Energien beträgt 259,9 GW. Die jährliche Stromerzeugung beträgt zwischen 514 und 555 TWh Strom. Das entspricht einem Vier-Jahres-Durchschnittswert von 534 TWh.

²¹¹ Der Wind-Index für ein Jahr gibt an, um wie viel Prozent das jeweilige Windjahr vom langjährigen Mittel abweicht. Für die von uns betrachteten Jahre betrug der Wind-Index für 2006 90%, für 2007 104%, für 2008 99% und für 2009 86% (BWE-Statistiken – <http://www.wind-energie.de/de/statistiken/>).

Tabelle 7-2: Energieerzeugung, Leistung und Volllaststunden der erneuerbaren Energien für die Jahre 2006-2009

		2006	2007	2008	2009	Mittelwert
Geothermie	6,4 GW					
Energie [TWh]		50	50	51	50	50
Volllaststunden [h]		7884	7884	7906	7884	7889
Laufwasser	5,2 GW					
Energie [TWh]		22	23	23	21	22
Volllaststunden [h]		4264	4502	4385	4001	4288
Wind Onshore	60 GW					
Energie [TWh]		163	184	174	158	170
Volllaststunden [h]		2715	3071	2899	2634	2829
Wind Offshore	45 GW					
Energie [TWh]		171	183	185	168	177
Volllaststunden [h]		3804	4065	4106	3741	3929
Photovoltaik	120 GW					
Energie [TWh]		104	104	103	104	104
Volllaststunden [h]		868	868	861	870	867
Biomasse	23,3 GW					
Energie [TWh]		13	10	9	12	11
Volllaststunden [h]		546	435	393	516	472
EE-Gesamt	<u>259,9 GW</u>					
Energie [TWh]		<u>523</u>	<u>555</u>	<u>545</u>	<u>514</u>	<u>534</u>

Tabelle 7-3 und Tabelle 7-4 zeigen die Gesamt-Energiebilanzen für die Wetter-Jahre 2006 bis 2009 sowie deren Mittelwerte – jeweils für ein eE-Wasserstoff- und ein eE-Methan-Speichersystem²¹².

Da die Speicher zum Ausgleich von mehrjährigen Schwankungen eingesetzt werden, unterscheidet sich in den vier modellierten Jahren die Stromerzeugung bei der Rückverstromung von eE-Wasserstoff bzw. eE-Methan in den GuD-Kraftwerken erheblich. Ebenso unterscheiden sich die Importmengen in den einzelnen Jahren.

Die Gesamt-Energiebilanzen stellen detailliert dar, wie der Stromverbrauch durch die

²¹² Der Verbrauch für Wärmepumpen ist in der Simulation um 4 TWh niedriger als bei der Beschreibung des Endenergiebedarfs in Kapitel 3. Der Unterschied resultiert daraus, dass in der Simulation der Heizwärmebedarf aufgrund des Wetterverlaufs in den 4 Beispieljahren ermittelt wurde, bei der Ermittlung des Endenergiebedarfs jedoch sogenannte Normjahre angenommen werden.

Erzeugung gedeckt wird. Beide Gesamt-Energiebilanzen sind ausgeglichen, da die Summe aus Erzeugung und Import gleich der Summe aus Verbrauch inklusive Leitungsverlusten und den nichtgenutzten Überschüssen ist.

Tabelle 7-3: Energiebilanzen mit Langzeitspeicher „Wasserstoff“ für die Jahre 2006-2009

	2006	2007	2008	2009	Mittelwert
Erzeugung					
EE-Gesamt – 259,9 GW	523,5	555,3	544,6	514,1	534,4
PSW-Turbine	5,8	5,9	6,1	6,1	6,0
Rückverstromung H ₂	45,1	31,1	30,4	45,7	38,1
Import	26,0	19,7	20,7	24,9	22,8
Verbrauch					
Basislast	401	401,0	403,3	401,0	401,6
Klimatisierung	13	8,9	8,9	9,3	10,0
E-Kfz	50	50,0	50,0	50,0	50,0
Wärmepumpen	44	34,6	38,2	43,3	39,9
PSW-Pumpe	7,7	7,9	8,1	8,2	8,0
Elektrolyse	84	108,3	92,8	77,4	90,5
Nicht genutzte Überschüsse	1,8	1,4	0,4	1,2	1,2

Für das Erzeugungssystem mit dem eE-Wasserstoff-Langzeitspeicher traten im Vier-Jahres-Mittel folgende Verluste auf:

- Netze 30 TWh/a,
- Pumpspeicherwerke 2 TWh,
- eE-Wasserstoffspeichersystem 53 TWh und
- nicht genutzte Überschüsse 1 TWh.

Tabelle 7-4: Energiebilanzen mit Langzeitspeicher „eE-Methan“ für die Jahre 2006-2009

	2006	2007	2008	2009	Mittelwert
Erzeugung					
EE-Gesamt – 259,9 GW	523,5	555,3	544,6	514,1	534,4
PSW-Turbine	5,8	5,9	6,1	6,1	6,0
Rückverstromung CH ₄	37,3	25,7	24,7	38,5	31,6
Import	34,3	25,1	26,4	32,1	29,5
Verbrauch					
Basislast	401	401,0	403,3	401,0	401,6
Klimatisierung	13	8,9	8,9	9,3	10,0
E-Kfz	50	50,0	50,0	50,0	50,0
Wärmepumpen	44	34,6	38,2	43,3	39,9
PSW-Pumpe	7,7	7,9	8,1	8,2	8,0
Elektrolyse-Methanisierung	84	108,3	92,8	77,4	90,5
Nicht genutzte Überschüsse	2	1,4	0,4	1,2	1,2

Für das Erzeugungssystem mit dem eE-Methan-Langzeitspeicher traten im Vier-Jahres-Mittel folgende Verluste auf:

- Netze 30 TWh/a,
- Pumpspeicherwerke 2 TWh,
- eE-Methanspeichersystem 59 TWh und
- nicht genutzte Überschüsse 1 TWh.

7.4 Versorgungssicherheit

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierendes Stromversorgungssystem in jeder Stunde ausreichend Energie für die Deckung der Last bereitstellen kann. Dies wurde für einen zusammenhängenden Zeitraum von vier Jahren mit der Wetter- und Lastcharakteristik der Beispieljahre 2006 bis 2009 gezeigt. Streng genommen könnte es sich jedoch immer noch um eine „glückliche“ Kombination von historischen Last- und Wettersituationen handeln.

Ein strengerer Nachweis besteht deshalb darin zu zeigen, dass der Kraftwerkspark die Last jederzeit, auch in Extremsituation, mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit decken kann. Dies ist das Konzept der gesicherten Leistung.

Mit der installierten Leistung der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen steigen deren Leistungsgradienten, also die Änderung der Einspeisung von einem Zeitpunkt zum nächsten. Dies führt im Vergleich zur heutigen Praxis auch zu deutlich höheren Gradienten (d.h. schnellen Änderungen) der residualen Gesamtlast. Diese müssen jederzeit von den Speicher- und Reservekraftwerken ausgeglichen werden können. Dies ist – bereits bei der idealisierten Annahme einer perfekten Voraussicht – eine anspruchsvolle Aufgabe. Aufgrund der Prognoseungenauigkeiten bei Windenergie und Photovoltaik erhöhen deren Gradienten jedoch auch den Regelleistungsbedarf, also den Bedarf an sehr schnell verfügbaren Ausgleichsleistungen für **unvorhergesehene** Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Es muss also auch nachgewiesen werden, dass jederzeit ausreichend Regelleistung im System vorhanden ist, um unvorhergesehenen Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch auszugleichen und somit Stromausfälle zu verhindern. Der Einsatz von Regelleistung findet im Zeitbereich unter einer Stunde statt. Da er in der stundengenauen Simulation nicht abgebildet werden kann, haben wir auch die Regelleistungsbereitstellung geprüft.

7.4.1 Regelleistung und Leistungsgradienten

In diesem Abschnitt zeigen wir für das Szenario „Regionenverbund“, wie zu jedem Zeitpunkt sowohl die planbaren Leistungsgradienten ausgeglichen als auch ausreichend Regelleistung bereitgestellt²¹³ werden können.

7.4.1.1 Regelleistungsbereitstellung im heutigen Kraftwerkspark

Regelleistung ist notwendig, um unvorhergesehene, kurzfristige Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch (aufgrund von Kraftwerksausfällen, Windprognosefehlern und Lastprognosefehlern) auszugleichen. Sie ist somit nur erforderlich, um Abweichungen zwischen den gehandelten bzw. eingeplanten Soll-Leistungen und den tatsächlichen Ist-Leistungen auszugleichen. Mit anderen Worten dient die Regelleistung zur „Absicherung“ der gehandelten Strommengen.

Es gibt positive und negative Regelleistung. Aus technischer Sicht sind jedoch nur kurzfristige Leistungsdefizite kritisch, die durch Bereitstellung positiver Regelleistung, also durch kurzfristige Steigerung der Erzeugungsleistung (oder durch Lastreduktion), ausgeglichen werden müssen. Hierfür ist ausreichend flexible und insgesamt verfügbare Kraftwerksleistung erforderlich. Da die Kraftwerke, die positive Regelleistung vorhalten, nicht für die planmäßige Lastdeckung zur Verfügung stehen, erhöht der Regelleistungsbedarf den Bedarf an verfügbarer Kraftwerksleistung.

Aus technischer Sicht unkritisch und einfach lösbar sind kurzfristige Leistungsüberschüsse, die durch negative Regelleistung, also durch kurzfristige Verringerung der Erzeugungsleistung oder durch Lasterhöhung, ausgeglichen werden müssen. Diese können immer durch schnelle, zusätzliche, regelbare Lasten (wie Elektrolyse oder Dump Loads²¹⁴) ausgeglichen werden.

Daher betrachten wir im Folgenden vorwiegend Bedarf und Bereitstellung von positiver Regelleistung.

Bei Abweichungen zwischen gehandelten bzw. eingeplanten Leistungen und den

²¹³ Das Bereitstellen von Regelleistung umfasst hier das Vorhalten, also das Bereithalten für den Einsatz und den Einsatz selbst.

²¹⁴ Dump Loads sind ungenutzte Lastwiderstände, siehe auch Abschnitt 7.4.1.5

tatsächlichen Leistungen werden aufeinanderfolgend Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung (auch Minutenreserveleistung genannt) aktiviert²¹⁵. Die Primärregelleistung muss nach 30 Sekunden, die Sekundärregelleistung nach 5 Minuten und die Tertiärregelleistung nach 15 Minuten mit voller Leistung verfügbar sein. Die Sekundärregelleistung löst die Primärregelleistung ab und wird dann wiederum von der Tertiärregelleistung abgelöst. Nach einer Stunde wird die Regelleistung durch die Stundenreserve abgelöst, die die Kraftwerksbetreiber für den Fall eines Kraftwerksausfalls vorhalten müssen.²¹⁶

Die gesamte im europäischen Verbundnetz jederzeit vorzuhaltende positive und negative **Primärregelleistung** (d.h. die zur Verfügung stehende Primärregelleistung) beträgt jeweils 3.000 MW. Da Deutschland Teil des europäischen Verbundes ist, steht diese Leistung bei Bedarf auch in Deutschland zur kurzfristigen Ausregelung von Abweichungen zur Verfügung. Der Anteil der in den vier deutschen Regelzonen²¹⁷ vorgehaltenen Primärregelleistung betrug im Jahr 2009 ca. 660 MW. Zudem wurden in allen vier deutschen Regelzonen im Jahr 2009 bis zu 3.310 MW positive (und 2.380 MW negative) **Sekundärregelleistung** sowie 3.510 MW positive (und 3.240 MW negative) **Tertiärregelleistung** vorgehalten²¹⁸. Die Summe der in allen deutschen Regelzonen vorgehaltenen Regelleistung betrug also bis zu rund **7.500 MW** an positiver (und rund 6.300 MW an negativer) Regelleistung.

Die Anlagen zur Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung müssen sich im Netzbetrieb befinden, um ausreichend schnell auf die Abweichung der Frequenz reagieren zu können. Lediglich hydraulische Einheiten, wie Pumpspeicherwerke, dürfen sich für die Sekundärregelung im betriebsbereiten Stillstand befinden, wenn

²¹⁵ Für eine genauere Beschreibung des heutigen Einsatzes von Regelleistung siehe Transmission Code 2007 (VDN 2007).

²¹⁶ Zur Kategorie der Stundenreserve gehört auch die „EEG-Reserve“, die derzeit in kleinem Umfang von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben wird, und die zusammen mit der Regelleistung zum Ausgleich von Prognoseabweichungen der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien dient.

²¹⁷ Abgegrenztes Netzgebiet, für das ein Übertragungsnetzbetreiber für den Bilanzausgleich verantwortlich ist.

²¹⁸ www.regelleistung.net

sie innerhalb von 5 Minuten die vereinbarte Regelleistung dauerhaft erbringen können.²¹⁹

Primärregelleistung liefern derzeit in Deutschland fast ausschließlich Dampfkraftwerke (Kohle-, GuD- oder Atomkraftwerke), Sekundärregelleistung liefern Dampfkraftwerke und Pumpspeicherwerke. Die Bereitstellung von Minutenreserven erfolgt mit Dampfkraftwerken, hydraulischen Kraftwerken und schnellstartenden Gasturbinenkraftwerken. Die Bereitstellung von Minutenreserveleistung mit regelbaren Lasten findet zunehmende Verbreitung.

7.4.1.2 Einfluss erneuerbarer Energien auf den Regelleistungsbedarf

Grundlagen

Höhere installierte Leistungen von Wind- und Photovoltaik-Anlagen führen tendenziell zu einem höheren Bedarf an Regelleistung. Verbesserungen bei der Prognosegenauigkeit und die Verkürzung des Prognosezeitraums verringern tendenziell den Regelleistungsbedarf und können so dessen Anstieg sehr deutlich verringern. Die Zusammenhänge werden im Folgenden exemplarisch für die Windenergie beschrieben. Sie gelten jedoch grundsätzlich auch für die Photovoltaik.

Die Ursache für den zusätzlichen Regelleistungsbedarf liegt in der nicht vollständig genau zu prognostizierenden Leistung der Windenergie. Denn sowohl die Höhe der Windleistung als auch der Zeitpunkt für eine Einspeiseänderung kann falsch prognostiziert werden.²²⁰ Insbesondere die Leistungsgradienten (Einspeiseänderungen) der Windenergie, die mit ihrem Ausbau tendenziell zunehmen, führen wegen der begrenzten Prognosegenauigkeit zu einem höheren Regelleistungsbedarf. Bei der Photovoltaik dominiert der Sonnenstand die Einspeiseänderungen, sodass deren Zeitpunkte deutlich einfacher zu prognostizieren sind.

Zusätzlicher windbedingter Regelleistungsbedarf besteht vor allem im Zeitbereich der Tertiärregelleistung²²¹. Simulationsuntersuchungen an praxisnahen Modellsyste-

²¹⁹ VDN 2007

²²⁰ Brückl 2006

²²¹ Im Zeitbereich weniger Minuten gleichen sich die Einspeiseschwankungen aufgrund der geringen (...)

men²²² zeigen für die Windenergie an Land, dass sich selbst große Windleistungen in Höhe der Jahreshöchstlast nicht signifikant auf den Primär- und Sekundärregelleistungsbedarf auswirken; die bisherigen Erfahrungen²²³ bestätigen dies. Wie sich künftig die großen Leistungen der Windenergie auf See auf den Bedarf an Sekundärregelleistung auswirken, ist noch zu untersuchen. Von großer Bedeutung ist bei der Windenergie auf See die Genauigkeit, mit der der Zeitpunkt von großen Leistungsgradienten prognostiziert werden kann²²⁴.

Der zusätzliche Regelleistungsbedarf ist außer von der installierten Leistung auch entscheidend von der Höhe der prognostizierten Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien abhängig²²⁵ und somit je nach Situation unterschiedlich. Wenn beispielsweise keine Windleistung prognostiziert wird, kann auch keine ausfallen, sodass für diese Situation auch keine zusätzliche positive Regelleistung vorgehalten werden muss. Bei hohen prognostizierten Windleistungen kann auch mehr Windleistung ausfallen, sodass entsprechend mehr positive Regelleistung vorgehalten werden muss.

Der windbedingte zusätzliche Bedarf an positiver Regelleistung beträgt (mit heutiger Prognosegenauigkeit) in allen Situationen deutlich weniger als 50% der prognostizierten Windleistung. Bei niedrigen prognostizierten Windleistungen ist er praktisch vernachlässigbar^{226,227}. In allen Situationen steht somit mehr Leistung aus Windener-

Korrelation zwischen den großräumig verteilten Anlagen weitgehend aus. Zudem verändert sich die Wetterlage über Deutschland als Ganzes viel langsamer als an einzelnen Standorten und somit auch die Gesamteinspeisung bei vielen weit verteilten Anlagen. Die größten Einspeiseänderungen treten zudem bei Starkwindereignissen auf, also in Situationen, in denen ein großes Angebot an Erzeugungsleistung besteht und somit ausreichend Reservekapazitäten zu deren Ausgleich vorhanden sind.

²²² Dany 2000; Dany 2002

²²³ DENA 2005

²²⁴ Brückl 2006

²²⁵ DENA 2005

²²⁶ Bei niedrigen Windprognoseleistungen (bis ca. 10% der installierten Leistung) beträgt der windbedingte zusätzliche Bedarf an positiver Tertiärregelleistung (inkl. zusätzlicher Stundenreserve) nur ca. 10% der prognostizierten Leistung, also nur bis zu einem Prozent der installierten Leistung. Dies gilt auch unter der Voraussetzung, dass die gesamten Windleistungsprognosefehler vollständig (...)

gieanlagen zur Lastdeckung zur Verfügung, als zusätzlicher positiver Regelleistungsbedarf entsteht.

Es müssen für die Vorhaltung von Regelleistung keine zusätzlichen Kraftwerke gebaut werden, denn in windstarken Situationen steht im System – auch nach Abzug der zur Regelleistungsvorhaltung benötigten Kraftwerkskapazitäten – deutlich mehr Erzeugungsleistung zur Lastdeckung zur Verfügung als in Situationen, in denen keine Windleistung prognostiziert worden ist und in denen das System ebenfalls in der Lage sein muss, die Last zu decken.

Zum besseren Verständnis ein vereinfachtes Zahlenbeispiel:

Fall 1: Es ist keine Windleistung prognostiziert. Die Last beträgt 80 GW. Für „konventionelle“ Regelleistung (Kraftwerksausfälle und Lastprognosefehler) sind 5 GW vorzuhalten. Insgesamt wird daher eine Nicht-Wind-Kraftwerkskapazität von 85 GW benötigt. Davon kommen 80 GW für die Deckung der eingeplanten Last tatsächlich zum Einsatz, weitere 5 GW werden für Regelleistung vorgehalten.

Fall 2: Es ist eine Windleistung in Höhe von 80 GW prognostiziert. Die Last beträgt wieder 80 GW. Für Regelleistung sind sowohl 5 GW „konventionell“ vorzuhalten, wie im ersten Fall, als auch zusätzliche Regelleistung für möglicherweise ausfallende Windleistung. Der theoretische, ungünstigste Fall tritt ein: 40 GW der prognostizierten Windleistung fallen aus, die Prognosegenauigkeit wäre damit schlechter als heute. Dafür müssen 40 GW Regelleistung einspringen. Wie in Fall 1 kommen 80 GW Kraftwerksleistung für die Deckung der eingeplanten Last tatsächlich zum Einsatz: 40 GW Windenergie und 40 GW Nicht-Wind-Kapazitäten. Weitere 5 GW Nicht-Wind-Kapazitäten müssen für die „konventionelle“ Regelleistung vorgehalten werden. Es sind somit 45 GW Nicht-Wind-Kapazitäten notwendig, also weniger als in Fall 1. Es ist also für Fall 2 keine zusätzliche Kapazität für den zusätzlichen windbedingten Regelleistungsbedarf zu installieren.

Regelleistungsdimensionierung

Derzeit wird der Regelleistungsbedarf noch nicht anhand der Prognosehöhe dimen-

durch Tertiärregelleistung ausgeglichen werden.

²²⁷ Klaus 2008 in Verbindung mit DENA 2005

sioniert: Unabhängig von der prognostizierten Windleistung bleibt der ausgeschriebene Regelleistungsbedarf vielfach über mehrere Wochen konstant.²²⁸ Ende 2009 waren rund 26 GW Windenergie und 8 GW Photovoltaik installiert. Zugleich beträgt die maximale zeitgleiche Leistung aller Windenergieanlagen ca. 90% der installierten Leistung, also rund 23 GW.

Die heute vorgehaltene Regelleistung reicht also aus, um auch die ungünstigsten Fälle – d.h. prognostizierte Windleistungen in Höhe von ca. 23 GW – beherrschen zu können.

Die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung sollte aus Effizienzgründen in Zukunft in Abhängigkeit von der Höhe der prognostizierten Wind- und Photovoltaikleistung bemessen werden. Da die Minutenreserve heute bereits täglich ausgeschrieben wird, wäre eine Bemessung an der prognostizierten Wind- und Photovoltaikleistung schon heute möglich.

7.4.1.3 Angebotsreiche und angebotsarme Situationen

In der stundenweisen Simulation treten drei prinzipiell verschiedene Situationen auf, in denen unterschiedliche Anlagen in Betrieb sind:

- In angebotsreichen Situationen, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien die aktuelle Last deutlich übersteigt und die Überschussenergie gespeichert wird, sind immer die Elektrolyseanlagen in Betrieb (die residuale Gesamtlast ist negativ).
- In angebotsarmen Situationen, in denen die Last die Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich übersteigt und die gespeicherte Energie wieder verstromt wird, werden immer Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) und ggf. Spitzenlast-Gasturbinen eingesetzt (die residuale Gesamtlast ist positiv).
- In Übergangssituationen zwischen den angebotsreichen und angebotsarmen Situationen, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien und die aktuelle Last in etwa ausgeglichen sind, können entweder Elektrolyseanlagen oder Biomasse-KWK, Importe und geringe GuD-Leistungen in Betrieb sein (die residuale

²²⁸ www.regelleistung.net

Gesamtlast beträgt zwischen -10 GW und +15 GW).

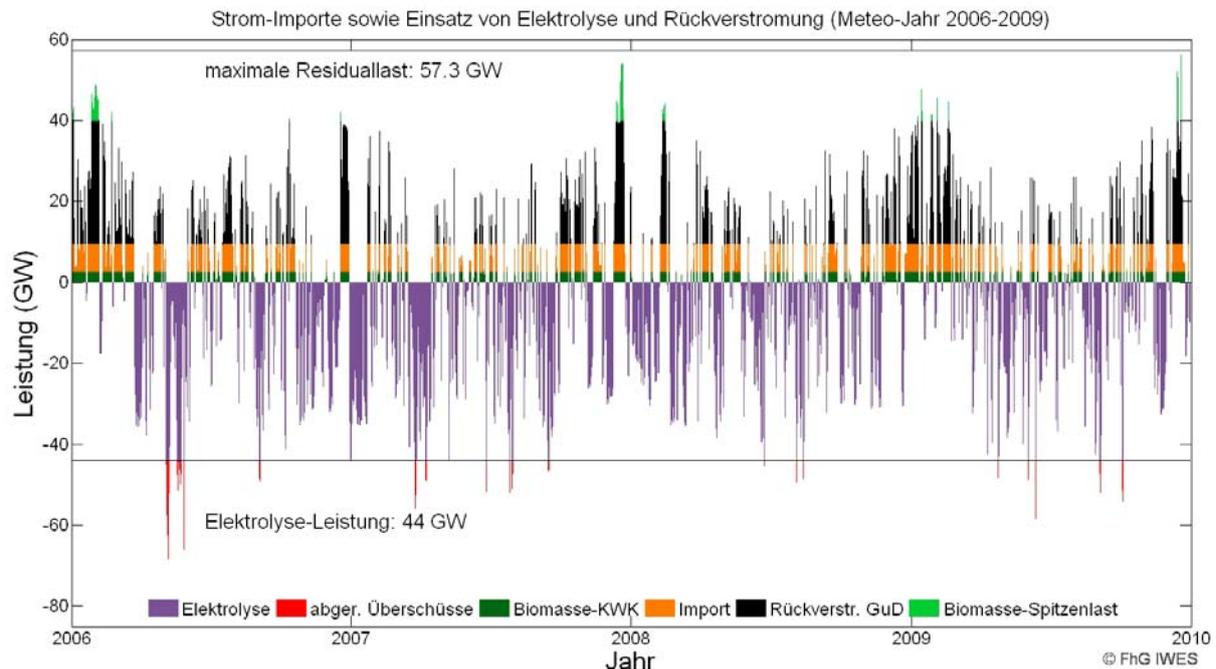


Abbildung 7-25: Verlauf der residualen Gesamtlast und Einsatz von Speichern und Reservekraftwerken für den Betrachtungszeitraum mit den Meteo-Jahren 2006-2009

Sowohl für den Ausgleich von Gradienten als auch für die Bereitstellung von Regelleistung sind, je nach Situation, unterschiedliche Anlagen besonders energieeffizient. Dies wird in den folgenden Abschnitten näher untersucht. Dabei gilt grundsätzlich für einen energieeffizienten Betrieb, dass die Elektrolyse und die GuD-Anlagen aufgrund der Umwandlungsverluste möglichst nicht zeitgleich arbeiten sollten.

7.4.1.4 Ausgleich planbarer Leistungsgradienten

In diesem Abschnitt zeigen wir, wie im Szenario „Regionenverbund“ die planbaren Leistungsgradienten der residualen Gesamtlast ausgeglichen bzw. nachgefahren werden können, indem die GuD-Anlagen, Gasturbinen und Elektrolyseanlagen ihre Leistung an die Änderungen der residualen Gesamtlast anpassen

Analyse der Simulationsergebnisse – aufgetretene Leistungsgradienten

Die Gradienten der Residuallast (nach Einsatz des Lastmanagements) müssen jederzeit von den Speicher- und Reservekraftwerken ausgeglichen werden können.

Den größten Einfluss auf die Gradienten der Residuallast in unserem Szenario

haben die Photovoltaik und die Windenergie.

Die **positiven** Gradienten der Residuallast (d.h. die Zunahme der Residuallast) resultieren aus schnell abfallender Einspeisung der erneuerbaren Energien, steigender Last oder deren Kombination.

Betrachtet man für jedes der vier simulierten Jahre die zehn höchsten positiven Gradienten der residualen Gesamtlast (nach Lastmanagement und vor Einsatz der Pumpspeicherwerke) ergeben sich Werte zwischen 17 GW pro Stunde und 24 GW pro Stunde. Diese 40 Werte treten alle zwischen 15 und 17 Uhr auf. Sie resultieren hauptsächlich aus dem – durch den Sonnenstand bedingten und sehr gut prognostizierbaren – Rückgang der Photovoltaik-Einspeisung, in einigen Fällen kombiniert mit abnehmender Windstrom-Einspeisung²²⁹.

Die **negativen** Gradienten der Residuallast (d.h. die Abnahme der Residuallast) resultieren aus schnell steigender Einspeisung der erneuerbaren Energien, sinkender Last oder deren Kombination. Die jeweils zehn größten Gradienten der betrachteten vier Jahre liegen zwischen -15 GW pro Stunde und -23 GW pro Stunde und treten vorwiegend in den Morgenstunden auf, so dass sich auch hier ein dominierender Einfluss der Photovoltaik-Einspeisung zeigt.

Die Höhe der Gradienten korreliert mit der Höhe der prognostizierten Wind- und Photovoltaik-Leistung (siehe Abbildung 7-26 für das Beispiel Photovoltaik).

²²⁹ Bisher arbeiten die meisten Windenergieanlagen mit einer Sturmabschaltung, die die Anlagen vor zu großen Belastungen schützen soll. Moderne Anlagenkonzepte sehen jedoch keine abrupte Anlagenabschaltung mehr vor, sondern arbeiten mit einer so genannten Sturmregelung. Diese reduziert die Anlagenleistung nach dem Überschreiten einer Grenzgwindigkeit in einem größeren Windgeschwindigkeitsbereich kontinuierlich. Dies reduziert die Netzschwankungen und verringert ggf. den Anstieg des Primär- und Sekundärregelungsbedarfs.

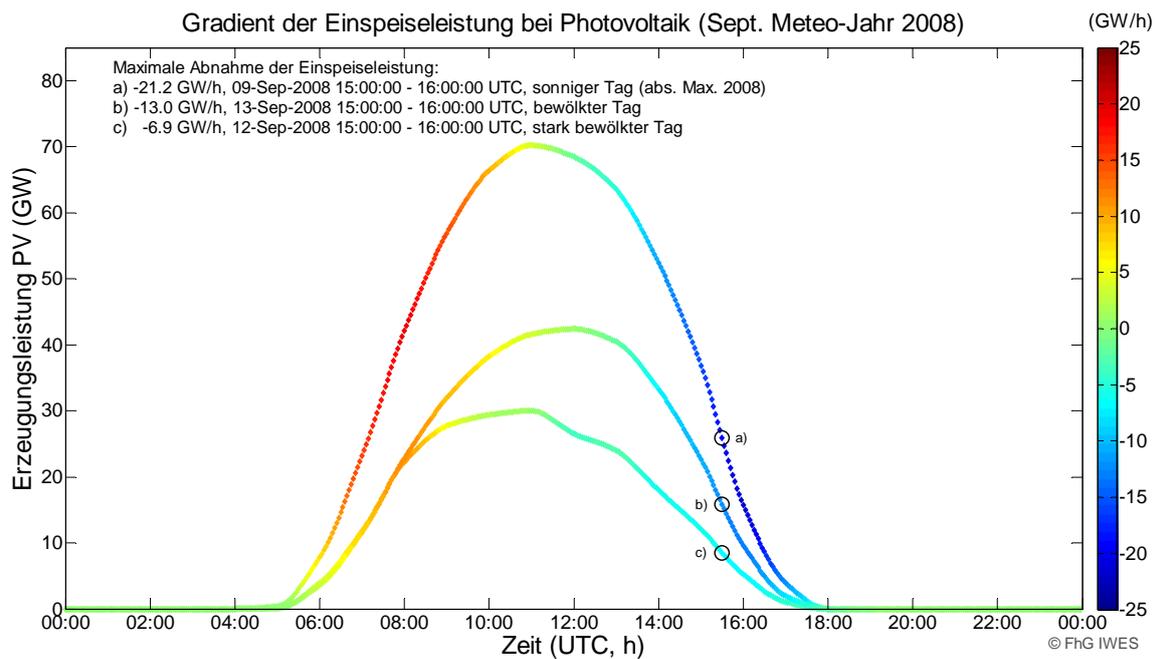


Abbildung 7-26: Leistungsgradienten der PV in Abhängigkeit von der max. Tagesleistung

Die hier gezeigten extremen Leistungsgradienten in den Morgen- und Abendstunden kommen dadurch zustande, dass wir eine heute übliche, überwiegende Ausrichtung der Photovoltaik-Anlagen nach Süden modelliert haben. Bei hohen installierten Photovoltaik-Leistungen sollte daher die Ausrichtung der Anlagen verstärkt nach Osten und Westen erfolgen, um diese hohen Leistungsgradienten zu verringern.

Ausgleich der Gradienten

Für den planmäßigen Ausgleich von Gradienten der residualen Gesamtlast (bspw. wie heute üblich im Viertelstundenraster) sind Anlagen erforderlich, die ausreichend schnell angefahren oder in ihrer Leistung angepasst werden können. Hierfür eignen sich vor allem zwei Anlagentypen:

- Gasturbinenkraftwerke sowie der Gasturbinenteil der GuD-Kraftwerke können innerhalb von 15 Minuten angefahren werden und praktisch ihre volle Leistung zusätzlich zur Verfügung stellen. Zudem können GuD-Kraftwerke ihre Leistung innerhalb von 5 Minuten beliebig zwischen minimaler Teillast und Nennleistung variieren. Dies ist vor allem in angebotsarmen Situationen, in denen die GuD-Anlagen und ggf. die Gasturbinen ohnehin zur Lastdeckung benötigt werden, energetisch sinnvoll.
- Elektrolyseanlagen können ebenfalls innerhalb von 15 Minuten angefahren

werden und praktisch ihre volle Leistung als zusätzliche Last zur Verfügung stellen. Sie können zudem ihre Leistung innerhalb von Sekunden beliebig zwischen minimaler Teillast und Nennleistung variieren. Dies ist vor allem in angebotsreichen Situationen energetisch sinnvoll, in denen die Elektrolyseanlagen ohnehin zur Speicherung der Überschüsse in Betrieb sind.

Aufgrund der großen installierten Leistungen der Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke mit fast 60 GW und der Elektrolyse mit über 40 GW können die planbaren Gradienten – positive wie negative – jederzeit mit diesen beiden Optionen ausgeglichen werden.

7.4.1.5 Regelleistungsbereitstellung

In diesem Abschnitt stellen wir dar, wie die nichtplanbaren Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden können. Zur Bereitstellung von Regelleistung kommen in unserem Szenario die folgenden Optionen in Frage: Pumpspeicherwerke, GuD-Anlagen, Gasturbinen, Elektrolyseanlagen, und regelbare Lasten²³⁰.

Energieeffiziente Bereitstellung von Regelleistung

Tabelle 7-5 führt die Anlagen auf, die Regelleistung in verschiedenen Situationen (angebotsreiche, angebotsarme und Übergangssituationen) energetisch effizient bereitstellen können²³¹.

Heute wird Primär- und Sekundärregelleistung über einen langen Zeitraum (ein Monat) von den gleichen Anlagen bereitgestellt – in unserem Szenario setzen wir dagegen aus Gründen der Energieeffizienz je nach Situation verschiedene Anlagen ein²³².

²³⁰ Regelbare Lasten und die Elektrolyseanlagen können positive Regelleistung durch schnelles Absenken ihres Stromverbrauchs aus dem Netz bereitstellen.

²³¹ Für die Bereitstellung von Regelleistung müssen die GuD-Kraftwerke und die Elektrolyseanlagen zeitweise mit einem ungünstigeren Wirkungsgrad als in der stundenweisen Simulation betrieben werden. Die Auswirkungen auf die Jahresenergiebilanz sind jedoch unerheblich.

²³² Dies erfordert organisatorische Anpassungen bei der Vorhaltung von Regelleistung, z.B. bei den Ausschreibungsfristen.

Tabelle 7-5: Energetisch effiziente Bereitstellung von Regelleistung im Szenario „Regionenverbund“

Regelleistungsart	Situation		
	Angebotsreich	Übergang	Angebotsarm
Primär positiv	H ₂	PSW, (SÜ)	GuD
Primär negativ	H ₂ , PSW	PSW, H ₂	GuD
Sekundär positiv	H ₂	PSW, (SÜ)	GuD
Sekundär negativ	H ₂ , PSW	PSW, H ₂	GuD
Tertiär positiv	ReLa, H ₂	ReLa, GuD, GT	ReLa, GuD, GT
Tertiär negativ	ReLa, H ₂	ReLa, H ₂	ReLa, GuD

H₂ = Elektrolyse; PSW = Pumpspeicherwerke; ReLa = Regelbare Lasten; GT = Gasturbinen; SÜ = Systematische Überspeisung (falls Primär- und Sekundärregelleistungsbedarf gegenüber heute erheblich steigt)

Technische Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelleistung

Pumpspeicherwerke können negative und positive Regelleistung aller drei Arten bereitstellen.

- Bei Primärregelleistung erfordert dies jedoch, dass sich die Anlagen im Netzbetrieb befinden²³³.
- In unserem Szenario ist die für Regelleistung reservierte Leistung der Pumpspeicherwerke jedoch auf 4.000 MW (jeweils für Pumpen- und Turbinenbetrieb) begrenzt. Die verbleibenden Kapazitäten werden für den planmäßigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch eingesetzt.
- In unserem Szenario sollten Pumpspeicherwerke nur nachrangig zur Bereitstellung von Tertiärregelleistung eingesetzt werden, da diese Option wichtiger für die Primär- und Sekundärregelleistung ist.

Elektrolyseanlagen können sowohl negative als auch positive Regelleistung aller drei Arten bereitstellen.

²³³ Um diese Anforderung zu erfüllen, könnte jeweils ein Teil der PSW abwechselnd – je nach Speicherfüllstand für mehrere Stunden – im Pump- und Turbinenmodus gefahren werden. Zur Minimierung der Verluste sollte ein Teil der Anlagenleistung im Pumpmodus zur Bereitstellung positiver Regelleistung und der andere Teil im Turbinenmodus zur Bereitstellung von negativer Regelleistung – jeweils bei minimaler Teillast – betrieben werden.

- Negative Regelleistung aller Arten kann jederzeit in Höhe der Differenz aus maximaler und eingeplanter Anlagenleistung bereitgestellt werden. Eine Voraussetzung für die Bereitstellung von negativer Primär- und Sekundärregelleistung ist, dass die Elektrolyseanlagen hierfür bereits mit Teillast betrieben werden, da es zu lange dauert, die Elektrolyse anzufahren. Wir unterstellen daher eine Kombination aus Elektrolyse und Dump Load^{234,235}, wodurch keine Anfahrzeiten berücksichtigt werden müssen.
- Positive Regelleistung aller Arten kann bereitgestellt werden (vergleichbar mit dem derzeitigen Einsatz großer industrieller Verbraucher als regelbare Lasten), wenn diese Anlagen planmäßig in Betrieb sind. Die Leistung der Elektrolyseanlagen kann im Sekundenbereich bis auf die Mindestteillast und in weniger als 15 Minuten bis auf Null reduziert werden. Daher können Elektrolyseanlagen positive Regelleistung in Höhe der eingeplanten Leistung, davon Primär- und Sekundärregelleistung in Höhe der Differenz aus eingeplanter Leistung und Mindestteillast, bereitstellen.
- Der Einsatz der Elektrolyse zur Bereitstellung von Regelleistung ist vor allem in angebotsreichen Situationen, in denen die Anlagen ohnehin betrieben werden, energetisch effizient.

Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke können grundsätzlich alle Regelleistungsarten bereitstellen.

- Für positive Primär- und Sekundärregelleistung müssen sich die Anlagen in Teillastbetrieb befinden. Ihr Einsatz für Primär- und Sekundärregelleistung ist vor allem in angebotsarmen Situationen sinnvoll, wenn sie ohnehin am Netz sind.

²³⁴ Negative Regelleistung aller Arten kann auch jederzeit durch Dump Loads (ungenutzte Lastwiderstände) oder durch Drosselung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden.

²³⁵ Der Vorteil der Dump Loads gegenüber der Elektrolyse besteht darin, dass die Anfahrzeiten im Sekundenbereich liegen und sie somit für die Bereitstellung von negativer Primär- und Sekundärregelleistung nicht bereits mit Teillast arbeiten müssen. Die Elektrolyse hat den Vorteil, dass der Strom energetisch genutzt werden kann. Die Energieverluste für den Einsatz der Dump Loads in dieser Kombination sind aufgrund ihrer verhältnismäßig kurzen Einsatzzeit nur sehr gering und daher vernachlässigbar.

- Gasturbinenkraftwerke sowie die Gasturbinen der GuD-Kraftwerke können durch Anfahren jederzeit positive Tertiärregelleistung bereitstellen, und zwar in Höhe der noch freien Kraftwerksleistung, die nicht zur planmäßigen Lastdeckung erforderlich ist.
- Der Einsatz von Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken zur Bereitstellung von Regelleistung ist vor allem dann energetisch effizient, wenn die Elektrolyseanlagen nicht in Betrieb sind, also in angebotsarmen Situationen oder in Übergangssituationen mit einer zu geringen Elektrolyseleistung.

Regelbare Lasten (große industrielle Verbraucher) eignen sich zur Bereitstellung positiver Tertiärregelleistung (siehe Kapitel 4.2).

Aus technischer Sicht können in jeder Situation und zu jeder Zeit – unabhängig von der Einspeisehöhe der erneuerbaren Energien und der Lasthöhe – ausreichend negative Regelleistung aller Arten (allein mit der Elektrolyse) sowie positive Tertiärregelleistung (allein mit den Gasturbinen) bereitgestellt werden.

Bleibt der Bedarf an **positiver Primär- und Sekundärregelleistung** annähernd auf dem heutigen Niveau, reichen schon die Pumpspeicherwerke aus, diesen jederzeit zu decken. Andernfalls stehen verschiedene weitere Optionen zur Verfügung:

- In den meisten Situationen können die ohnehin betriebenen GuD-Kraftwerke oder Elektrolyseanlagen einen möglichen zusätzlichen Bedarf an positiver Primär- und Sekundärregelleistung decken.
- Die Option der „**systematischen Überspeisung**“ kann zudem in allen Situationen genutzt werden: Der Bedarf an positiver Regelleistung kann durch systematisches Überspeisen verringert werden. Möglich ist dies beispielsweise durch das Einplanen von höheren GuD-Leistungen bzw. niedrigeren Elektrolyseleistungen, als nach der Wind-, Photovoltaik- und Last-Prognose benötigt würde. Dies führt systematisch zu mehr verfügbarer Leistung am Netz und senkt den positiven Regelleistungsbedarf entsprechend der Höhe der eingeplanten systematischen Überspeisung. Dafür steigt entsprechend der negative Regelleistungsbedarf, der jedoch durch die Kombination von Elektrolyse und Dump Load jederzeit gedeckt werden kann.

Aus technischer Sicht kann also jederzeit ausreichend positive und negative Regelleistung bereitgestellt werden.

Prüfung der verfügbaren Gesamtkapazitäten

Da die Kapazitäten zur Bereitstellung von positiver Regelleistung nicht für die fahrplanmäßige Lastdeckung zur Verfügung stehen, haben wir geprüft, ob auch insgesamt jederzeit ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. Hier sind grundsätzlich zwei verschiedene Situationen zu unterscheiden:

Situation 1 – niedrige Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik:

- Der zusätzliche Regelleistungsbedarf für Windenergie und Photovoltaik ist vernachlässigbar. Der gesamte positive Regelleistungsbedarf beträgt für diese Situation bei konservativer Abschätzung 7,5 GW (entsprechend der derzeit vorgehaltenen Regelleistung).
- Bei der planmäßigen Lastdeckung in der stundenweisen Simulation wurde in dieser Situation ein Teil der Kraftwerkskapazitäten und Lastmanagementpotentiale nicht ausgeschöpft: 4,0 GW installierte Leistung von Pumpspeicherwerken, mehr als 2,0 GW installierte Leistung von Biogas-Gasturbinen und 1,5 GW regelbare Lasten. Diese Kapazitäten mit insgesamt 7,5 GW stehen auch in extremen Lastsituationen (maximale residuale Gesamtlast, z.B. an sehr kalten Tagen mit niedriger Windeinspeisung) zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung und können den Bedarf decken.

Situation 2 – hohe Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik:

- Der zusätzliche Regelleistungsbedarf von Windenergie und Photovoltaik ist erheblich.
- Durch die hohen Leistung von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen, die zur Lastdeckung eingesetzt werden, stehen ausreichend Reservekraftwerke für die Bereitstellung der zusätzlichen Regelleistung zur Verfügung (siehe Abschnitt 7.4.1.2)

Fazit: Es stehen jederzeit ausreichend Kraftwerkskapazitäten sowohl zur planmäßigen Lastdeckung als auch zur Bereitstellung von Regelleistung zur Verfügung.

7.4.2 Gesicherte Leistung

In diesem Abschnitt legen wir für das Szenario „Regionenverbund“ in der Variante mit einem eE-Wasserstoff-Speichersystem²³⁶ dar, dass auch nach dem Konzept der gesicherten Leistung unter der Prämisse der nationalen Versorgungssicherheit jederzeit ausreichend inländische Kraftwerksleistung zur Lastdeckung zur Verfügung gestellt werden können.

Bei der stundenweisen Simulation wurde die Last in angebotsarmen Situationen auch mit einem geringen Anteil von Importen (von bis zu 7 GW) gedeckt. Daher ist der Bedarf an Reservekraftwerken entsprechend höher, wenn die Versorgungssicherheit ausschließlich mit nationalen Kraftwerkskapazitäten gewährleistet werden soll. Der Ansatz der nationalen Lastdeckung widerspricht jedoch der heutigen und auch der zukünftigen Praxis des europäischen Strommarktes und führt somit systematisch zu einem zu hohen Bedarf an Erzeugungskapazität.

7.4.2.1 Versorgungssicherheit und gesicherte Leistung

Das Konzept der gesicherten Leistung ist theoretischer Natur. In der Praxis findet am Markt ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage statt. Somit gibt es in der Realität keine fixe Last, die von einem Kraftwerkspark jederzeit gedeckt werden können muss²³⁷. Dennoch sind die Nachfrageelastizitäten nur sehr schwer zu bestimmen. Daher verwendet man ersatzweise das Konzept der gesicherten Leistung, um den Kraftwerks- oder Reserveleistungsbedarf zu ermitteln. Mittels rekursiver Faltung (einer Wahrscheinlichkeitsbetrachtung von Kraftwerksausfällen)²³⁸ wird die Leistung des Kraftwerksparks ermittelt, die – unter Berücksichtigung von möglichen Kraftwerksausfällen – als gesicherte Leistung mit einer vorgegebenen Wahr-

²³⁶ Für eE-Methan ergeben sich ähnliche Ergebnisse. Es resultieren geringfügig Importleistungen und daher eine entsprechend höhere erforderliche Backup-Kraftwerksleistung.

²³⁷ Siehe auch UBA 2009b

²³⁸ Mit der Methode der rekursiven Faltung kann aus den installierten Leistungen der Kraftwerke und ihren jeweiligen Verfügbarkeiten bzw. Ausfallwahrscheinlichkeiten die sogenannte gesicherte Leistung des Gesamtsystems ermittelt werden, die mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit jederzeit zur Verfügung steht. Für eine detaillierte Erklärung vgl. dena-Netzstudie I (DENA 2005).

scheinlichkeit jederzeit zur Verfügung steht. Diese Wahrscheinlichkeit ist das Niveau der Versorgungssicherheit. Üblicherweise wird hier ein Wert von 99% angesetzt, um die heutige Qualität der Versorgungssicherheit abzubilden.

Nach dem Konzept der gesicherten Leistung muss die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks größer sein als die Summe aus der Höchstlast und die in dieser Situation vorzuhaltenden Regelleistung. Selbst wenn jedoch die gesicherte Leistung des Kraftwerksparks niedriger als die Höchstlast und die in dieser Situation vorzuhaltenden Regelleistung ist, drohen keine Stromausfälle. In diesem Fall bestehen sogenannte Kapazitätsknappheiten, die in funktionierenden Strommärkten möglicherweise zu Preisspitzen führen, denn in funktionierenden Strommärkten findet stets ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage auf Basis von Preissignalen statt²³⁹

7.4.2.2 Jahreshöchstlast

Die in der stundenscharfen Simulation auftretende Last liegt zwischen 25 GW und 125 GW. Es wäre jedoch eine zu strenge Anforderung an das System, hier die Höchstlast anzusetzen, die bei der Simulation der vier Jahre – mit dem Ziel der optimalen Anpassung der Last mittels Lastmanagement an die fluktuierende Einspeisung – ermittelt wurde. Hierbei verursacht das Lastmanagement für E-Mobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung – z.B. bei hoher Windeinspeisung – entsprechende Lastspitzen, die jedoch nachfrageseitig nicht notwendig sind, sondern nur durch die Anpassung an die volatile Erzeugung entstanden sind.

Aus diesem Grund wurde eine zweite Lastoptimierung über die gesamten vier Jahre simuliert, wobei das Lastmanagement für E-Mobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung diesmal für eine Minimierung der Lastspitzen bei gleichem Stromverbrauch sorgt. Alle weiteren Nachfrageelastizitäten werden jedoch vernachlässigt. Die so berechnete Höchstlast tritt im Winter auf und beträgt **81,5 GW**. Sie ist die Last, die der Kraftwerkspark decken können muss. Die Sommerhöchstlast liegt trotz des erheblichen Leistungsbedarfs für die Klimatisierung um ca. 14 GW niedriger²⁴⁰.

²³⁹ UBA 2009b, UBA 2009d

²⁴⁰ Zugleich kann der Strombedarf für die Klimatisierung nahezu vollständig durch die Photovoltaik (...)

Auch dies ist jedoch noch eine zu strenge Anforderung, da die berücksichtigten Lastmanagementpotentiale für einen theoretischen Extremzustand optimiert eingesetzt werden, der die Nutzung jeglicher Überschüsse aus erneuerbaren Energie und die damit verbundenen zusätzlichen Ausweichpotentiale für das Lastmanagement vernachlässigt. Dieser suboptimale Einsatz der Lastmanagementpotentiale führt systematisch zu einem zu hohen Bedarf an gesicherter Leistung. Im Sinne einer konservativen Betrachtung benutzen wir jedoch diese Höchstlast als Vergleichswert.

7.4.2.3 Bedarf an Regelleistung in der Höchstlast-Situation

Regelleistung

Die Kraftwerkskapazitäten, die zur Bereitstellung von positiver Regelleistung erforderlich sind, stehen nicht für die planmäßige Lastdeckung zur Verfügung²⁴¹. Der Gesamtbedarf an gesicherter Leistung in der Höchstlastsituation ergibt sich daher aus der Summe von Höchstlast und dem Bedarf an Regelleistung für diese theoretische Situation. Dieser entspricht (bei konservativer Näherung) dem heutigen Gesamtbedarf an positiver Regelleistung in Höhe von 7,5 GW. Dies resultiert aus folgenden Zusammenhängen, die hier exemplarisch für die Windenergie dargestellt werden, jedoch analog auch für die Photovoltaik gelten:

Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit mit dem Konzept der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks (insbesondere bei rein nationaler Betrachtung) ergibt sich für die Windenergie nur ein Zugewinn an gesicherter Leistung in Höhe von wenigen Prozenten der installierten Leistung.

Bei einer prognostizierten Windleistung in Höhe dieser als gesichert angenommenen

gedeckt werden, wenn Kältespeicher (Gebäudemasse und zusätzliche Speicher) mit Kapazitäten von 3-4 Stunden bei der Klimatisierung vorhanden sind. Die verbleibende Last der Klimatisierung, die nicht durch Photovoltaik gedeckt werden kann, verursacht nur unwesentlich höhere Lastspitzen als ein System ohne Klimatisierung.

²⁴¹ Die Stundenreserve wird für Kraftwerksausfälle eingesetzt. Da diese bei der Ermittlung der gesicherten Leistung über die dort eingehenden Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken bereits eingeflossen, muss die Stundenreserve für den Bedarf an gesicherter Leistung nicht zusätzlich berücksichtigt werden.

Windleistung ist der Einfluss der Windenergie auf den positiven Regelleistungsbedarf sehr gering und praktisch vernachlässigbar (siehe Abschnitt 7.4.1.2). Da bereits mit der heute vorgehaltenen Regelleistung deutlich höhere Windleistungen „abgesichert“ werden können, ist der windbedingte Bedarf an positiver Regelleistung – für die hier betrachtete theoretische Höchstlastsituation – bereits im heutigen Gesamtbedarf an positiver Regelleistung enthalten.

In anderen Situationen mit höherer prognostizierter Windleistung kann durchaus mehr Regelleistung benötigt werden als in der hier betrachteten Höchstlastsituation. In diesen Situationen trägt die Windenergie jedoch auch deutlich stärker zur Lastdeckung bei als in der theoretischen Höchstlastsituation. Zugleich ist der zusätzliche windbedingte Bedarf an positiver Regelleistung deutlich niedriger als die – zur Lastdeckung nutzbare – zusätzliche prognostizierte Windleistung (siehe Abschnitt 7.4.1.2).

Das bedeutet, dass wir in unserer Jahreshöchstlastbetrachtung – sowohl in Bezug auf die Höhe der Last als auch in Bezug auf die zur Lastdeckung frei verfügbare Kraftwerksleistung – den ungünstigsten Fall prüfen.

7.4.2.4 Bedarf an gesicherter Leistung

Die Winterhöchstlast von 81,5 GW und die in der theoretischen Höchstlastsituation vorzuhaltende Regelleistung von insgesamt 7,5 GW ergeben zusammen den Bedarf an gesicherter Leistung in Höhe von 89 GW für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. In allen anderen Situationen ist der Bedarf an gesicherter Leistung niedriger.

Zugleich können mindestens 1,5 GW des Regelleistungsbedarfs mit regelbaren Lasten gedeckt werden. Sie können wie thermische Kraftwerke positive Regelleistung, insbesondere Minutenreserveleistung, bereitstellen und deren erforderliche Kapazität auf diese Weise ersetzen.

Somit muss der Kraftwerkspark zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast eine gesicherte Leistung von **87,5 GW** bereitstellen können, um das Kriterium der nationalen Versorgungssicherheit – mit dem eingangs vorgestellten Konzept der gesicherten Leistung – erfüllen zu können.

7.4.2.5 Gesicherte Leistung des Kraftwerksparks

Vorgehensweise und Annahmen

Die gesicherte Leistung wird für den größeren Teil des Kraftwerksparks – GuD-Kraftwerke auf Wasserstoffbasis, Biogas-Gasturbinen und Windenergie – mittels rekursiver Faltung²⁴² für die Gesamtheit dieser Kraftwerke ermittelt (siehe Tabelle 7-6). Dabei wird ein Niveau der Versorgungssicherheit von 99% vorgegeben. Die Betrachtung der Residuallast zeigt, dass Revisionen der GuD- und Gasturbinen-Anlagen außerhalb der Wintermonate stattfinden können, wie es auch heute üblich ist, sodass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast die planmäßige verfügbare Leistung dieser Anlagen ihrer installierten Leistung entspricht. In die rekursive Faltung gehen die unvorhergesehenen Kraftwerksausfälle²⁴³ ein. Sowohl für GuD- als auch für Gasturbinenkraftwerke setzen wir hierfür einen Wert von 4%²⁴⁴ an.

Zusätzlich wird der Beitrag von Geothermie-, Laufwasser- und Pumpspeicherwerken mit einem Faktor für den Zugewinn an gesicherter Leistung berücksichtigt (siehe Tabelle 7-7)²⁴⁵. Die Photovoltaik liefert – im Sinne einer konservativen Betrachtung – in diesem Szenario keinen Beitrag zur gesicherten Leistung. Die Annahme resultiert daraus, dass die Winterhöchstlast sehr wahrscheinlich am Abend auftritt, wenn keine Photovoltaik-Einspeisung vorhanden ist.

Anschließend wird die installierte Leistung der erforderlichen Backup-Kraftwerke²⁴⁶ iterativ ermittelt²⁴⁷.

²⁴² Mit der Methode der rekursiven Faltung kann aus den installierten Leistungen der Kraftwerke und ihren jeweiligen Verfügbarkeiten bzw. Ausfallwahrscheinlichkeiten die sogenannte gesicherte Leistung des Gesamtsystems ermittelt werden, die mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit jederzeit zur Verfügung steht. Für eine detaillierte Erklärung vgl. dena-Netzstudie I (DENA 2005).

²⁴³ Sogenannte ungeplante, nichtdisponible Nicht-Verfügbarkeiten.

²⁴⁴ Die Zahl wurde in Anlehnung an Statistiken des VGB zu Kraftwerksverfügbarkeiten bestimmt.

²⁴⁵ DENA 2008b

²⁴⁶ Als Backup-Kraftwerke bezeichnen wir in diesem Szenario Reservekraftwerke, die erforderlich sind, um in Deutschland jederzeit ausreichend gesicherte Leistung vorzuhalten.

²⁴⁷ Dazu wird die installierte Leistung der Backup-Kraftwerke soweit erhöht, dass die gesicherte Leistung von Wasserstoff-GuD-Kraftwerken, Biogas-Gasturbinenkraftwerken, Windenergieanlagen (...)

Ergebnisse

Für den Kraftwerkspark, der nach der stundenweisen Modellierung (mit der Wetter- und Lastcharakteristik der Beispieljahre 2006 bis 2009) zur Lastdeckung und zur Bereitstellung von Regelleistung ausreichend ist, ergibt sich insgesamt eine verfügbare gesicherte Leistung von 73,5 GW. Davon resultieren 57,9 GW aus dem Teilkraftwerkspark aus GuD-Kraftwerken auf Wasserstoffbasis, Biogas-Gasturbinen, Windenergieanlagen sowie weitere 15,6 GW aus Geothermiekraftwerken und Wasserkraftwerken.

Um den Bedarf an gesicherter Leistung von 87,5 GW nach dem theoretischen Konzept zur gesicherten Leistung zu decken, sind also weitere 14 GW an gesicherter Leistung bzw. zusätzliche Backup-Gasturbinenkraftwerke mit einer installierten Leistung von 14,7 GW erforderlich.

Mit diesem Kraftwerkspark ist es möglich, die Last jederzeit auf einem Niveau der Versorgungssicherheit von 99% mit nationalen Kapazitäten zu decken.

und Backup-Kraftwerken bei gemeinsamer rekursiver Faltung 71,9 GW entspricht.

Tabelle 7-6: Gesicherte Leistung von GuD-, Gasturbinen- und Windenergieanlagen mit rekursiver Faltung

	Installierte Leistung (GW)	Gesicherte Leistung aus rekursiver Faltung (GW) ²⁴⁸	
GuD Wasserstoff	34,4	} 57,9	} 71,9
Biomasse-Gasturbinen	23,3		
Wind onshore	60,0		
Wind offshore	45,0		
Backup-Gasturbinen ²⁴⁹	14,7	14,0	

Tabelle 7-7: Gesicherte Leistung von Geothermiekraftwerken, Pumpspeicherwerken, Wasserkraftwerken und Photovoltaik mit Faktoren für den Zugewinn an gesicherter Leistung

	Installierte Leistung (GW)	Zugewinn an gesicherter Leistung (%)	Zugewinn an gesicherter Leistung (GW)
Geothermie	6,4	90	5,8
Pumpspeicherwerke	8,6	90	7,7
Laufwasser	5,2	40	2,1
Photovoltaik	120	0	0
Summe	140,2		15,6

²⁴⁸ Der in der stundenweisen Simulation ermittelte Bedarf an eE-Wasserstoff-, GuD- und Biogas-Gasturbinenkraftwerken entspricht dem Bedarf gesicherter Leistung dieser Anlagen. Die erforderliche installierte Leistung ergibt sich daher iterativ aus der rekursiven Faltung.

²⁴⁹ Die Angabe von 14,0 GW gesicherter Leistung für die Backup-Gasturbinenkraftwerke bezieht sich hier auf die zusätzliche gesicherte Leistung durch gemeinsame Faltung aller in die Berechnung eingehenden Erzeuger (Wasserstoff-GuD, Biomasse-Gasturbinen, Windenergie und der Backup-Kraftwerke). Bei Einzelbetrachtung von 14,7 GW installierter Leistung der Backup-Gasturbinenkraftwerke beträgt deren gesicherte Leistung 13,5 GW.

Tabelle 7-8: **Gesicherte Leistung für den gesamten Kraftwerkspark**

Gesicherte Leistung von	in GW
GuD + GT + Wind	71,9
Geo, PSW, LW, PV	15,6
Summe	87,5

GT = Gasturbinen; Geo= Geothermie; LW= Laufwasser;
PV = Photovoltaik; PSW = Pumpspeicherwerke

7.4.2.6 Einordnung der Ergebnisse

Nach dem Konzept der gesicherten Leistung sind zusätzlich Backup-Kraftwerke mit 14 GW gesicherter Leistung erforderlich, die jedoch in der stundenweisen Simulation während der betrachteten vier Jahre nie eingesetzt werden.

Ursachen für den Bedarf an Backup-Kapazitäten

Dieser zusätzliche Bedarf an Backup-Kraftwerken in Höhe von 14,7 GW hat systematische Ursachen. Er resultiert aus den unterschiedlichen Prämissen und Ansätzen der beiden Betrachtungsweisen „stundenweise Simulation“ und „gesicherte Leistung“.

- **Prämisse der nationalen Versorgungssicherheit:** In der stundenweisen Simulation wurden in kleinem Umfang (bis zu ca. 7 GW) auch Importe zugelassen. Für die Berechnung der gesicherten Leistung haben wir unterstellt, dass die Versorgungssicherheit jederzeit durch nationale Kapazitäten gewährleistet werden soll. Daher wurden die Importe dabei nicht als gesicherte Leistung berücksichtigt. Bei der rein nationalen Betrachtung müssen die – in der Simulation als jederzeit verfügbar angenommenen – Importe durch inländische gesicherte Leistung in Höhe von 7 GW (bzw. 7,5 GW installierte Leistung von Backup-Kraftwerken) gegen mögliche Ausfälle abgesichert werden.

Zur Erklärung der verbleibenden Differenz von 7 GW gesicherter Leistung sind drei weitere systematische Gründe zu nennen:

- **Höhere Anforderungen:** Wie eingangs dargestellt, ist das Konzept der gesicherten Leistung ein strengerer Nachweis für die Versorgungssicherheit als das Überprüfen der stündlichen Lastdeckung für einen vorgegebenen Zeitraum, da für diesen auch eine „glückliche“ Kombination aus historischen Last- und Wettersitu-

ationen vorliegen kann. Durch die Betrachtung von vier Jahren anstelle eines einzigen Jahres wurde dieser Einfluss zwar bereits reduziert. Dennoch ist zu erwarten, dass das Konzept der gesicherten Leistung systematisch einen etwas höheren Bedarf an installierter Leistung ergibt als eine stundenweise Simulation.

- **Unterbewertung des Lastmanagements:** Im Konzept der gesicherten Leistung wird eine zu deckende Jahreshöchstlast vorgegeben. Für die Ermittlung dieser Jahreshöchstlast werden die Lastmanagementpotentiale suboptimal eingesetzt – also nicht zur optimalen Ausnutzung der erneuerbaren Energien, sondern zur Minimierung der Gesamtlast (siehe Abschnitt 7.4.2.2 Jahreshöchstlast). Dies führt zu einem systematisch überhöhten Bedarf an gesicherter Leistung.
- **Unterbewertung der erneuerbaren Energien:** Auch eine mögliche systematische Korrelation zwischen Erzeugung und Verbrauch (z.B. Windenergie und Photovoltaik mit Wärmebedarf), die in der stundenweisen Simulation tendenziell zu einem niedrigeren Bedarf an Erzeugungsleistung aus Reservekapazitäten führt, kann mit dem Konzept der gesicherten Leistung nicht berücksichtigt werden. Dies führt zu einer systematischen Unterbewertung der erneuerbaren Energien.

Vermeidung des Bedarfs an Backup-Kapazitäten

Die ermittelten Backup-Kapazitäten wären – selbst nach dem Konzept der gesicherten Leistung – allerdings nicht erforderlich, wenn die Anforderung der nationalen Versorgungssicherheit aufgehoben und Deutschland als Teil eines europäischen Strommarktes mit einem gut ausgebauten europäischen Stromnetz betrachtet würde²⁵⁰:

- Erstens könnten die im Szenario „Regionenverbund“ angenommenen Importe in Höhe von 7 GW aus grundlastfähigen erneuerbaren Energien (zum Beispiel aus skandinavischen oder alpinen Speicherwasserkraftwerken oder solarthermischen Kraftwerken) stammen und dann auch als gesicherte Leistung betrachtet werden.
- Zweitens können bei europaweiter Betrachtung sowohl die deutschen Windenergieanlagen (als Teil aller europaweit verteilten Windenergieanlagen) als auch die

²⁵⁰ Deutschland ist bereits Teil des europäischen Strommarktes mit erheblichen Importen und Exporten.

deutschen Reservekraftwerke einen höheren Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen, als bei Betrachtung der einzelnen nationalen Stromerzeugungssysteme. Ohne also zusätzliche Anlagen bauen zu müssen, steigt die Versorgungssicherheit mit dem großräumigen europäischen Ausgleich von Windleistungsschwankungen²⁵¹ und der gegenseitigen Unterstützung bei Kraftwerksausfällen. Dadurch entfällt auch der restliche Bedarf an Backup-Kapazitäten mit einer gesicherten Leistung von 7 GW.

Eine weitere Alternative zur Verringerung des Bedarfs an gesicherter Leistung ist die verstärkte Nutzung der Lastmanagementpotentiale.

Sowohl die Potentiale des europäischen Stromverbundes als auch weitere Lastmanagementpotentiale werden in zukünftigen Untersuchungen anhand der Szenarien „International-Großtechnik“ und „Lokal-Autark“ weitergehend analysiert.

7.4.3 Fazit

Insgesamt zeigen wir, dass im Szenario „Regionenverbund“ jederzeit die Last mit dem heutigen Niveau der Versorgungssicherheit gedeckt, die Leistungsgradienten der erneuerbaren Energien und des Verbrauchs ausgeglichen und zugleich ausreichend Regelleistung bereitgestellt werden kann²⁵².

²⁵¹ TradeWind 2009

²⁵² In dieser Studie haben wir das Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch sowie den Bedarf an Speichersystemen und Lastmanagement untersucht. Welche netztechnischen Lösungen für die Realisierung sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien erforderlich sind, sollte in weiteren Untersuchungen geprüft werden.

7.5 Ergebnisbewertung und Schlussfolgerungen

Eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung im Jahr 2050 ist technisch und auf ökologisch verträgliche Weise möglich.

- Wir zeigen, dass die vollständig erneuerbare Stromversorgung in einem Deutschland machbar ist, das auch im Jahr 2050 ein hoch entwickeltes Industrieland mit heutigem Lebensstil, Konsum- und Verhaltensmustern ist.
- Dies lässt sich mit der besten bereits heute am Markt verfügbaren Technik sowohl erzeugungs- als auch lastseitig erreichen. Zukünftige technische Entwicklungen und mögliche Effizienzsteigerungen bei Erzeugung und Verbrauch sind hier noch ungenutzte Reserven. Die Ergebnisse gelten unter der Voraussetzung, dass das Stromnetz wie erforderlich ausgebaut wird und die Netzstabilität durch geeignete Maßnahmen²⁵³ gewährleistet werden kann.
- Unsere Modellierung beruht auf der stundenscharfen Wetter- und Lastcharakteristik von vier Beispieljahren (2006 bis 2009). Durch das Zusammenspiel von Erzeugungs- und Lastmanagement konnte die Last jederzeit gedeckt werden – auch bei extremen Wettersituationen, die in diesen vier Jahren auftraten. Dazu zählten z.B. eine Hitzeperiode im Juli 2006, eine ein- bis zweiwöchige Windflaute im Dezember 2006 und Dezember 2007, der Orkan Kyrill im Januar 2007 und der kalte Winter 2008/2009.

Die Ergebnisse zeigen:

- So, wie die Potentiale der erneuerbaren Energien in unserem Szenario ausgeschöpft werden, können sie auch den erheblichen zusätzlichen Stromverbrauch für einen starken Ausbau der Elektromobilität, die komplette Bereitstellung von Heizungs- und Warmwasserbedarf mit Wärmepumpen und die Klimatisierung decken. Voraussetzung dafür ist, dass zugleich die vorhandenen Einsparpotentiale beim Stromverbrauch sowie bei der Gebäudedämmung weitgehend erschlossen werden.
- Den größten Anteil an der Stromerzeugung übernehmen Windenergie und

²⁵³ z.B. Lastflusssteuerung und dezentrale Blindleistungsbereitstellung

Photovoltaik. Dabei sind die Windenergie an Land und die Photovoltaik in unserem Szenario relativ gleichmäßig über Deutschland verteilt. Überschüssiger Wind- und Photovoltaikstrom wird als eE-Wasserstoff oder eE-Methan gespeichert und in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken rückverstromt.

- Wegen bestehender Nutzungskonkurrenzen bei der Biomasse berücksichtigen wir in unserer Modellierung lediglich Abfallbiomasse und auch davon nur einen kleinen Anteil zur Stromerzeugung. Der Großteil der verfügbaren Abfallbiomasse steht als Kraftstoff für den Verkehr oder für die stoffliche Nutzung in der Industrie zur Verfügung.
- Mit den zusätzlichen Stromanwendungen (Elektromobilität und Wärmepumpen) substituiert der erneuerbare Strom direkt fossile Kraft- und Brennstoffe und verhindert damit Treibhausgasemissionen.
- Es ist darüber hinaus möglich, einen weiteren Anteil des zukünftigen fossilen Brennstoffbedarfs (für industrielle Prozesswärme, stoffliche Nutzung und Verkehr) mit erneuerbarem Strom zu substituieren. Möglich ist dies zum Teil direkt mit Strom (z.B. bei industrieller Prozesswärme) oder indirekt über eE-Methan oder eE-Wasserstoff. Dies setzt die Erschließung weiterer, in unserem Szenario nicht berücksichtigter, Stromerzeugungspotentiale der erneuerbaren Energien voraus.
- Das Szenario ist nur ein Beispiel, das die technische Machbarkeit demonstrieren soll – in der Realität wird Deutschland voraussichtlich deutlich stärker in den europäischen Strommarkt integriert sein. Damit kann Deutschland auch europäische Potentiale intensiver nutzen, als es hier modelliert worden ist.

Eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung kann aus technischer Sicht die Versorgungssicherheit jederzeit auf dem heutigen hohen Niveau gewährleisten.

- Es kann deutschlandweit jederzeit ausreichend gesicherte Leistung und Regelleistung bereitgestellt werden, um die Versorgungssicherheit auf dem heutigen Niveau zu gewährleisten. Die geringfügigen Importe von erneuerbarem Strom sind für die Versorgungssicherheit nicht notwendig, da nationale Reservekraftwerke die Last jederzeit decken können. Dies gilt zum Beispiel bei lang anhaltenden kontinentalen Hochdruckwetterlagen mit niedriger Windstromerzeugung. In unserem Szenario werden die Importe nur angenommen, um den Bedarf an

Langzeitspeicherung von überschüssigem Strom zu verringern, der aus einer weiteren Potentialausnutzung der erneuerbaren Energien resultieren würde.

- Wir zeigen, dass die Fluktuationen der erneuerbaren Energien und der Last jederzeit sicher ausgeglichen werden können. Neben der stundenweisen Simulation haben wir die Last- und Erzeugungsgradienten, die Flexibilität der Reservekraftwerke und der Elektrolyse sowie Regelleistungsbedarf und -bereitstellung analysiert. Bei einem hohen Anteil an Wärmepumpen tritt – trotz elektrischer Klimatisierung im Sommer – die Jahreshöchstlast weiterhin im Winter auf. Sie bestimmt daher den Bedarf an Reservekapazitäten.
- Es steht jederzeit genügend Regel- und Reserveleistung bereit, um kurzzeitige und unplanbare Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch auszugleichen. Dies leisten Pumpspeicherwerke, GuD-Reservekraftwerke auf Basis von eE-Wasserstoff oder eE-Methan, mit Biogas betriebene Gasturbinen, Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstellung und regelbare Lasten in der Industrie.
- Die unterschiedlichen Erzeugungsarten der erneuerbaren Energien und die Speicher können sich gut ergänzen:

Windenergie und Photovoltaik ergänzen sich sehr gut in der monatsmittleren Stromerzeugung. So sind die Sommermonate bei hoher Sonneneinstrahlung tendenziell windärmer, aber für die photovoltaische Stromerzeugung sehr ertragreich. Die sonnenarmen Wintermonate sind dagegen deutlich windreicher.

Die Biogas-Gasturbinen gleichen anteilig die Einspeiseschwankungen der Windenergie und Photovoltaik aus. Sie dienen als Reservekraftwerke und speisen in angebotsarmen Situationen zusätzlichen Strom ein.

Saisonale Stromspeicher decken den restlichen Ausgleichsbedarf. Hierfür kommen Speichersysteme mit den Energieträgern Methan oder Wasserstoff aus erneuerbaren Energien in Frage.

Für eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung ist ein deutlicher Ausbau der Reservekapazitäten notwendig.

- Reservekapazitäten werden zur Bereitstellung von Regelleistung und in angebotsschwachen Situationen – z.B. für längere Schwachwind-Perioden – für die Lastdeckung benötigt. Ihr Bedarf kann durch eine Einbindung in den europäi-

schen Stromverbund gegenüber einer rein nationalen Gewährleistung der Versorgungssicherheit deutlich verringert werden (s.u.).

- Als Reservekraftwerke eignen sich besonders gut Gasturbinen- oder GuD-Kraftwerke, die mit aufbereitetem Biomethan, sowie mit Methan oder Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (aus den Langzeitspeichersystemen) betrieben werden können.
- Die Kraft-Wärme-Kopplung ist bei den Reservekraftwerken grundsätzlich möglich, jedoch nur dort sinnvoll, wo ein ausreichend hoher kontinuierlicher Wärmeverbrauch besteht.

Für eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung ist die Einführung von Lastmanagement eine notwendige Voraussetzung. Die Lastmanagementpotentiale müssen erschlossen werden.

- Lastmanagement wird benötigt, um die Nachfrage besser an die dargebotsabhängige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzupassen. Lastmanagement verringert den Bedarf an Speichern und Reservekraftwerken. Industrielle Großverbraucher können als regelbare Lasten zudem Regelleistung bereitstellen.
- Besonders geeignet für Lastmanagement sind Wärmepumpen, Elektromobilität und Klimatisierung sowie mittlere und große Verbraucher im Industriesektor.
- Bei Wärmepumpen und Klimaanlage sind für das Lastmanagement ausreichend dimensionierte Wärme- bzw. Kältespeicher erforderlich. Prinzipiell korrelieren der Bedarf für die Klimatisierung und die photovoltaische Stromeinspeisung gut miteinander, treten aber zeitlich leicht versetzt auf. Schon Speicherkapazitäten der Kältespeicher von 3-4 Stunden reichen aus, um den Einsatz von Reservekraftwerken für die Klimatisierung weitgehend zu vermeiden.
- Für die Erschließung der Lastmanagementpotentiale brauchen wir eine geeignete Infrastruktur (s.u.) und Preissignale, die aktuelle Knappheiten widerspiegeln. Dies funktioniert über zeitvariable und angebotsabhängige Tarife (z.B. ein Real-Time-Pricing: Strom wird kurzfristig also dann teuer, wenn er knapp ist) sodass bestimmte Verbraucher dann mit ihrer Nachfrage auf Zeiten mit billigerem Tarif ausweichen.

Der Aus- und Zubau von Stromspeichersystemen ist eine notwendige Voraussetzung für eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung im Jahr 2050.

- Für die Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung sowie für die Nutzung von Überschüssen sind zusätzliche Stromspeicher (Kurz- und Langzeitspeicher) erforderlich.
- Kurzzeitspeicher und Lastmanagement als virtueller Speicher können gut die Einspeiseschwankungen im Ein- und Mehrtagesbereich ausgleichen.
- Langzeitspeicher mit großen Speicherkapazitäten sind dagegen erforderlich, um Einspeiseschwankungen im Mehrtages-, Monats- oder Jahresbereich auszugleichen. Sie fangen größere Überschüsse von Strom aus Windenergie und Photovoltaik auf und können diese dann durch Rückverstromung bei längeren angebotsarmen Perioden wieder einspeisen.
- Langzeitspeicher sind heute nur in Form von chemischen Speichern großtechnisch realisierbar. Sie speichern entweder Methan oder Wasserstoff, welche aus überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien elektrolytisch²⁵⁴ erzeugt und in angebotsarmen Situationen wieder in Strom zurückverwandelt werden. Die Technik für die einzelnen Schritte ist bereits verfügbar – auch wenn das Speichersystem als Ganzes heute noch nicht großtechnisch eingesetzt wird.
- Vorteil der Langzeitspeichersysteme ist, dass die installierbaren Leistungen für die Elektrolyse und die Rückverstromung unabhängig von der gespeicherten Energiemenge sind.
- Wir konnten in der Simulation zeigen, dass die in Deutschland vorhandenen Speicherpotentiale sowohl für eE-Methan als auch für eE-Wasserstoff den ermittelten Speicherbedarf bei weitem übertreffen. Dies gilt auch für den mehrjährigen Ausgleich von Einspeiseschwankungen.

²⁵⁴ Bei der Elektrolyse entsteht Wasserstoff, in einem zweiten Verfahrensschritt kann Methan erzeugt werden (siehe Kapitel 4.1.2)

Es ist notwendig, auch die Infrastruktur für Lastmanagement und Stromtransport auszubauen.

- Soll Lastmanagement in erforderlichen Umfang eingesetzt werden, muss eine geeignete Infrastruktur geschaffen werden – das heißt Stromerzeugung, Speicher, Verbrauch und Netzbetrieb müssen vernetzt und kommunikativ gesteuert werden. Dazu ist die notwendige Mess-, Informations- und Kommunikations-Infrastruktur aufzubauen.
- Der Transport des vorwiegend in Norddeutschland erzeugten Windstroms in die südlicheren Verbrauchszentren erfordert einen Ausbau des Übertragungsnetzes²⁵⁵.
- Auch die Kapazität der Verteilungsnetze muss erhöht werden, wenn Elektromobilität und Photovoltaik in großem Maßstab eingeführt werden.
- Wir haben den Ausbaubedarf für das Stromnetz in dieser Studie nicht quantitativ untersucht. Daher bleibt zu prüfen, wie Speichersysteme, Lastmanagement, optimierte Anlagenauslegung und Standortwahl den Netzausbaubedarf verringern können.
- In unserer Simulation dient Lastmanagement dazu, Einspeiseschwankungen auszugleichen und nicht dazu, den Netzausbaubedarf zu minimieren. Der Einsatz des Lastmanagements und der Speicher für die Verringerung des Netzausbaubedarfs würde einen wesentlich größeren Bedarf an Reservekraftwerks- und Speicherkapazitäten verursachen.

Ein Ausbau des europäischen Stromverbundes bietet ein beträchtliches Optimierungspotential.

- Der europäische Stromverbund ermöglicht den großräumigen europaweiten Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik. Im Szenario „Regionenverbund“ ist er nicht berücksichtigt. Er würde gegenüber unserer Simulation die relativen Einspeisespitzen verringern und den Beitrag der Windenergie zur gesicherten Leistung erhöhen. Damit würden der Bedarf an

²⁵⁵ Die Vollendung des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität erfordert ohnehin einen Ausbau der nationalen Übertragungsnetze sowie der Grenzkuppelstellen.

Speicher- und Reservekraftwerksleistung und damit auch die Gesamtkosten der Stromerzeugung erheblich sinken.

- Auch die Nutzung alpiner und skandinavischer Speicherwasserkraftwerke würde den Bedarf an chemischen Langzeitspeichern und Reservekraftwerken im Vergleich zum Szenario „Regionenverbund“ verringern und damit zugleich den energiewirtschaftlichen Nutzen der fluktuierenden erneuerbaren Energien in Deutschland erhöhen.
- Darüber hinaus verringern Speicher und europäischer Ausgleich den Bedarf an installierter Leistung von Anlagen zur Verstromung erneuerbarer Energiequellen.

8 Handlungsempfehlungen

8.1 Einleitung

Das in dieser Studie modellierte Szenario „Regionenverbund“ stellt einen eigenen Archetypus dar. Er basiert darauf, dass Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, wobei in erster Linie die nationalen Potentiale erneuerbarer Energien ausgeschöpft werden. Nur in geringem Umfang wird Strom importiert. Die in Kapitel 6 vorgestellten Szenarien „International-Großtechnik“ und „Lokal-Autark“ sind weitere archetypische Szenarienbeschreibungen. Gemeinsam mit dem Szenario „Regionalverbund“ eröffnen sie einen Lösungsraum für eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung. Es ist davon auszugehen, dass keines dieser Szenarien in Reinform verwirklicht wird, sondern dass sich eine Stromversorgung durchsetzen wird, die sich aus verschiedenen Elementen dieser Szenarien zusammensetzt und die Vorteile der verschiedenen Reinformen kombiniert. Wie sich die Stromversorgung in den nächsten Jahrzehnten entwickeln wird, ist nicht zuletzt eine politische und gesellschaftliche Entscheidung.

Für alle Szenarien gilt: Notwendige Weichenstellungen müssen in den nächsten Jahren getroffen werden. Die Szenarien setzen gesellschaftliche Veränderungen voraus, die – einmal eingeleitet – später nicht oder nur zu hohen Kosten revidierbar sind. Dies kann unterschiedliche Gründe haben, z.B. eine hohe, lang anhaltende Kapitalbindung, die die vorgenommene Weichenstellung nach sich zieht, oder lange Vorlaufzeiten, beispielsweise bei der Planung.

Die erneuerbaren Energien eignen sich aufgrund ihrer geringen Energiedichte für eine flächenorientierte und damit dezentrale Nutzung. Daraus ergeben sich Chancen für kleine und mittlere Unternehmen. Vor allem Investoren vor Ort haben bislang den Ausbau der erneuerbaren Energien vorangetrieben. Wesentliche Akteure in diesem Zusammenhang sind Kommunen, Regionen, Energieversorgungsunternehmen, die mittelständisch geprägte Wirtschaft sowie einzelne Bürger und Bürgerinitiativen. Bereits über 70 Regionen – das entspricht fast acht Millionen Einwohnern – haben

beschlossen, ihr Energieversorgungssystem nachhaltig zu gestalten²⁵⁶. Sie haben begonnen, auf kommunaler oder regionaler Ebene Energieversorgungskonzepte zu erarbeiten²⁵⁷. Gefördert von der Nationalen Klimaschutzinitiative erstellen rund 400 Kommunen Klimaschutzkonzepte. Kommunale Klimaschutzkonzepte zielen in der Regel darauf ab, die kommunalen Energiesysteme emissionsärmer zu machen – durch eine Erhöhung der Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien. Zudem setzen sich weitere Kommunen das Ziel, bis zum Jahr 2050 emissionsneutral zu werden. Damit entwickeln sich Region und Kommune zu einem neuen Gestaltungsfaktor für das nationale Energiesystem, dem in Zukunft besondere Bedeutung zukommen wird.

Dieses Kapitel umreißt wichtige Handlungsempfehlungen, die mit erforderlichen Weichenstellungen verbunden sind. Außerdem skizzieren wir Leitlinien, die beim Ausbau der Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen einzuhalten sind.

8.2 Verbindliche Ziele für Emissionsminderungen und erneuerbare Energien

Verbindliche Minderungsziele für Treibhausgasemissionen bis 2050

Deutschland und die EU sollten schon heute langfristige und verbindliche Minderungsziele für Treibhausgasemissionen bis 2050 einführen. Für Industrieländer müssen die Minderungsziele zwischen 80% und 95% der Emissionen von 1990 liegen²⁵⁸. Bis 2020 sollte die EU sich bedingungslos zu einer Minderung um 30% gegenüber 1990 bekennen. Schließlich ist es im Zuge der Wirtschaftskrise leichter geworden, dieses Ziel zu erreichen. Denn die dafür notwendigen Kosten sind gesunken. Die Glaubwürdigkeit solch einer langfristigen Festlegung hängt von einem

²⁵⁶ Siehe auch DEENET 2009, IZT 2007

²⁵⁷ Neben einer Vision des zukünftigen Energieversorgungssystems, einer Darstellung der Ausgangssituation sowie der Potentiale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien muss ein solches Energieversorgungskonzept auch konkrete Schritte für die Umsetzung – wie Zielsetzungen, Zeitpläne und Einzelprojekte – beinhalten. Es soll gemeinsam mit den Akteuren vor Ort erarbeitet und politisch beschlossen werden. UBA 2009a, siehe auch Niederle 2008

²⁵⁸ IPCC 2007

transparenten Verfahren ab, welches die langfristigen klima- und energiepolitischen Ziele auf der EU- und Bundesebene konsistent mit den erforderlichen Minderungspfaden verbindet. Passend zu den Zielen muss die Politik auf beiden Ebenen ein wirksames und langfristig effizientes Bündel an Klimaschutzinstrumenten schaffen und kontinuierlich fortentwickeln.

Klare Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien

Für eine Ausrichtung des Stromversorgungssystems ausschließlich auf Basis der erneuerbaren Energien bedarf es eines eindeutigen und langfristigen politischen Willens. Dieser sollte sich einerseits in verbindlichen Zielsetzungen äußern, andererseits muss auch bei relevanten Entscheidungen, die z.B. die Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparks betreffen, die Priorität für den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich werden.

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien sollte verbindlich festgelegt werden. Dies könnte mit konkreten Zielsetzungen für 2050 und für Zehnjahresschritte (z.B. in Höhe von 35%, 60%, 85% und 100% für die Zieljahre 2020, 2030, 2040 und 2050) geschehen. Zumindest ist festzulegen, dass der Zuwachs beschleunigt werden muss und bis zum Jahr 2030 nahezu zwei Drittel der Vollversorgung erreicht werden müssen. Die letzten Prozentpunkte der Vollversorgung werden erwartungsgemäß schwieriger zu realisieren sein.

8.3 Effizientere und intelligentere Energienutzung

Zwei zentrale Voraussetzungen müssen erfüllt werden, um sowohl eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung als auch die Klimaschutzziele zu erreichen: Die Effizienz bei der Energieumwandlung muss sich erhöhen, der Energieverbrauch dagegen sinken. Dies gilt auch für die Stromerzeugung und für den Stromverbrauch. Trotz neuer Stromanwendungen wie Elektromobilität, Wasserstoffherzeugung und eines wachsenden Einsatzes von Wärmepumpen gegenüber heute kann und muss der Stromverbrauch deutlich gesenkt werden. Da der Wärmebedarf in Zukunft teilweise mit Strom gedeckt werden wird, sind auch in diesem Bereich bedarfsmindernde Maßnahmen notwendig wie zum Beispiel Gebäudedämmung und wirksamer Sonnenschutz. Zudem hilft eine intelligente Stromnutzung: Beispielsweise ermöglicht Lastmanagement, in angebotsarmen Situationen Lastspitzen zu minimieren und den Verbrauch auf angebotsreichere Situationen zu verla-

gern. Dadurch sind weniger Erzeugungskapazitäten notwendig. Für die Verringerung des Energieverbrauchs sind – neben den sektorübergreifenden Instrumenten wie dem Emissionshandel und der Energiebesteuerung – geeignete Instrumente vorhanden, die wir im Folgenden beschreiben.

Anforderungen der EU an Produkte verschärfen

Um den Stromverbrauch stromtriebener Geräte zu mindern, muss sich die Bundesregierung in der EU für eine regelmäßige Überprüfung und Anpassung der Anforderungen einsetzen, die über die Ökodesign-Richtlinie (RL 2009/125/EG) an diese Geräte gestellt werden. Damit dieses Instrument auch voll wirksam wird, ist eine leistungsstarke und zwischen den Bundesländern und den EU-Mitgliedstaaten koordinierte Marktaufsicht notwendig. Verstöße sollten unter Nennung der Anbieter in der Öffentlichkeit bekannt gemacht werden, damit die Verbraucher Druck auf die Anbieter ausüben. Dies gilt für Haushaltsgeräte genauso wie für elektrische Antriebe (Pumpen, Elektromotoren, Ventilatoren) in Industrie und Gewerbe.

Die Anforderungen der EU an Produkte zielen vor allem darauf, über Mindeststandards Produkte vom Markt zu nehmen, die zum Beispiel einen hohen Stromverbrauch haben. Demgegenüber will die EU mit der Energie-Pflichtkennzeichnung die Nachfrage nach stromsparenden Produkten fördern. Die Neufassung der Energieverbrauchskennzeichnungsrichtlinie (RL 2010/30/EU) hat den Anwendungsbereich über Haushaltsgeräte hinaus stark ausgedehnt (z.B. auch auf Dämmstoffe, Motoren oder Heizkessel). Vor allem für verbrauchernahe Produkte ist die Pflichtkennzeichnung daher mit hoher Priorität einzuführen. Sie muss verbraucherfreundlich, also selbsterklärend und klassifizierend sein.

Energieeffizienz soll ein entscheidendes Kriterium bei der Vergabe öffentlicher Aufträge von Bund, Ländern und Kommunen sein. Dabei sollen die Behörden u.a. von der in der Energieverbrauchskennzeichnungsrichtlinie explizit eröffneten Möglichkeit Gebrauch machen, nur Produkte zu beschaffen, die der jeweils höchsten Effizienzklasse für das Produkt angehören. Dies soll unter Berücksichtigung der Kostenwirksamkeit, wirtschaftlichen Durchführbarkeit, technischen Eignung sowie eines ausreichenden Wettbewerbs erfolgen.

Freiwillige Umweltkennzeichnungen mit Energieeffizienzbezug, wie z.B. der Blaue Engel (Schutzziel „Schütz das Klima“), kennzeichnen die jeweils marktbesten

Produkte. Besonders relevant und auszubauen sind freiwillige Umweltzeichen für die strombetriebenen Produkte, für welche bisher keine Pflichtkennzeichnung besteht.

Die Abstimmung dieser Instrumente aufeinander ist weiter zu optimieren. In ihrem Zusammenwirken sollen sie zu einem Effizienzwettkampf bzw. einem EU-Top-Runner Prinzip²⁵⁹ führen. Die EU muss sowohl die Mindestanforderungen als auch die Kennzeichnung regelmäßig an den Stand der Technik anpassen und festgestellte Nichteinhaltungen wirksam sanktionieren.

Entwicklung innovativer Produkte fördern

Durch die Erweiterung bestehender Förderinstrumente kann ein weiterer Anreiz zur Entwicklung energieeffizienter Produkte erreicht werden²⁶⁰. Eine ökologische Verbraucherpolitik kann die Markteintrittsbarrieren für energieeffiziente Produkte verringern und zu einer schnelleren Marktdurchdringung öko-/ energieeffizienter Produkte beitragen.

Betriebliches Energiemanagement einführen

Zentral für die Ausschöpfung von Effizienzpotentialen in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist die verbindliche Einführung eines Energiemanagements in Unternehmen. Der Gesetzgeber sollte in das Energiedienstleistungsgesetz eine Regelung zur verpflichtenden Einführung eines betrieblichen Energiemanagementsystems für mittlere und große Unternehmen aufnehmen.

Energieeinsparverordnung weiterentwickeln

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) kann entscheidend dazu beitragen, den Raumwärmebedarf zu senken. Für neue Gebäude muss bis 2015 der Passivhausstandard oder ein Gebäudestandard mit geringerem Energieverbrauch in der EnEV festgeschrieben werden. Neben einer drastischen Verschärfung der Anforderungen

²⁵⁹ Das Top-Runner-Prinzip verfolgt das Ziel, dass sich die effizienteste Technik auf dem Markt durchsetzt.

²⁶⁰ Dabei kann es sich um die Entwicklung alternativer Produkte mit neuer Technik, um Funktionsinnovationen unter Veränderung des bestehenden Produktkonzeptes, um den Ersatz von Produkten durch Dienstleistung oder um die Nutzungsdauer und –verlängerung von Produkten handeln.

ist für den Gebäudebestand die Einführung von Nachrüstverpflichtungen beim Wärmeschutz erforderlich. Zur Verbesserung des Vollzuges der EnEV sollte der Bund anspruchsvolle bundesrechtliche Eckpunkte für den Vollzug vorgeben, z.B. die stichprobenartige Überprüfung von mindestens 2% der Bauvorhaben, die auch die inhaltliche Richtigkeit der nach der EnEV erforderlichen Nachweise umfasst²⁶¹. Die ordnungsrechtlichen Vorgaben sollten durch weitere Instrumente flankiert werden, z.B. die Verstärkung und Optimierung von Förderprogrammen wie das Programm „Energieeffizient Sanieren“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) oder die Änderung des Mietrechts, um – etwa durch die flächendeckende Berücksichtigung von energetischen Beschaffenheitsmerkmalen im Rahmen der ortsüblichen Vergleichsmiete – Investitionsanreize für Vermieter zu setzen.

Lastmanagementpotentiale erschließen

In den kommenden Jahren sind die vorhandenen Lastmanagementpotentiale mit geeigneten Instrumenten weiter zu erschließen. Dies betrifft vor allem Großverbraucher in Industrie, Handel und Gewerbe, aber auch die Elektromobilität und Wärmepumpen und die Klimatisierung.

Um die Flexibilität der Last nutzen zu können, stellen Preissignale, die die aktuelle Situation von Einspeisung und Verbrauch widerspiegeln, den entscheidenden Anreiz dar. Tarife sollten deshalb so gestaltet werden, dass insbesondere Kunden mit hohen Lastmanagementpotentialen ein Interesse daran haben, auf aktuelle Knappheits- bzw. Überschusssituationen durch eine entsprechende Verlagerung des Verbrauchs zu reagieren.

Energieverbrauch im Verkehr senken

Durch eine Kombination von Maßnahmen zur Verkehrsvermeidung, -verlagerung, -optimierung (Routenplanung, Auslastung der Fahrzeuge) und zur technischen Verbesserung der Fahrzeugeffizienz kann Deutschland auch im Verkehr den Energieverbrauch deutlich senken. Dies betrifft u.a. eine verkehrsvermeidende Siedlungs-

²⁶¹ Diese Nachweise werden zumeist von Unternehmen und Sachverständigen ausgestellt, die vom Gebäudeeigentümer beauftragt sind und damit deren Einfluss unterliegen. Die Gefahr einer falschen Ausstellung ist daher hoch. Dennoch wird die Richtigkeit der Nachweise bislang nicht kontrolliert.

und Verkehrsplanung, die Förderung umweltgerechter Verkehrsträger, ökonomische Maßnahmen und Maßnahmen zur Verbesserung der Fahrzeugeffizienz sowie Verbraucherinformation und das Fahrverhalten im Straßenverkehr.

Unabhängig von der Einführung von Elektrofahrzeugen gilt, dass alle Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs von Fahrzeugen wie die Effizienzsteigerung bei Motoren, die Einführung von Leichtlaufreifen und die Reduzierung des Gewichts weiter voranzutreiben sind. Das Umweltbundesamt²⁶² hat die notwendigen Maßnahmen und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs im Personen- und Güterverkehr ausführlich dargestellt.

8.4 Rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen

Die Politik muss die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für die nötige Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien schaffen. Langfristige Ziele sowie ein zielführendes, kohärentes und umsetzbares Bündel an Klimaschutzinstrumenten sind die Mittel der zukunftsweisenden Klimapolitik, um nicht nur auf nationaler und EU-Ebene den Klimaschutz voranzubringen, sondern auch Investoren ein hohes Maß an Planungssicherheit zu geben.

Emissionshandel stärken

Zentrale Aufgabe bei der Weiterentwicklung des Emissionshandels ist die Vorgabe eines anspruchsvollen, langfristigen Minderungspfades. Die EU sollte unverzüglich die Emissionsobergrenze für den Emissionshandel an einer Emissionsreduktion von minus 30% im Vergleich zum Basisjahr 1990 ausrichten. Neue Studienergebnisse zeigen, dass die EU anspruchsvollere Klimaschutzziele zu weitaus geringeren Kosten erreichen kann als bisher gedacht, weil wegen der Wirtschaftskrise die Treibhausgasemissionen stark zurückgingen. So ergeben sich im Jahr 2020 lediglich Zusatzkosten von 0,2% des BIP im Jahr 2020, falls die EU ihr Emissionsminderungsziel von bisher 20% auf 30% erhöht.²⁶³ Gleichzeitig sind mit einer solchen Politik erhebliche Zusatznutzen verbunden, zum Beispiel eine höhere Sicherheit der

²⁶² UBA 2009c; UBA 2010d

²⁶³ EU Kommission 2010

Energieversorgung, zusätzliche Arbeitsplätze und eine höhere Luftqualität. Außerdem stärkt die EU ihre Position auf den stark wachsenden grünen Zukunftsmärkten, vor allem für Techniken zur Energieeffizienz und für erneuerbare Energien.

Verbindliche langfristige Klimaziele und damit verbundene CO₂-Preissignale sind schon heute relevant für anstehende Investitionsentscheidungen im Energiesektor. Die Planung neuer fossiler Kraftwerke nimmt aufgrund deren Bauzeit sowie der langen Abschreibungs- und Amortisationsdauern von rund 20 Jahren einen längeren Zeitraum in den Blick als der bisherige Emissionshandel, dessen Emissionsobergrenze lediglich bis 2020 festgelegt ist. Deshalb sollte die EU auch über 2020 hinaus langfristig ambitionierte Reduktionsziele für den Emissionshandel festlegen.

Energiebesteuerung weiterentwickeln und klimaschädliche Subventionen abbauen

Ohne ein umfassendes, sektorübergreifendes CO₂-Preissignal durch den Emissionshandel bleibt die Energiebesteuerung mit ihren breiten Anreizwirkungen auf absehbare Zeit ein unverzichtbares Instrument zum Klimaschutz. Für eine effiziente Klimapolitik ist es notwendig, die Energiebesteuerung auf nationaler und EU-Ebene stärker an den CO₂-Emissionen der Energieträger auszurichten. Im Zuge einer ökologischen Finanzreform sind außerdem alle klimaschädlichen Subventionen schrittweise abzubauen. Allein in der Energiewirtschaft betragen diese Subventionen im Jahr 2008 mehr als 16 Mrd. Euro.²⁶⁴

Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien fördern

Der Gesetzgeber muss das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als erfolgreiches Instrument zur Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien weiterentwickeln. Dabei ist das Vorrangprinzip des Anlagenanschlusses sowie der Abnahme und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien beizubehalten. Gleichzeitig sind freiwillige Ausstiegsoptionen aus dem EEG wie derzeit die Eigennutzung oder die Direktvermarktung weiterzuentwickeln.

Die konsistente Verknüpfung des EEG und anderer Klimaschutzinstrumente wie dem

²⁶⁴ Umweltbundesamt 2010e. Hierzu zählt auch die kostenlose Zuteilung von CO₂-Emissionsberechtigungen. Diese hatten 2008 einen Wert von knapp 8 Mrd. Euro.

Emissionshandel und der Energiebesteuerung ist erforderlich. Eine wichtige Weichenstellung ist hier die Berücksichtigung der Ausbauziele des EEG bei der Festlegung der Emissionsobergrenze des Emissionshandels.

Im Übergang zu einer regenerativen Vollversorgung verschieben erneuerbare Energien die so genannte „Merit Order“²⁶⁵ und drängen fossile Kraftwerke aus dem Markt. Geringe laufende Kosten der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, wie Windenergie oder Solarenergie, verändern das Marktumfeld auf dem Strommarkt – mit derzeit noch nicht eindeutig absehbaren Wirkungen auf die Preisbildung²⁶⁶. Hier ist es die Aufgabe der Politik, eine effiziente Strompreisbildung zu überwachen und diese gegebenenfalls sicherzustellen. Künftig gilt es, das Zusammenspiel zwischen erneuerbaren Energien, Speichern und Lastmanagement zu verbessern. Diese Herausforderungen führen aber über das EEG hinaus und sind nicht allein durch eine Weiterentwicklung des EEG zu lösen. Das gesamte Energierecht ist entsprechend weiterzuentwickeln.

Schaffung eines Allgemeinen Klimaschutzgesetzes

Trotz wachsender Bedeutung ist das deutsche Klimaschutzrecht heterogen und unübersichtlich. Die Weiterentwicklung, aber auch das Auffinden, Anwenden und Vollziehen der Vorschriften wird hierdurch erschwert. Für einen wirksamen Klimaschutz ist aber auch ein effektives Klimaschutzrecht erforderlich. Ein Allgemeines Klimaschutzgesetz würde als ordnender Rahmen fungieren, welcher auf das gesamte Klimaschutzrecht ausstrahlt. Inhalt des Gesetzes sollten allgemeine und übergreifende Vorschriften sein, die für alle Klimaschutzregelungen Geltung haben – also auch für Regelungen, die außerhalb eines Klimaschutzgesetzes verbleiben. Das Gesetz könnte auch Begriffsbestimmungen harmonisieren und Klimaschutzgrundsätze enthalten. Wichtig ist auch eine gesetzliche Verankerung von spezifischen Klimaschutzzielen, über deren Einhaltung die Bundesregierung regelmäßig berichten muss.

²⁶⁵ Einsatzreihenfolge von Kraftwerken entsprechend ihren (kurzfristigen) Grenzkosten

²⁶⁶ In den vergangenen Jahren kam es vereinzelt in Schwachlaststunden zu negativen Marktpreisen. Inwieweit dies als Ausnahme zu werten ist oder zukünftig häufiger auftreten kann, ist derzeit offen.

Die Schaffung eines Allgemeinen Klimaschutzgesetzes wäre ein erster wichtiger Schritt zur Konsolidierung und Weiterentwicklung des deutschen Klimaschutzrechts, welcher sich zudem positiv auf den internationalen Klimaschutzprozess auswirken dürfte.

Ausbauhemmnisse bei erneuerbaren Energien abbauen

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen, ist es erforderlich, ständig zu überprüfen, inwieweit der Rechtsrahmen und sein Vollzug die Zulassung der Erzeugungsanlagen hemmen. Für Anlagenbetreiber sowie Kommunen und Regionen ist dies eine wichtige Voraussetzung, damit sie den Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort vorantreiben können.

Ein besonderes Hemmnis und dringliches Problem besteht bei der geothermischen Energieerzeugung. Viele der für die Planung von Geothermieprojekten benötigten Daten liegen der Kohlenwasserstoffindustrie vor, stehen jedoch für die Geothermiebranche nicht kostenlos zur Verfügung. Dieser Zustand, der einer Regelung im deutschen Recht geschuldet ist, nach der die im Verlauf einer Explorationsgenehmigung erarbeiteten geologischen Daten ohne zeitliche Begrenzung in das Eigentum der explorierenden (Kohlenwasserstoff-)Industrie übergehen, muss geändert werden.

Rolle von Kommunen und Regionen stärken

Auf regionaler und kommunaler Ebene wird es in Zukunft darum gehen, die natürlichen Ressourcen sowie alle Energie- und Stoffströme mit hoher Effizienz zu nutzen, um die Substitution von fossilen Energieträgern sicherzustellen. Daher müssen Kommunen und Kreise im erforderlichen Maße zweckgebundene Mittel für Investitionsmaßnahmen erhalten, die für das Erreichen der Klimaschutzziele notwendig sind. Um dies zu erreichen, sollten Klimaschutzaspekte auch bei der Regionalförderung stärkeres Gewicht bekommen. Damit auch Kommunen, die unter Haushaltssicherung stehen, in die Lage versetzt werden, ihre Rolle bei der Umgestaltung des nationalen Energiesystems zu übernehmen, dürfen sie nicht vom Zugang zu Fördermitteln für den Klimaschutz ausgeschlossen werden.

Kapital bereitstellen für den Ausbau der erneuerbaren Energien und der Infrastruktur

Erneuerbare Energien können fossile Energieträger ersetzen und so im großen Stil

Brennstoffkosten reduzieren. Gleichzeitig ist eine Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien mit einem erheblichen betriebs- und volkswirtschaftlichen Investitionsbedarf verbunden. Die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien ist – bezogen auf eine Kilowattstunde Strom – kapitalintensiver als eine herkömmliche Versorgung basierend auf fossilen Energieträgern²⁶⁷. Deshalb muss die Volkswirtschaft ausreichend Kapital für den Umbau des Energiesystems bereitstellen. Der große Kapitalbedarf für den Umbau der Stromerzeugung, die dadurch erforderliche Infrastruktur (Netze, Speicher, Informations- und Kommunikationstechnik) und die Folgen der Wirtschaftskrise erfordern eine fortwährende Analyse der Finanzierungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energien auf den Kapitalmärkten. Verlässliche wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen, die den langfristigen Klimazielen Rechnung tragen, sind von zentraler Bedeutung, denn sie sorgen für ein sicheres Investitionsumfeld und erleichtern wesentlich die Kapitalversorgung beim Umbau des Energiesystems. Die vom Staat gesetzten Rahmenbedingungen – etwa durch den Emissionshandel und die direkten Förderinstrumente für erneuerbare Energien – sind mitentscheidend für die Rentabilität von Investitionsprojekten in erneuerbare Energien. Bei ausreichender Rentabilität ist eine Finanzierung durch die Kapitalmärkte in der Regel gewährleistet.

Große Hindernisse bestehen insbesondere bei der Finanzierung der Offshore-Windenergienutzung. Der Grund hierfür sind die enormen technischen Herausforderungen in deutschen Gewässern und die damit verbundenen Risiken. Der Bund kann hier im Einzelfall Anfangsschwierigkeiten durch gezielte Bürgschaften oder Garantien überwinden. Auch bei der Geothermie werden staatliche Bürgschaften für die Fündigkeitsversicherung mittelfristig notwendig sein.

²⁶⁷ Die Kapitalintensität ist hier vor allem relativ gemeint. Sie spiegelt den Anteil der Investitionskosten an den gesamten Stromgestehungskosten wider. Vor allem dargebotsabhängige erneuerbare Energien haben nur sehr geringe laufende Kosten und sind damit automatisch kapitalintensiv. Konventioneller Strom hat dagegen hohe laufende Kosten für fossile Energieträger und zunehmend für CO₂-Emissionsberechtigungen. Die relative Kapitalintensität bestimmt die Reihenfolge der Merit Order und ist von den volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Energieerzeugung zu unterscheiden.

8.5 Anpassung der Raumordnung

Landesweite und regionale Energieentwicklungskonzepte

Der Klimaschutz und der Ausbau erneuerbarer Energien sind im Raumordnungsgesetz²⁶⁸ (ROG) in den Grundsätzen der Raumordnung verankert. So verlangt § 2 Abs.2 Nr. 6 ROG, den räumlichen Erfordernissen des Klimaschutzes Rechnung zu tragen und dabei unter anderem die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu schaffen. Die raumplanerischen Möglichkeiten sind nun anzuwenden und mit Leben zu füllen, z.B. durch die Ausweisung von Vorrang- oder Eignungsflächen für die Windenergie, d.h. Flächen, die sich für die Windenergie eignen. Durch Optimierung und Abstimmung der Flächenangebote benachbarter Planungsgebiete sollten vor allem die am besten geeigneten Flächen gesichert werden. Auf diesen ausgewählten Flächen ist dann das Repowering, d.h. der Ersatz von Altanlagen durch größere und leistungsfähigere Anlagen, voranzutreiben. Diese raumübergreifende Abstimmung gilt sowohl für die Landes- und Regionalplanung als auch für die Bauleitplanung auf der kommunalen Ebene. Des Weiteren sollten Städte und Gemeinden Energieentwicklungskonzepte aufstellen, die sich an der regionalen Verteilung der Ressourcen für erneuerbare Energien orientieren. Das kann in interkommunaler und regionaler Abstimmung geschehen.

Raum schaffen für Windenergie

In unserer Studie nimmt die Windenergie einen hohen Stellenwert ein. Sie trägt entscheidend dazu bei, die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Die Raumordnung muss in Deutschland daher so ausgelegt sein, dass geeignete Standorte für Windenergieanlagen zur Verfügung stehen, unter Abwägung mit anderen umweltrelevanten Raumansprüchen. Eine vorausschauende Flächenvorsorge sichert also ausreichend Flächen mit gutem und sehr gutem Windpotential und räumt diesen dann Vorrang vor anderen Nutzungen ein. Dabei sind die Auswirkungen auf Mensch, Umwelt und sonstige Schutzgüter zu ermitteln, zu bewerten und in die Abwägung einzubeziehen (strategische Umweltprüfung). Fakt ist: Die Konzentration von Windenergieanlagen auf bestimmten Flächen und Standorten dient zugleich

²⁶⁸ Siehe Neufassung des Raumordnungsgesetzes vom 22. Dezember 2008

der Umweltentlastung in anderen Gebieten des Planungsraumes. Vorhandene Regelungen und Empfehlungen für die Planung von Windenergieanlagen, z.B. zu Höhenbegrenzungen und Abständen, sollen nicht pauschal angewendet, sondern dem konkreten Planungsfall angepasst werden. Um mehr Flächen für Windenergieanlagen zu erhalten, können die Länder, Regionen und Kommunen in einem ersten Schritt, die bisher nicht berücksichtigten aber geeigneten Flächen auf ihre Umweltverträglichkeit hin prüfen. Aus Sicht des Ausbaus der erneuerbaren Energien betrifft dies unbesiedelte Bereiche wie Wälder, Infrastrukturtrassen, Konversionsflächen und andere für die Windenergie geeignete Flächen.

Unterirdische Raumordnung mit Vorrang für nachhaltige Nutzung einführen

An den Untergrund werden immer mehr Nutzungsansprüche gestellt: Geothermie, Trinkwasserreserven, Bergbau, Endlagerung radioaktiver Abfälle, thermische Speicher und Speicher für Gase (in Form von CO₂, Erdgas, Methan, Wasserstoff oder als Druckluft). Bund und Länder sollen ein geeignetes Raumordnungsinstrumentarium schaffen, um Konfliktlösungen für die Nutzung des Untergrunds zu ermöglichen. Die jeweiligen Planungsträger wirken an der Aufstellung von Raumordnungsplänen mit und berücksichtigen dabei geologische, infrastrukturelle, ökonomische und ökologische Kriterien. Bei einer derartigen unterirdischen Raumordnung werden alle existierenden und potentiellen Nutzungen des Untergrundes berücksichtigt. Dies lässt auch Raum für Stockwerksnutzungen, soweit diese technisch und ökologisch möglich sind. Voraussetzung dafür ist eine deutlich verbesserte Detailkenntnis des Untergrundes. Eine solche Ordnung des unterirdischen Raumes, einschließlich der Festlegung von Vorrangfunktionen, kann dazu beitragen, dass für geothermische Wärme- und Stromerzeugung geeignete Standorte anderen Nutzungen – wie z.B. der CO₂-Speicherung – nicht oder nur beschränkt zugänglich sind.

8.6 Ausbau der notwendigen Infrastruktur

Netzbau und -ausbau vorantreiben

Der Umbau des Energiesystems zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien

basierenden Stromerzeugung führt aus verschiedenen Gründen²⁶⁹ zu veränderten Anforderungen an die Netzinfrastruktur und -betriebsführung, insbesondere hinsichtlich des sicheren Netzbetriebs. Zudem ist das Netz bisher nicht für große Leistungstransite über große Entfernungen, die durch den Ausbau der Offshore-Windenergie im Norden und den zunehmenden europäischen Stromhandel bedingt sind, ausgelegt. Es ist erforderlich, die Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung der Prioritätenregel „Netzausbau: Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“ (NOVA)²⁷⁰ anzupassen. Dies betrifft alle Netzebenen, da Strom aus erneuerbaren Energien nicht nur ins Transport-, sondern vor allem auch in das Verteilungsnetz eingespeist wird. Weitere Hemmnisse hinsichtlich Netzanschluss und damit verbundenem Netzausbau sind zu prüfen und ggf. mit gesetzlichen Regelungen abzubauen²⁷¹.

Für eine effiziente Netzintegration erneuerbarer Energien sollte der Gesetzgeber den Regulierungsrahmen so anpassen, dass dieser Anreize für technische Innovationen sowie für Investitionen in den Netzaus- sowie -umbau auf allen Spannungsebenen gibt. Dazu wären Mehraufwendungen der Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur vollständig anzuerkennen und umzulegen.

Für den großräumigen Ausgleich von Leistungsschwankungen (insbesondere der fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien) sowie die Nutzung europaweiter und transkontinentaler Potentiale der erneuerbaren Energien nimmt die Bedeutung des grenzübergreifenden Stromhandels zu, wofür das Verbundnetz sowie die Grenzkuppelleitungen²⁷² von den Netzbetreibern auszubauen sind²⁷³. Ein Beispiel für erste Planungen in Richtung eines sogenannten „Super Grids“ ist das

²⁶⁹ Zu den Gründen zählen u.a. die fluktuierende Einspeisung, der geringere Beitrag der erneuerbaren Energienanlagen zur Netzstützung und die Rückspeisungen in übergelagerte Netze (wechselnde Lastflussrichtungen).

²⁷⁰ Jarass et al. 2009, S. 67 f.

²⁷¹ So könnten zum „NOVA-Grundsatz“ im EEG konkrete technische Maßnahmen getrennt nach Spannungsebenen genannt werden.

²⁷² Grenzkuppelleitung bezeichnet die technische Verbindung zwischen den Netzen zweier Länder.

²⁷³ In unseren Analysen ist dieser Punkt insbesondere für das Szenario „International-Großtechnik“ von großer Bedeutung.

Projekt OffshoreGrid²⁷⁴.

Stromnetze optimieren

Eine Reihe an Maßnahmen erhöht die Systemflexibilität und verbessert damit die Netzqualität. Zu diesen Maßnahmen zählen Einführung von Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturseilen im Übertragungsnetz, dynamische Steuerung mit Leistungselektronik, Smart Grids und Lastmanagement. Bei der Planung von Netzoptimierungsmaßnahmen sollte das Stromsystem – also Netze, Verbraucher und Erzeuger – stets ganzheitlich betrachtet werden.

Die Netzbetreiber müssen den Bedarf an Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau bereits in den jetzigen Netzplanungsverfahren aufgrund sehr langer Planungszeiträume berücksichtigen²⁷⁵. Dabei sollten sie die Vor- und Nachteile möglicher Übertragungstechniken wie Freileitungen, Erdkabel und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit und der Umweltauswirkungen in ihre Planungen einbeziehen. Vorab durchgeführte Feldversuche (z.B. HGÜ-Pilotstrecken) können dazu entsprechende Erkenntnisse liefern.

Ausbau der Speicher und ihrer Infrastruktur

Bei einer vollständig auf erneuerbaren Energien (eE) basierenden Energieversorgung kommt der Speicherung dieser Energie eine zentrale Rolle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität zu.

In den kommenden Jahren sind vor allem Kurzzeitspeicher auszubauen. Ein Bedarf an Langzeitspeichern besteht erst langfristig. Derzeit stellen Pumpspeicherwerke die flexibelste und wirtschaftlichste Speichertechnologie zum Ausgleich von Erzeugungs- und Lastschwankungen dar. Die technisch-ökologischen Zubaupotentiale sind jedoch sehr begrenzt. Deshalb sollten neuartige Speicherkonzepte, wie z.B. die sich in der Entwicklung befindliche adiabate Druckluftspeicherung, weiter intensiv erforscht

²⁷⁴ Super Grid bezeichnet ein großräumiges (Gleichstrom-)Übertragungsnetz hoher Kapazität, z.B. zur Anbindung der Offshore-Windkraft in der Nordsee an die Anrainerstaaten (Offshore-Grid).

²⁷⁵ Das gilt nicht nur für die deutsche Netzplanung, sondern auch für den Ausbau des europaweiten sowie internationalen Verbundnetzes.

werden.

Eine weitere technisch mögliche Alternative der Energiespeicherung ist die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus „überschüssigem“ eE-Strom. Diese Energie ist als Wasserstoff speicherfähig. Wasserstoff kann auch zu Methan umgewandelt und dann gespeichert werden.

Methan kann problemlos im bestehenden Erdgasnetz transportiert werden. Die leicht unterschiedlichen Qualitätsanforderungen, die die H- und L-Gasnetze²⁷⁶ in Deutschland an einzuspeisende Gase stellen, wären hierfür zu vereinheitlichen.

Die großtechnische Speicherung und Nutzung von eE-Strom in Form von Wasserstoff für die Energieversorgung ist heute noch nicht realisiert. Gegebenenfalls sind noch Anpassungen beim Zusammenspiel der einzelnen Komponenten erforderlich. Anders als bei dem eE-Methan-Speichersystem müsste für Wasserstoff ein zusätzliches Netz aufgebaut werden. Es genügt jedoch ein Ferntransportnetz mit wenigen Anschlusspunkten, welches die Zentren der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, die Speicherstätten für Wasserstoff und die Anlagen zur Verstromung oder anderweitigen Nutzung des Wasserstoffs verbindet. Die Kraftwerke zur Rückverstromung von Wasserstoff und Methan können neben der Lastdeckung auch Regelleistung bereitstellen.

Der wirtschaftlich und ökologisch vertretbare Einsatz dieser verschiedenen oben genannten Speichersysteme sollte geprüft und nach einem positiven Ergebnis unter Beachtung ökologischer Leitplanken langfristig vorangetrieben werden.

8.7 Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark

Kein weiterer Neubau von Kohlekraftwerken

Für die Versorgungssicherheit besteht bis zum Jahr 2020 – auch mit dem Atomausstieg – über die derzeit in Bau befindlichen Anlagen hinaus kein Neubaubedarf an

²⁷⁶ Sog. H- (High Gas) und L- (Low Gas) Gasnetze. Sie stellen unterschiedliche Anforderungen an einzuspeisendes Methan hinsichtlich Trockenheit, Druck und Brennwert, die von der Deutschen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (DVGW) in ihrem Arbeitsblatt G 260 geregelt sind.

konventionellen Kraftwerken ohne Kraft-Wärme-Kopplung²⁷⁷. Da Kohlekraftwerke Laufzeiten von mehreren Jahrzehnten haben, bestünde bei einem Neubau von weiteren Kohlekraftwerken die Gefahr einer Festlegung auf einen emissionsintensiven fossilen Kraftwerkspark.²⁷⁸

Bei einer konsequenten Senkung der Emissionsobergrenzen (CAP) im Emissionshandel (siehe Kapitel 8.4) und einer weiterhin vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien nach 2020 wird die Auslastung dieses fossilen Kraftwerksparks deutlich niedriger ausfallen, als es heute üblicherweise geplant wird. Es besteht daher das Risiko von Fehlinvestitionen und volkswirtschaftlichen Einbußen.

In manchen Szenarien wird die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) als Möglichkeit gesehen, die Klimaschutzziele auch mit dem Betrieb von Kohlekraftwerken zu erreichen²⁷⁹. CCS ist nach Ansicht des Umweltbundesamtes²⁸⁰ nicht nachhaltig, kann aber unter Umständen als Brückentechnologie eine Rolle im Klimaschutz übernehmen.

Für die Erfüllung der langfristigen Klimaschutzziele sind allerdings nicht nur drastische Emissionsminderungen bei der Stromerzeugung erforderlich, sondern auch bei den – deutlich schwieriger zu reduzierenden – prozessbedingten Emissionen der Industrie. Die potentiell vorhandenen CO₂-Speicher sollten daher vorrangig für die Senkung der prozessbedingten Emissionen und – falls zukünftig erforderlich und möglich – für ein Absenken der CO₂-Konzentrationen der Atmosphäre vorgehalten werden. Im Sinne des Vorsorgeprinzips ist dies geboten, solange noch keine belastbaren Informationen über die Kapazitäten der CO₂-Speicher bestehen²⁸¹.

²⁷⁷ UBA 2009b

²⁷⁸ Obwohl neue Kohlekraftwerke deutlich höhere Wirkungsgrade und deshalb geringere CO₂-Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde erreichen als alte Kohlekraftwerke, zeigt ein Vergleich der langfristigen europäischen Klimaschutzziele mit den spezifischen CO₂-Emissionen der Kraftwerke: Diese Effizienzgewinne alleine reichen bei Weitem nicht für eine CO₂-Minderung in der Größenordnung aus, wie sie der Klimaschutz erfordert.

²⁷⁹ z.B. für die EU ECF 2010; für Deutschland EnBW 2009

²⁸⁰ UBA 2009a

²⁸¹ Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR 2010) setzt in den neuesten Schätzungen die möglichen deutschen Speicherkapazitäten auf insgesamt 9,05-15,55 Gt CO₂ oder (...)

Hochflexible Gaskraftwerke für den Übergangszeitraum

Mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien nimmt der Anteil fluktuierend einspeisender Kraftwerke zu. Zum Ausgleich dieser Einspeiseschwankungen ist neben den in Kapitel 8.6 beschriebenen Anpassungen der Energieinfrastruktur für einen Übergangszeitraum ein flexibler, möglichst emissionsarmer konventioneller Kraftwerkspark notwendig. Sollte ab 2020 Bedarf an fossilen Kraftwerken bestehen, wäre dieser mit flexiblen GuD-Kraftwerken zu decken, die zunächst auf Erdgasbasis betrieben werden. Für das hier dargestellte Szenario einer regenerativen Vollversorgung kann die Befuerung dieser Anlagen sukzessive auf eE-Methan umgestellt werden. Für eine Befuerung mit reinem Wasserstoff müssten die Anlagen gegebenenfalls mit einer modifizierten Gasturbine umgerüstet werden.

Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis ist eine effiziente und relativ klimaschonende Option zur Deckung des Strombedarfs. Sie wird in der Übergangsphase zu einem vollständig erneuerbaren Energiesystem eine wichtige Rolle spielen. Ihre Realisierbarkeit sollte daher in jedem Einzelfall geprüft werden. Hohe Primärenergie- und Treibhausgaseinsparungen durch hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung setzen allerdings zwingend hohe Gesamtnutzungsgrade voraus und mithin einen möglichst konstanten Bedarf an Prozess- oder Raumwärme und Klimatisierung. Der Gesetzgeber sollte daher das Instrumentarium zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung stärker als bisher auf Einsatzbereiche mit entsprechenden Potentialen, z.B. in der Industrie, im verarbeitenden Gewerbe oder bei der Objektversorgung, ausrichten. Wo es machbar ist, sollen KWK-Anlagen eine gute Teillastfähigkeit aufweisen und im Teillastbetrieb auch Regelleistung bereitstellen können. Der Einsatz von Wärmespeichern und Reservekesseln kann dazu beitragen, da er die Stromeinspeisung vom Wärmebedarf zeitlich teilweise entkoppelt.

das 24-40fache der heutigen Emissionen aus großen industriellen Punktquellen (375 Mio. t) herab. Eine dynamische Betrachtung der Kapazitäten zeigt weitere Einschränkungen – so schätzt die BGR, dass jährlich maximal 50-75 Mio t. CO₂ gespeichert werden können (Gerling 2010)

Keine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke

Für eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke besteht aus Sicht des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit kein Bedarf²⁸². Die Nutzung der Atomenergie führt vielmehr zu Gefährdungen von Menschen und Umwelt entlang der gesamten Brennstoffkette:

- Der Uranabbau verursacht Schäden für Mensch und Umwelt.
- Der Betrieb kann zu katastrophalen Unfällen führen.
- Der radioaktive Abfall strahlt über Jahrmillionen.

Darüber hinaus müssen Atomkraftwerksbetreiber den Nachweis erst noch erbringen, dass sich die Kraftwerke ohne Sicherheitsverlust flexibel betreiben lassen und somit der Vorrangregelung für erneuerbare Energien und ihrem Ausbau nicht im Wege stehen.

8.8 Energieforschung

Die Studie zeigt, wie es in Deutschland zur vollständigen Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auf der Basis heutiger Technik kommen kann. Es ist aber unstrittig, dass technische Weiterentwicklungen den zügigen Ausbau beschleunigen können. Optimierungspotential ist in vielen Bereichen vorhanden. Schwerpunkte zukünftiger Forschungsförderung sollten sein:

- Die Kosten von Effizienztechniken und der Nutzung von erneuerbaren Energien zu senken,
- den Ausbau der erneuerbaren Energien, der Netze und der Speicher umwelt- und naturverträglich zu gestalten,
- die Wirkungsgrade der Umwandlungstechniken zu erhöhen,
- die Materialeffizienz bei der Herstellung von Anlagen zu steigern,
- die Methoden zur geeigneten Standortsuche zu verbessern,
- die Integrationsfähigkeit der erneuerbaren Energien in das Energieversorgungs-

²⁸² UBA 2009b

system zu verbessern (z.B. durch Steuerungs- und Regeltechniken, Smart-Grid-Konzepten sowie Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen),

- Speichertechniken zu entwickeln,
- die Wärmedämmeigenschaften von Materialien für die Gebäudedämmung zu verbessern und
- den Energie- und Ressourcenverbrauch von Produktionstechniken und Produkten zu senken und deren Marktdurchdringung zu verbessern.

Dem Fachkräftemangel vorbeugen

Das stetige Wachstum der Branche der erneuerbaren Energien spiegelt sich auch auf dem Arbeitsmarkt wieder. Im Jahr 2009 verdankten bereits über 300.000 Beschäftigte in Deutschland ihren Job den erneuerbaren Energien²⁸³. Ihre Zahl wird weiter wachsen – doch müssen auch entsprechende Qualifikationen auf dem Arbeitsmarkt verfügbar sein. Für die Sicherung und den weiteren Ausbau der guten Wettbewerbsposition Deutschlands auf den internationalen Märkten ist es wichtig, einem zukünftigen Fachkräftemangel rechtzeitig vorzubeugen. Viele Unternehmen klagen schon heute über einen Mangel an qualifiziertem Personal. Bei den in der Branche der erneuerbaren Energien nachgefragten Ingenieurfachrichtungen sind auf Grund der rückläufigen Studierendenzahlen in Zukunft ebenfalls Probleme zu erwarten. Zwar befindet sich die Studienlandschaft in einem Wechsel hin zu speziellen Studiengängen für erneuerbare Energien. Die bisherigen Maßnahmen sind jedoch nicht ausreichend, um dem drohenden Fachkräftemangel vorzubeugen.

Um den Bedarf an qualifizierten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern langfristig zu sichern, müssen schon heute die berufliche Erstausbildung ebenso wie die berufliche Fort- und Weiterbildung und das Studienangebot ausgeweitet und flexibel an die stets neuen Anforderungsprofile angepasst werden. Ältere Fachkräfte sind stärker zu integrieren und Berufseinsteiger mehr über Berufsperspektiven im Bereich der erneuerbaren Energien zu informieren. Dies kann z.B. durch Ausbildungsmessen oder ein Internetportal zu Studien- und Fortbildungsangeboten geschehen²⁸⁴.

²⁸³ DLR/DIW/ZSW/GWS 2010

²⁸⁴ Bühler et al. 2007

8.9 Akzeptanz für die Energiewende schaffen

Die erneuerbaren Energien – vor allem die Windenergie, die Solarenergie und die Biomasse – verändern unsere Umgebung. Der notwendige Netzum- und -ausbau ist mit Auswirkungen auf das Landschaftsbild verbunden. Obwohl die Akzeptanz der erneuerbaren Energien bislang grundsätzlich sehr hoch ist, kann sie im Einzelfall vor Ort nicht als gegeben angenommen werden. Bürgerinitiativen gegen z.B. Windenergieanlagen, Biogasanlagen, Geothermiekraftwerke oder neue Stromleitungen zeigen, dass die Zustimmung zum notwendigen Umbau des Energieversorgungssystems oft dort nicht mehr gegeben ist, wo die persönlichen Interessen von Anwohnern berührt sind. Soll eine auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung mit ihren Auswirkungen in Zukunft akzeptiert werden, ist ein breiter gesellschaftlicher Diskurs notwendig. Es dürfte hilfreich sein, in diesem Diskurs auch die Alternativen gegenüberzustellen. Dabei ist es von entscheidender Bedeutung, kommunale Akteure wie Politiker, Verwaltung, Interessengruppen sowie Bürger bei dieser Entwicklung einzubinden. Folgende Maßnahmen können dabei hilfreich sein:

- Information und Beteiligung der Öffentlichkeit zur Stärkung der Akzeptanz der erneuerbaren Energien sowie des Netz- und Speicherausbaus, z.B. durch Kampagnen
- Weiterentwicklung von Modellen der direkten Beteiligung der Bürger an Investitionen und Betrieb (Beispiel Bürgerwindparks)
- Finanzielle und personelle Unterstützung regionaler Moderationsprozesse beim Ausbau der erneuerbaren Energien, der Netze und Speicher

8.10 Leitlinien für den Ausbau der erneuerbaren Energien

Folgende Leitlinien sind beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen.

Umweltverträglicher Ausbau der erneuerbaren Energien

Auch die Nutzung der erneuerbaren Energien und die damit verbundene Systeminfrastruktur (Netze, Speicher) sind mit Umweltwirkungen verbunden. Die verschiedenen erneuerbaren Energietechniken sind dabei in unterschiedlicher Intensität betroffen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, Netze und Speicher muss daher so umweltverträglich wie möglich erfolgen. Anlagen und Infrastruktur müssen hohe Umweltstandards erfüllen. Dies gilt für ihre Herstellung und Errichtung ebenso wie für

ihren Betrieb und Rückbau. Für alle Techniken zur Nutzung der erneuerbaren Energien, für die Netze und die Speicher gilt, dass der die Umweltauflagen an den Bau, den Betrieb und die Entsorgung betreffende Rechtsrahmen in diesem Sinne überarbeitet und gegebenenfalls auch ausgebaut werden muss²⁸⁵.

Ressourcenschonung

In den nächsten Jahrzehnten müssen zahlreiche Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien neu gebaut werden. Die Erhöhung der installierten Leistung, wie z.B. bei der Photovoltaik, lässt Stoffströme²⁸⁶ im In- und Ausland, die vorher vernachlässigbar waren, erheblich anwachsen. Um zukünftige Versorgungsengpässe bei Rohstoffen, vor allem bei seltenen Metallen, zu vermeiden, muss die Materialeffizienz bei der Fertigung erheblich verbessert werden. In der Vergangenheit wurden bereits die Minimierung des Materialeinsatzes im Produkt, die Erhöhung der Prozessausbeute und das Produktionsabfallrecycling intensiviert, um Herstellungskosten zu senken. Zukünftig werden diese Strategien nicht mehr ausreichen. Anlagen und Produkte sind vielmehr so zu konstruieren, dass ein Recycling am Lebensende möglich und wirtschaftlich darstellbar ist. Nur auf diesem Weg können die Rohstoffe im Stoffkreislauf gehalten werden. Gleichzeitig ist darauf zu achten, dass dabei keine Schadstoffe in die Umwelt gelangen.

Ein modernes Ressourcenmanagement orientiert sich am Lebenszyklusansatz²⁸⁷. Hierbei ist auch der Materialeinsatz in den vorgelagerten Prozessen (z. B. Herstellung der Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe) zu berücksichtigen.

²⁸⁵ Wir verweisen hier auf verschiedene Veröffentlichungen zu diesem Thema: KBU 2008; BMU 2005, BSH 2007, UBA 2008.

²⁸⁶ Stoffströme sind gerichtete Bewegungen von Stoffen und Stoffgemischen. Es gibt natürliche Stoffströme wie den Nährstoffkreislauf in Ökosystemen und vom Menschen induzierte oder veränderte Stoffströme wie Rohstoffströme und Abfallströme.

²⁸⁷ systematische Analyse der Umweltwirkungen von Produkten während des gesamten Lebensweges (Produktion, Nutzungsphasen und Entsorgung des Produktes)

9 Zusammenfassung

Das international anerkannte Ziel, die globale Erwärmung auf höchstens 2 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen, erfordert die globale Halbierung der Treibhausgasemissionen bis zur Jahrhundertmitte im Vergleich zu 1990. Industrieländer wie Deutschland müssen aufgrund ihrer historischen Verantwortung sowie ihrer wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit ihre Emissionen bis 2050 zwischen 80% und 95% reduzieren. Wir teilen die Auffassung verschiedener Studien²⁸⁸, dass diese Minderung sich nur realisieren lässt, wenn die Emissionen aus dem Energiesektor nahezu auf null gesenkt werden, da in anderen Sektoren wie z.B. Industrie oder Landwirtschaft entsprechende Emissionsminderungen schwieriger zu erreichen sind. Die Stromerzeugung ist heute für 40% der gesamten deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich. Daher betrachten wir in dieser Studie – als ersten Baustein für unsere Vision vom „Treibhausgasneutralen Deutschland“ – wie eine Stromerzeugung zur Jahrhundertmitte aussehen kann, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht.

Verschiedene Studien zeigen, dass eine vollständig auf regenerativen Energien basierende Stromversorgung im Jahr 2050 auch ökonomisch vorteilhaft ist und die Kosten geringer sind als die Kosten, die bei einem ungebremsen Klimawandel auf uns und künftige Generationen zukommen würden. Gelingt es Deutschland, die Vereinbarkeit von Klimaschutz und erfolgreicher wirtschaftlicher Entwicklung darzustellen, werden sich andere Länder mit einer CO₂-intensiven Stromerzeugung leichter auf ambitionierte Klimaschutzverpflichtungen einlassen.

Wir gehen davon aus, dass sich die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen bis 2050 nicht grundlegend ändern. Vielmehr setzen sich stattdessen der bisherige Lebensstil und die derzeitigen Konsum- und Verhaltensmuster fort und Deutschland bleibt ein hochentwickeltes Industrieland.

Für die Entwicklung des Energieverbrauchs beziehen wir uns auf das mit heutiger Technik mögliche Referenzszenario von Prognos²⁸⁹, das von einer Fortschreibung

²⁸⁸ Z.B. Greenpeace 2009, McKinsey 2010, WWF 2009

²⁸⁹ WWF 2009

der heutigen wirtschaftlichen und industriellen Entwicklung unter weitgehender Ausnutzung der heutigen Effizienzpotentiale ausgeht. Abweichend vom Referenzszenario haben wir jedoch zum Beispiel den Endenergiebedarf der privaten Haushalte und des Verkehrsbereichs (Elektromobilität) nach eigenen Annahmen berechnet.

Bei der Ermittlung der technischen Potentiale für den Stromverbrauch, das Lastmanagement und für die erneuerbaren Energien gehen wir von der besten heute am Markt verfügbaren Technik aus. Da wir die Frage, wie eine vollständig erneuerbare Stromversorgung im Jahr 2050 möglich ist, aus Sicht der technischen Machbarkeit beantworten, betrachten wir keine ökonomischen Faktoren und damit auch nicht die wirtschaftlichen Barrieren zur Erschließung der jeweiligen Potentiale.

Für das Lastmanagement berücksichtigen wir nur die Potentiale bei Elektromobilität, Klimatisierung und Wärmepumpen sowie einige industrielle Großverbraucher. Für die Speicherung von Strom im großen Maßstab betrachten wir Pumpspeicherwerke und chemische Speicher (Speichersysteme auf Basis von erneuerbarem eE-Wasserstoff oder eE-Methan) in der Modellierung.

Über die technischen Potentiale hinausgehend berücksichtigen wir für jede Technik der erneuerbaren Energien auch die Umweltrestriktionen und ermitteln daraus die technisch-ökologischen Potentiale.

Mit den heute vorhandenen Techniken zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lassen sich für das Jahr 2050 drei Szenarien identifizieren, die Extremformen einer erneuerbaren Stromversorgung beschreiben. Im Szenario „Regionenverbund“ nutzen alle Regionen Deutschlands – Gemeinden in ländlichen Räumen, Landkreise, kreisfreie Städte und Ballungszentren – im Jahr 2050 weitgehend ihre Potentiale der erneuerbaren Energien. Zwischen Regionen mit hohen Potentialen und Regionen mit geringen Potentialen findet ein Stromaustausch statt. Nur zu einem geringen Anteil wird Strom aus erneuerbaren Energien aus dem europäischen Ausland importiert. Die Versorgungssicherheit und insbesondere der Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarstrom werden durch eine deutschlandweite Kooperation der Regionen gewährleistet. In dieser Studie haben wir die Modellierung und die Ergebnisse für das Szenario „Regionenverbund“ vorgestellt.

Weitere Szenarien sind das Szenario „International-Großtechnik“ und das Szenario „Lokal-Autark“. Im Szenario „International-Großtechnik“ basiert die Stromversorgung

Deutschlands und Europas auf großen, europaweit verteilten, erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in einem interkontinentalen Stromverbund. Dabei wird ein erheblicher Anteil des deutschen Strombedarfs aus den Nachbarstaaten importiert. Im Szenario „Lokal-Autark“ versorgen sich kleinräumige, dezentrale Strukturen autark mit Strom. Dabei werden ausschließlich die Potentiale der erneuerbaren Energien vor Ort genutzt.

Mit diesen Szenarien will das Umweltbundesamt einen Lösungsraum aufzeigen, innerhalb dessen sich eine Stromversorgung aus 100% erneuerbaren Energien realisieren lässt. Welcher Weg innerhalb dieses Lösungsraumes letztendlich eingeschlagen wird, ist eine politische und gesellschaftliche Entscheidung. Wir geben keine konkrete Empfehlung für ein bestimmtes Szenario ab, sondern zeigen Lösungsoptionen auf und geben allgemeine Handlungsempfehlungen ab.

Die Modellierung des Szenarios „Regionenverbund“ beruht auf dem SimEE-Modell des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik. Die Simulation erfolgte mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und einer räumlichen Auflösung von 14 x 14 km. Die dynamische Simulation der Einspeisung erneuerbarer Energien erfolgte mit der Wetter- und Lastcharakteristik von vier Jahren (2006 bis 2009). Unter Berücksichtigung der Lastmanagementpotentiale und der Ausgleichmöglichkeiten von Pumpspeicherwerken und Biomasse-Spitzenlastkraftwerken wurde dann der erforderliche Langzeit-Speichereinsatz ermittelt. Aufgrund der Betrachtung von mehreren Jahren können sehr belastbare und allgemeingültige Aussagen getroffen werden.

Die Ergebnisse zeigen:

- Eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung ist im Jahr 2050 auf technisch und auf ökologisch verträgliche Weise machbar. Das gilt für ein Deutschland, das auch im Jahr 2050 ein hoch entwickeltes Industrieland mit heutigem Lebensstil und heutigen Konsum- und Verhaltensmustern ist. Dies lässt sich mit der besten, bereits heute am Markt verfügbaren Technik sowohl erzeugungsseitig als auch verbrauchsseitig erreichen.
- So wie die Potentiale der erneuerbaren Energien im Szenario „Regionenverbund“ ausgeschöpft werden, können sie auch den erheblichen zusätzlichen Stromverbrauch für einen starken Ausbau der Elektromobilität, die komplette Bereitstel-

lung von Heizungs- und Warmwasserbedarf mit Wärmepumpen decken. Voraussetzung dafür ist, dass zugleich die vorhandenen Einsparpotentiale in allen Sektoren beim Stromverbrauch sowie bei der Gebäudedämmung weitgehend erschlossen werden.

- Eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung kann die Versorgungssicherheit jederzeit auf dem hohen heutigen Niveau gewährleisten. Die geringfügigen Importe von erneuerbarem Strom sind nicht für die Versorgungssicherheit notwendig, da nationale Reservekraftwerke die Last zu jedem Zeitpunkt decken können. In unserem Szenario dienen Importe lediglich dazu, den Bedarf an Langzeitspeicherung von überschüssigem Strom zu verringern, der aus einer weiteren Potentialausnutzung der erneuerbaren Energien resultieren würde.
- Fluktuationen der erneuerbaren Energien und der Last können jederzeit sicher ausgeglichen werden. Dazu haben wir neben der stundenweisen Simulation die Last- und Erzeugungsgredienten, die Flexibilität von Reservekraftwerken und der Elektrolyse sowie Regelleistungsbedarf und -bereitstellung analysiert. Pumpspeicherwerke, Gas- und Dampfturbinenkraftwerke auf Basis von eE-Wasserstoff und eE-Methan, mit Biogas betriebene Gasturbinen, Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherzeugung und regelbare Lasten können jederzeit die Fluktuationen der erneuerbaren Energien und der Last ausgleichen sowie ausreichend Regelleistung bereitstellen. Bei einem hohen Anteil an Wärmepumpen tritt die Jahreshöchstlast weiterhin im Winter auf. Sie bestimmt daher den Bedarf an Reservekapazitäten.
- Für eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung ist ein erheblicher Ausbau der Reservekapazitäten notwendig.
- Der Aus- und Zubau von Stromspeichersystemen ist eine notwendige Voraussetzung für eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromerzeugung im Jahr 2050.
- Es ist notwendig, sowohl die Infrastruktur für Lastmanagement als auch für Stromtransport auszubauen. Der Transport des vorwiegend in Norddeutschland erzeugten Windstroms in die südlicheren Verbrauchszentren erfordert einen Ausbau des Übertragungsnetzes. Auch die Kapazität der Verteilungsnetze muss erhöht werden, wenn Elektromobilität und Photovoltaik in großem Maßstab einge-

führt werden.

- Ein Ausbau des europäischen Stromverbundes bietet ein beträchtliches Optimierungspotential gegenüber dem Regionenverbund-Szenario. Denn der europäische Stromverbund ermöglicht den großräumigen europaweiten Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik. Er verringert die relativen Einspeisespitzen. Der Beitrag der Windenergie zur gesicherten Leistung steigt hingegen. Damit sinken der Bedarf an Speicher- und Reservekraftwerksleistung erheblich und damit auch die Gesamtkosten der Stromerzeugung. Auch die Nutzung von Speicherwasserkraftwerken in den Alpen oder in Skandinavien würde den Bedarf an chemischen Langzeitspeichern und Reservekraftwerken verringern.

Die verschiedenen erneuerbaren Energieträger und die Speicher können sich gut ergänzen. Die Sommermonate sind sonnenreich und tendenziell windärmer, während die sonnenarmen Wintermonate deutlich windreicher sind. Biogas-Gasturbinen können in angebotssarmen Situationen zusätzlich Strom einspeisen. Langzeitspeicher decken den restlichen Ausgleichsbedarf. Hierfür kommen Speichersysteme auf Basis von eE-Wasserstoff und eE-Methan in Frage.

Ein auf erneuerbaren Energien aufbauendes ganzjährig funktionierendes Energieversorgungssystem muss „intelligenter“ geplant und gesteuert werden als das heutige. Das heißt, dass es ein vorausschauendes Management gibt. Es ermöglicht, dass Techniken, deren Energieproduktion wetter- und jahreszeitabhängig ist, und solche Techniken, deren Energie jederzeit verfügbar ist, in einem Zusammenspiel eine stabile Stromversorgung garantieren. Dies ist mit den heutigen Kommunikationstechniken möglich. Zeitvariable Tarife ermöglichen die Steuerung der Energienachfrage und eine gewisse Anpassung des Verbrauchs an die Produktion.

Für die Realisierung einer Stromversorgung, die im Jahr 2050 vollständig auf erneuerbaren Energien beruht, bedarf es einer Reihe von Maßnahmen, die wir heute einleiten müssen. Verbindliche, langfristige Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und für Emissionsminderungen setzen den Rahmen für die erforderlichen Maßnahmen und Weichenstellungen. Die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen korrigiert werden, um die durch Marktversagen verursachten Umweltkosten – vor allem der fossilen Energien – zu internalisieren. Auch die Raumordnung muss stärker auf das Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energien

ausgerichtet werden.

Gleichzeitig ist ein breiter gesellschaftlicher Diskurs notwendig, um die Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende zu verbessern. Ein Neubau von Kohlekraftwerken ist ebenso wenig notwendig wie die Verlängerung der Laufzeiten von Atomkraftwerken – beide Techniken sind nicht mit einer nachhaltigen Energieversorgung vereinbar. Auf der technischen Ebene müssen die Einsparpotentiale beim Stromverbrauch identifiziert und genutzt, die Reservekapazitäten ausgebaut, Lastmanagementpotentiale erschlossen, Netze und Stromspeichersysteme aus- und zugebaut sowie eine funktionierende Infrastruktur für Lastmanagement und Speicher etabliert werden. Intensiviert werden müssen auch die Anstrengungen zur Ausbildung von Fachkräften und in der Energieforschung. Besonders wichtig sind Forschungsprojekte zur Weiterentwicklung von Techniken der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, zum Lastmanagement, zu Netzen und Speichersystemen. So können Kostensenkungspotentiale erschlossen und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erhöht werden.

Wenn wir in Deutschland unseren Strom im Jahr 2050 vollständig aus erneuerbaren Energien erzeugen wollen, ist noch viel zu tun: Es ist nicht nur notwendig, den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voran zu treiben, sondern auch das bestehende Energiesystem umzubauen und für die Umstellung auf erneuerbare Energien tauglich zu machen. Dafür ist es wichtig, Zwischenziele auf dem Weg bis 2050 zu definieren. Je früher und entschlossener wir handeln, desto mehr Zeit bleibt uns für die notwendigen technischen und gesellschaftlichen Anpassungen!

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Vereinfachte Darstellung der historischen Entwicklung der Treibhausgasemissionen bis 2005 und der vom IPCC konstatierten notwendigen Emissionsminderung in den Industrieländern und weltweit bis 2050 für die Einhaltung der Zwei-Grad-Grenze (KP-Annex B Ziel: Annex B des Kyoto Protokolls; KPHG-Angebote: Emissionsminderungsangebote im Rahmen der Kopenhagen-Vereinbarung)	17
Abbildung 3-1:	Endenergieverbrauch 2005, 2008 und 2050 für die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie	26
Abbildung 3-2:	Vorgehensweise bei der Berechnung des Endenergiebedarfs der Haushalte für Raumwärme im Jahr 2050.....	29
Abbildung 4-1:	Konzept zur Wandlung überschüssigen Stroms aus eE-Anlagen (Wind, Photovoltaik) via Wasserstoff zu Methan (SNG) mit Rückverstromung in Gasturbinen- oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD)	49
Abbildung 7-1:	Aufbau des Modells SimEE.....	90
Abbildung 7-2:	Räumliche Verteilung der Photovoltaik	94
Abbildung 7-3:	Mittlere stündliche Basislast mit der Lastcharakteristik des Jahres 2009	100
Abbildung 7-4:	Monatliche Einspeisung von Photovoltaik im Jahr 2050, basierend auf den Wetter-Jahren 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte	109
Abbildung 7-5:	Monatliche Einspeisung von Windenergie an Land im Jahr 2050, basierend auf den Wetter-Jahren 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte.....	110
Abbildung 7-6:	Monatliche Einspeisung von Windenergie auf See im Jahr 2050, basierend auf den Wetter-Jahren 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte.....	111

Abbildung 7-7:	Monatliche Einspeisung von Wasserkraft im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009, Darstellung als tägliche Mittelwerte.....	112
Abbildung 7-8:	Monatliche Einspeisung aller erneuerbarer Energien, dargestellt für alle Wetter-Jahre 2006-09, Darstellung als monatliche Mittelwerte	113
Abbildung 7-9:	Monatliche Einspeisung aller erneuerbarer Energien, inkl. Darstellung der Last vor und nach dem Lastmanagement im Jahr 2050, beispielhaft basierend auf dem Wetter-Jahr 2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte.....	114
Abbildung 7-10:	Beispiele für die Einspeisung der erneuerbaren Energien im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2007 – Januar (oben), Dezember (Mitte), August (unten).....	115
Abbildung 7-11:	Residuale Basislast für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009	117
Abbildung 7-12:	Residuale Gesamtlast (unter Berücksichtigung von Lastmanagement, aber ohne Pumpspeicher) für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009.....	118
Abbildung 7-13:	Residuale Gesamtlast (unter Berücksichtigung von Lastmanagement und Pumpspeichern) für das Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009.....	119
Abbildung 7-14:	Beispielhafter Aufbau und Ableitung einer Jahresdauerlinie (hier: einer Woche)	120
Abbildung 7-15:	Jahresdauerlinie der Einspeisung Wind (Onshore oben, Offshore Mitte, Gesamt unten) im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009	121
Abbildung 7-16:	Jahresdauerlinie der Einspeisung erneuerbarer Energien im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2007.....	123
Abbildung 7-17:	Jahresdauerlinie der Einspeisung erneuerbarer Energien im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009.....	123

Abbildung 7-18: Darstellung der Jahresdauerlinie von residualer Basislast, residualer Gesamtlast und residualer Gesamtlast mit Pumpspeichern für das Jahr 2009	124
Abbildung 7-19: Einsatz von Elektrolyse, Wasserstoffrückverstromung, Biogasverstromung und Importen für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009	126
Abbildung 7-20: Darstellung des Speicherverlaufs (hier: Wasserstoffspeicher) für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009	127
Abbildung 7-21: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher im Jahr 2050 (hier: Wasserstoffspeicher), basierend auf dem Wetter-Jahr 2009	128
Abbildung 7-22: Einsatz von Elektrolyse/Methanisierung, Rückverstromung, Biogasverstromung und Importen für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009	129
Abbildung 7-23: Darstellung des Speicherverlaufs (hier: Methanspeicher) für den gesamten Betrachtungszeitraum 2006-2009	130
Abbildung 7-24: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher (hier: Methanspeicher) im Jahr 2050, basierend auf dem Wetter-Jahr 2009	131
Abbildung 7-25: Verlauf der residualen Gesamtlast und Einsatz von Speichern und Reservekraftwerken für den Betrachtungszeitraum mit den Meteo-Jahren 2006-2009	143
Abbildung 7-26: Leistungsgradienten der PV in Abhängigkeit von der max. Tagesleistung.....	145
Abbildung A-0-1: Mittlere stündliche Einspeisung Photovoltaik im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009.....	228
Abbildung A-0-2: Mittlere stündliche Einspeisung Onshore-Wind im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009	229
Abbildung A-0-3: Mittlere stündliche Einspeisung Offshore-Wind im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009	230
Abbildung A-0-4: Mittlere stündliche Einspeisung Wind gesamt (onshore und offshore) im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009.....	231

Abbildung A-0-5: Monatliche Einspeisung aller erneuerbaren Energien, inkl. Darstellung der Last vor und nach dem Lastmanagement im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte	232
Abbildung A-0-6: Jahresdauerlinien der Einspeisung erneuerbarer Energien im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009.....	233
Abbildung A-0-7: Jahresdauerlinie der Windenergie (onshore offshore, gesamt) im Jahr 2050, für das Wetter-Jahr 2008.....	234
Abbildung A-0-8: Jahresdauerlinie der EE - Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie im Jahr 2050, für das Wetter-Jahr 2009	235
Abbildung A-0-9: Abgeleitete Residuallast vor Lastmanagement für die Wetter-Jahre 2006-2009.....	236
Abbildung A-0-10: Abgeleitete Residuallast unter Berücksichtigung von Lastmanagement, ohne Pumpspeicher für die Wetter-Jahre 2006-2009.....	237
Abbildung A-0-11: Abgeleitete Residuallast unter Berücksichtigung von Lastmanagement und Pumpspeichern für die Wetter-Jahre 2006-2009.....	238
Abbildung A-0-12: Darstellung der Jahresdauerlinie als Basislast, als Gesamtlast mit Lastmanagement, mit Pumpspeichern und mit Biomasse-GT für die Wetter-Jahre 2006-2009	239
Abbildung A-0-13: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher im Jahr 2050 (hier: Wasserstoffspeicher), für die Wetter-Jahre 2006-2009.....	240
Abbildung A-0-14: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher (hier: Methanspeicher) im Jahr 2050, für die Wetter-Jahre 2006-2009	241

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Endenergieverbrauch 2005, 2008 und 2050 nach Anwendungen, Energieträgern und Sektoren	25
Tabelle 3-2:	Stromverbrauch im Jahr 2050 (einschließlich Leitungsverluste- und Verluste im Umwandlungsbereich)	27
Tabelle 3-3:	Rahmendaten für die Ermittlung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte	28
Tabelle 3-4:	Änderung des Stromverbrauchs der Haushalte für Beleuchtung ..	35
Tabelle 3-5:	Änderung des Stromverbrauchs der Haushalte für sonstige Anwendungen	36
Tabelle 4-1:	Überblick über die Erhöhung der installierten Leistung von Pumpspeicherwerken	46
Tabelle 4-2:	Erdgasspeicherung in Deutschland nach Sedlacek (2009).....	56
Tabelle 4-3:	Gesamtarbeitsgas der Kavernen- / Porenspeicher 2050	59
Tabelle 5-1:	Flächen und Flächennutzung in Deutschland und geothermische Nutzungs- und Erschließungsrestriktionen	75
Tabelle 5-2:	Potentialermittlung anhand der Erschließbarkeit geothermischer Reservoirs durch Bohrungen.....	76
Tabelle 5-3:	Technisch-ökologische Potentiale der einzelnen Biomassefraktionen unter Berücksichtigung von Naturschutzbelangen 2050;	80
Tabelle 5-4:	Potentiale der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung.....	81
Tabelle 6-1:	Übersicht über den Ausschöpfungsgrad der erneuerbaren Energiepotentiale im Szenario „Regionenverbund im Jahr 2050“	85
Tabelle 7-1:	Wirkungsgrade Elektrolyse (Grundlage FVS 2004)	107
Tabelle 7-2:	Energieerzeugung, Leistung und Volllaststunden der erneuerbaren Energien für die Jahre 2006-2009	133

Tabelle 7-3:	Energiebilanzen mit Langzeitspeicher „Wasserstoff“ für die Jahre 2006-2009.....	134
Tabelle 7-4:	Energiebilanzen mit Langzeitspeicher „eE-Methan“ für die Jahre 2006-2009.....	135
Tabelle 7-5:	Energetisch effiziente Bereitstellung von Regelleistung im Szenario „Regionenverbund“	147
Tabelle 7-6:	Gesicherte Leistung von GuD-, Gasturbinen- und Windenergieanlagen mit rekursiver Faltung.....	157
Tabelle 7-7:	Gesicherte Leistung von Geothermiekraftwerken, Pumpspeicherwerken, Wasserkraftwerken und Photovoltaik mit Faktoren für den Zugewinn an gesicherter Leistung	157
Tabelle 7-8:	Gesicherte Leistung für den gesamten Kraftwerkspark	158

Literaturverzeichnis

AGEB 2007

AG Energiebilanzen e.V. (2007): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2007. Stand 11.08.2009, Berlin, Köln

<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=63>

AGEB 2009

AG Energiebilanzen e.V. (2009): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2008 – Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes. Stand: September 2009, Berlin, Köln

Agentur für Erneuerbare Energien 2009

Agentur für Erneuerbare Energien (2009): Erneuerbare Energien 2020 – Potenzialatlas Deutschland. Berlin

Alcamo 2008

Alcamo, J. (2008): The SAS Approach: Combining Qualitative and Quantitative Knowledge in Environmental Scenarios. In: Alcamo, J. & Jakeman, A. J. (Eds.), Environmental Futures – The Practise of Environmental Scenario Analysis (S. 123-150), Elsevier, New York

BEE 2009

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

Beyer et al. 2004

Beyer, H.G.; Heilscher, G. & Bofinger, S. (2004): A robust model for the MPP performance of different types of PV-modules applied for the performance check of grid connected systems. Eurosun Conference, Freiburg

BFE 2004

Cyphelly, I.; Brückmann, P. & Menhardt, W. (2004): Technische Grundlagen der Druckluftspeicherung und deren Einsatz als Ersatz für Bleibatterien. Schlussbericht im Auftrag des Bundesamtes für Energie (Schweiz), Programm "Elektrizität", Bern

BFE 2009

Bundesamt für Energie (2009): Statistik der Wasserkraftanlagen in der Schweiz.

Bern

http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=0104

9

BImSchG 2009

Bundes-Immissionsschutzgesetz: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. In der Fassung vom 11.08.2009

BMU 2005

Naumann, S. (UBA) & Igel, F.(BfN) (2005): Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft – nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Neuerrichtung und Modernisierung von Wasserkraftanlagen. Bundesumweltministerium (Hrsg.), Berlin

BMU 2007

Nitsch, J. (2007): Leitstudie 2007 – „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Berlin, Stuttgart

BMU 2008

Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008 – Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Berlin, Stuttgart

BMU 2009a

Nitsch, J.; Wenzel, B. (2009): Leitszenario 2009 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Berlin, Stuttgart, Teltow

BMU 2009b

Bosch & Partner; Peters Umweltplanung; Deutsche WindGuard; Prof. Stefan Klinski & OVGU Magdeburg (2009): Abschätzung der Ausbaupotentiale der Windenergie an Infrastrukturachsen und Entwicklung von Kriterien ihrer Zulässigkeit. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Berlin

BMU 2009c

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Umweltbundesamt (2009): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und Interna-

tionale Entwicklung. Stand: Juni 2009 und Internet-Update Dez. 2009, Bundesumweltministerium (Hrsg.), Berlin

BMU 2010

Bundesumweltministerium (2010): Wasserkraft: Kurzüberblick zur Wasserkraftnutzung in Deutschland.

<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/4644/>

BMU/BMELV 2009

Bundesumweltministerium & Bundeslandwirtschaftsministerium (2009): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland – Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin

BMWA 2005

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2005): Strategiepapier zum Forschungsbedarf in der Wasserstoff-Energietechnologie, Strategiekreis Wasserstoff des BMWA, Berlin

BMWi/BMU 2007

Bundeswirtschaftsministerium & Bundesumweltministerium (2007): Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm (IEKP), Berlin

BMWi 2010

Bundeswirtschaftsministerium (2010): Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung.

<http://www.bmwi.de/BMWI/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>

BRINNER 2002

Brinner, A.; Hug, W. (2002): Dezentrale Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse. Download am 14.02.2008: www.dlr.de

Brückl 2006

Brückl, O. (2006): Wahrscheinlichkeitstheoretischen Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft“, Dissertation, IFE Schriftenreihe 53, U. Wagner [Hrsg.] Energie und Management Verlag, Herrsching, 2006

BSH 2007

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2007): Untersuchung der Auswir-

kungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 3). Hamburg, Rostock

Bühler et al. 2007

Bühler, T., Klemisch, H. & Ostenrath, K. (2007): Ausbildung und Arbeit für Erneuerbare Energien. Statusbericht 2007, Wissenschaftsladen Bonn e.V. , Bonn

<http://www.jobmotor-erneuerbare.de/download/Statusbericht-AA-EE.pdf>

Crotogino et al. 2007

Crotogino, F. & Hamelmann, R. (2007): Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen. In: Tagungsband „14. Symposium zur Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“. Nov. 2007, Fachhochschule Stralsund

Crotogino et al. 2009

Crotogino, F. & Hübner, S. (2009): Zukünftige Bedeutung der Energiespeicherung in Salzkavernen. In: Erdöl Erdgas Kohle, Jg. 125(2), S. 74-78

Czisch 2005

Czisch, G. (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung – kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation, Universität Kassel

Dany 2000

Dany, G. (2000): "Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil", Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71, Klinkenberg Verlag, Aachen

Dany 2002

Dany, G.; Bouillon, H. (2002): „Ausgleichsleistungs- und -energiebedarf in Regelzonen mit hohem Windenergieanteil“, in: VDE-Kongress 2002 - NetWorlds "Leben und Arbeiten in vernetzten Welten", Dresden, Deutschland, 21.10.2002 - 23.10.2002, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, S. 325-330

DBFZ 2009

Thrän, D.; Edel, M. & Seidenberger, T. (2009): Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der energetischen Biomassennutzung. 1. Zwischenbericht, Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig

DEENET 2009

deENet (2009): Wege in eine erneuerbare Zukunft. Posterdokumentation 100%-EE-Regionen. Kassel

DEENET o.J.

deENet (o.J.): Leitfaden – Sieben Schritte auf dem Weg zur klimaneutralen Kommune. Kassel

DENA 2005

Deutsches Windenergie-Institut; E.ON Netz; Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln; RWE Transportnetz Strom & Vattenfall Europe Transmission (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergieanlagen in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH; Köln

DENA 2008a

Deutsche Energie-Agentur (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Studie im Auftrag von Vattenfall Europe Transmission; Berlin

DENA 2008b

Deutsche Energie-Agentur (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) - Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. 15.04.2008, Berlin

DENA 2010

Deutsche Energie-Agentur (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag von Schluchseewerk AG; Berlin

DESTATIS 2009a

Statistisches Bundesamt Deutschland (2009): Flächennutzung in Deutschland.

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Umwelt/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/Flaechennutzung/Aktuell,templateId=renderPrint.psm>

DESTATIS 2009b

Statistisches Bundesamt Deutschland (2009): Gebäude und Wohnungen – Bestand

an Wohnungen und Wohngebäuden, Abgang von Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihen ab 1969 – 2008. Wiesbaden

<https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1024418>

DESTATIS 2010

Statistisches Bundesamt Deutschland (2010): Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung – Bilanz der Elektrizitätsversorgung.

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Energie/Tabellen/Content75/BilanzElektrizitaetsversorgung,templateld=renderPrint.psml>

DIN V 18599 2007-02

Deutsches Institut für Normung (2007): DIN V 18599 2007-02: Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. Berlin

DLR/DIW/ZSW/GWS 2010

O'Sullivan, M.; Edler, D.; Ottmüller, M. & Lehr, U. (2010): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2009 – eine erste Abschätzung – Stand: 23. März 2010. Forschungsvorhaben des Bundesumweltministeriums, Berlin

http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_beschaeftigung_2009_bf.pdf

DLR/ECOFYS 2010

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt & Ecofys (2010): Global GIS-based inventory of renewable energy resources in high spatial and temporal resolution. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes; Stuttgart, Köln

DLR/IFEU/WI 2004

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung & Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesumweltministeriums; Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal

Donadei 2010

Donadei, S. (2010): Mündliche Mitteilung, KBB Underground Technologies GmbH, Febr. 2010, Hannover

DStGB 2009

Kommunale Umwelt-AktioN; Deutsches Windenergie-Institut; Prof. Söfker, W.; Ing.-Büro Schmal + Ratzbor; Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg & Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen (2009): Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten. Dokumentation No 94, Deutscher Städte- und Gemeindebund (Hrsg.), Berlin

DWD 2009

Deutscher Wetterdienst (2009): Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Jahressumme 2009. www.dwd.de, Zugriff: 26.04.10

ECF 2010

McKinsey & Company; KEMA; The Energy Futures Lab at Imperial College London & Oxford Economics (2010): Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe, Volume 1 - Technical and economic analysis. Studie im Auftrag der European Climate Foundation, Den Haag

ECOFYS 2004

ECOFYS (2004): Leitbilder und Potentiale eines solaren Städtebaus. Forschungsprojekt in Zusammenarbeit mit dem Institut für Landmaschinentechnik und regenerative Energien der Fachhochschule Köln und dem Lehrstuhl für Städtebau und Landesplanung der RWTH Aachen. Köln

EEA 2006

European Environment Agency (2006): How much bioenergy can Europe produce without harming the environment. EEA Report No 7/2006, Kopenhagen

EnBW 2009

EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe (2009): Energiezukunft 2050, ISBN: 978-3-941802-03-2 bzw.

http://www.ffe.de/download/berichte/Endbericht_Energiezukunft_2050_Teil_I.pdf

EnergieRegion NRW 2009

Wasserstoff – Schlüssel zu weltweit nachhaltiger Energiewirtschaft, Düsseldorf 2009

Enquete-Kommission 2002

Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (2002): Endbericht. Drucksache: 14/9400, 07.07.2002, Deutscher Bundestag 14. Wahlperiode, Berlin

EREC 2010

European Renewable Energy Council (2010): RE-thinking 2050 - A 100% Renewable Energy Vision for the European Union. Brüssel

<http://www.rethinking2050.eu>

EU Commission 2010

European Commission (2010): Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. COM(2010) 265 final, Brüssel

<http://ec.europa.eu/environment/climat/pdf/2010-05-26communication.pdf>

EUROSOLAR 2009

EUROSOLAR (2009): Erneuerbare Energien in großen Maßstäben nutzen – die Energieallee A 7. In: Solarzeitalter 3/2009, S. 31-37

FFE 2009a

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2009): CO₂-Verminderung in Deutschland, Teil I - Methodik und Zusammenfassung. Studie im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe; München

FFE 2009b

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2009): CO₂-Verminderung in Deutschland, Teil III - GHD und Haushalte. Studie im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe; München

FFE 2009c

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. & Institut für Wirtschaftsforschung (IFO) (2009): Energiezukunft 2050. Studie im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe; München

FGK 2008

Fachinstitut Gebäude-Klima e.V. (2008): FGK Status-Report Nr. 18 – Wohnungslüftung. Bietigheim-Bissingen

Frick et al. 2007

Frick, S.; Lohse, C. & Kaltschmitt, M. (2007): Environmental Impacts by a Geother-

mal Power Generation in Germany. In: Proceedings European Geothermal Congress, May 30 - June 1 2007, Unterhaching

FVS 2004

ForschungsVerbund Sonnenenergie (2004): Wasserstoff und Brennstoffzellen – Energieforschung im Verbund. In: FVS Themen 2004, Berlin

<http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2004/th2004.pdf>

GE 2009

GE (2009): Adressing Gas Turbine Fuel Flexibility.

Gerling 2010

Gerling, J. P. (2010): Interview des IZ Klima mit dem Leiter des Fachbereichs „Nutzung des Untergrundes und Geologische CO₂-Speicherung“ der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) Dr. J.P. Gerling.

<http://www.iz-klima.de/aktuelles/archiv/news-2010/mai/news-05052010-2/>

Greenpeace 2009

EUtech (2009): Klimaschutz: Plan B – Energiekonzept für Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace, Hamburg

Haubrich/CONSENTEC 2008

Haubrich, H.-J. & Consulting für Energiewirtschaft und –technik (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur; Simmerath-Lammersdorf, Aachen

Heimerl 2005

Heimerl, S. (2005): Wasserkraft Deutschland - wie geht's weiter. 2. Konferenz der Elektrizitätswirtschaft „Regenerative Energien – Mut zum Wandel“ des VDEW, 6.-7.4.2005, Stuttgart

IE 2007

Frick, S.; Rychtyk, M.; Schröder, G.; Bohnenschäfer, W. & Kaltschmitt, M. (2007): Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland – Analyse und Bewertung der klein- und großräumigen Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes; Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig

IE/UHOH/BFH/ÖI 2005

Institut für Energetik und Umwelt; Universität Hohenheim; Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft & Öko-Institut (2005): Nachhaltige Biomassestrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern. Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Leipzig

IPCC 2007

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007): Fourth Assessment Report. Cambridge, UK.

ISET 2008

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (2008): Windenergie Report Deutschland 2008. Erstellt im Rahmen des Forschungsvorhabens „Deutscher Windmonitor“ im Auftrag des Bundesumweltministeriums; Kassel

IWES 2010

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2010): Ökostrom als Erdgas speichern. Presseinformation vom 26.04.2010

<http://www.fraunhofer.de/presse/presseinformationen/2010/04/strom-erdgas-speicher.jsp>

IZT 2007

Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Kommunalwissenschaftliches Institut der Universität Potsdam und Institut für Ressourcenschonung, Innovation und Sustainability im Umweltbereich an der Fachhochschule für Wirtschaft Berlin (2007): Erneuerbare Energien in Kommunen optimal nutzen – Denkanstöße für die Praxis. Im Auftrag des Bundesumweltministeriums. Berlin, Potsdam

Jarass et al. 2009

Jarass, L.; Obermair, G. M. & Voigt, W. (2009): Windenergie – Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg

Kaltschmitt et al. 2006

Kaltschmitt, M.; Streicher, W. & Wiese, A. (2006): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin, Heidelberg

Kaltschmitt et al. 2008

Kaltschmitt, M.; Lenz, V. & Thrän, D. (2008): Zur energetischen Nutzung von Biomasse in Deutschland – Potentiale, Stand und Perspektiven. Leibniz-Institut LIFIS

(Hrsg.), Niederwiesa-Lichtenwalde

http://www.leibniz-institut.de/cms/pdf_pub/kaltschmitt_25_04_08.pdf

KBU 2005

Kommission Bodenschutz beim Umweltbundesamt (2008): Bodenschutz beim Anbau nachwachsender Rohstoffe. Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau

Klaus 2008

Klaus, T. (2008): Windenergie und Regelleistung. Diplomarbeit, Brandenburgische Technische Universität Cottbus

Kleimaier 2010

Kleimaier, M. (2010): Wasserstoff – Eine Option für die langfristige Speicherung von Windenergie (Ergebnisse einer VDE-Studie). DWV Pressekonferenz, 18. Februar 2010, Berlin

http://www.h2de.net/aktuelles/Pressemeldungen/2010/pm1001_vde.pdf

Klein et al. 2009

Klein, K. & Schernthanner, J. (2009): Pumpspeicherkraftwerke – Garanten für die Stabilität europäischer Übertragungsnetze. In: VGB PowerTech, Jg. 89(9), S. 58-65

Klinski/Buchholz/Schulte/WindGuard/BioConsult SH 2007

Klinski, S.; Buchholz, H.; Rehfeld, K.; Schulte, M. & Nehls, G. (2007): Entwicklung einer Umweltstrategie für die Windenergienutzung an Land und auf See. Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin

Klobasa 2007

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

Knopf et al. 2010

Knopf, S.; May, F.; Müller, C. & Gerling, J.P. (2010): Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 60(4), S. 76-80

Koalitionsvertrag 26.10.2009

CDU, CSU & FDP (2009): Wachstum – Bildung – Zusammenhalt. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP - 17. Legislaturperiode. Berlin

LBEG 2009

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2009): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2008. Hannover

Le Groupe de Bellevue 1978

Le Groupe de Bellevue, ALTER (1978): A Study of a Long-Term Energy Future for France Based on 100% Renewable Energies, reprinted in The Yearbook of Renewable Energies 1995, James and James, London and Le Groupe de Bellevue, Paris

Lehmann et al. 2003

Lehmann, H.; EUTech (Aachen); Institute for Sustainable Energy Policies (Tokyo); Institute for Sustainable Solutions and Innovations (Aachen) & Wuppertal Institute for Climate, Environment & Energy (Wuppertal) (2003): Energy Rich Japan - A Vision for the Future.

<http://www.energyrichjapan.info>

Linde 2010

Fa. Linde Group (2010): Der Energieträger Wasserstoff: Emissionsarme und effiziente Mobilität, Essen

http://www.whec2010.com/fileadmin/Content/Press/Press_Conference/WHEC2010P_M_Linde_Papier_H2_dt.pdf

Lohse et al. 2007

Lohse, C. & Frick, S. (2007): Lokale Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. In: Geothermische Vereinigung – Bundesverband Geothermie e.V. (Hrsg.): Energie für alle Fälle – Der Geothermiekongress 2007. Tagungsband (S. 49 – 56), 29.-31.10.2007, Bochum

LTI Research Team 1998

The LTI Research Team(1998): Long Term Integration of Renewable Energy Sources into the European Energy System. Physica Verlag, Heidelberg

Nakicenovic et al. 1982

Nakicenovic, N. & Messner, S. (1982): Solar Energy Futures in a Western European Context. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg, Österreich

Niederle 2008

Niederle, W. (2008): Nachhaltige regionale Energieversorgung. In: George, W. &

Bonow, M. (Hrsg.), Regionales Zukunftsmanagement, Band 2: Energieversorgung. Pabst Science Publishers, Lengerich

ÖI/UMSICHT/IE/IFEU/IZES/TUBS/TUM 2004

Öko-Institut; Fraunhofer UMSICHT; Leipziger Institut für Energie; Institut für Energie- und Umweltforschung; Institut für ZukunftsEnergieSysteme; TU Braunschweig, Institut für Geoökologie & TU München, Lehrstuhl für Wirtschaftslehre des Landbaus (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesumweltministeriums, Darmstadt, Berlin, Oberhausen, Leipzig, Heidelberg, Saarbrücken, Braunschweig, München

Parry et al. 2008

Parry, M.; Palutikof, J.; Hanson, C. & Lowe, J. (2008): Squaring up to reality. In: Nature Reports Climate Change, Vol 2(6), S. 68-69

Paschen et al. 2003

Paschen, H. ; Oertel, D. & Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht. Arbeitsbericht Nr.84, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin

Ralston 2009

Ralston, J. (2009): The Sabatier Reaction, Possible Solution to CO₂ Emissions.

<http://www.pennenergy.com/index/power/renewable-generation/display/articles/pennenergy/ugc/renewable/the-sabatier-reaction.html>

Rechsteiner 2006

Rechsteiner, R. (2006): Management of Renewable Energies an Storage Systems – The Swiss Case. First International Renewable Energy Storage Conference (IRES I), 30-31.10.2006, Gelsenkirchen

Rogelj et al. 2010

Rogelj, J.; Nabel, J.; Chen, C.; Hare, W.; Markmann, K.; Meinshausen, M.; Schaeffer, M.; Macey, K. & Höhne, N. (2010): Copenhagen Accord pledges are paltry. In: Nature, Vol 464(7292), S. 1126-1128

Saint-Drenan et al. 2009

Saint-Drenan, Y.M.; Bofinger, S.; Gerhard, N.; Sterner, M. & Rohrig, K. (2009): Summenganglinien für Energie 2.0. Abschlussbericht, Institut für Solar Energieversorgungstechnik und Bundestagsfraktion Die Grünen. Berlin, Kassel

Schlomann 2009

Schlomann, B. (2009): Energieeffizienz in Zahlen. Fraunhofer ISI, Karlsruhe

Schmidt et al. 1996

Schmidt, H. & Sauer, D. U. (1996): Wechselrichter-Wirkungsgrade. In: Sonnenenergie, Jg. 21(4), S. 43-47

Schulz 2009

Schulz, D. (2009): Speicherpotenziale von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestlöchern ehemaliger Braunkohlereviere. Forum Netzintegration, Deutsche Umwelthilfe, 30.09.2009, Berlin

Sedlacek 2009

Sedlacek, R. (2009): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland: In: Erdöl Erdgas Kohle, Jg. 125(11), S. 412-426

Siemens 2010

Siemens (2010): Fossile Energieerzeugung.

http://www.siemens.com/sustainability/de/umwelt/portfolio/fossile_energieerzeugung.htm#toc-1

Smolinka 2007

Smolinka T. (2007): Wasserstoff aus Elektrolyse – ein Vergleich der alkalischen und PEM-Wasserstoffelektrolyse. In: FVS-Workshop „Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien“, 21./22.05.2007, Ulm

SODA 2009

Solar radiation Data (2009): Einstrahlungsdaten. Paris

<http://www.soda-is.com>

SRU 2007

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2007): Klimaschutz durch Biomasse – Sondergutachten. Erich-Schmidt-Verlag, Berlin

SRU 2010

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010): 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträgliche, sicher, bezahlbar. Stellungnahme Nr. 15, Mai 2010, Berlin

Stern 2007

Stern, N. (2007): The Economics of Climate Change - The Stern Review. University Press, Cambridge

Sterner 2009

Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Dissertation, Universität Kassel

Sterner 2010

Sterner, M. (2010): Einfache Energie- und Stoffbilanz für EE-Methan. Persönliche Mitteilungen, 01.06.2010 und 06.06.2010

Sterner et al. 2010

Sterner, M.; Gerhardt, N.; Saint-Drenan, Y.-M.; Oehsen, A. von; Hochloff, P.; Kocmajewski, M.; Jentsch, M.; Lichtner, P.; Pape, C.; Bofinger, S. & Rohrig, K. (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag der Schluchseewerk AG, Fraunhofer IWES, Kassel

Thomsen et al. 2007

Thomsen, C. & Liebsch-Dörschner, T. (2007): Vorrat ist der beste Rat – Möglichkeiten der energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes von Schleswig-Holstein. In: Jahresbericht 2006/07, Landesamt für Natur und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein, S. 171-181

TradeWind 2009

VTT (Finnland); Sintef (Norwegen); RISOE (Dänemark); Kema (Belgien); Garrard Hassan (UK); 3E (Belgien) & Deutsche Energie-Agentur (2009): Integrating Wind – Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. Studie im Auftrag der EACI der Europäischen Kommission, geleitet vom Europäischen Windenergieverband EWEA,
<http://www.trade-wind.eu/>

UBA 2002

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie & Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (2002): Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Climate Change 02/2002, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau

UBA 2006

Blohm, M.; Erdmenger, C.; Ginzky, H.; Marty, M.; Beckers, R.; Briem, S.; Clausen, U.; Lohse, C.; Rechenberg, J.; Schäfer, L. & Sternkopf, R. (2006): Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung, Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen. Climate Change 04/2006, Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau

UBA 2007

Ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung & Öko-Institut (2007): Stoffstrommanagement von Biomasseabfällen mit dem Ziel der Optimierung der Verwertung organischer Abfälle. Climate Change 04/2007, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau

UBA 2008

Umweltbundesamt (2008): Beurteilung von Umweltauswirkungen bei der Genehmigung von Offshore Windenergieanlagen. Dessau-Roßlau

UBA 2009a

Knoche, G.; Lünenbürger, B.; Hain, B. & Müschen, K. (2009): Konzeption des Umweltbundesamtes zur Klimapolitik – Notwendige Weichenstellungen. Climate Change 14/2009, Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau

UBA 2009b

Klaus, T.; Loreck, C. & Müschen, K. (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Climate Change 13/2009, Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau

UBA 2009c

Lambrecht, M.; Erdmenger, C.; Bölke, M.; Brenk, V.; Frey, K.; Jahn, H.; Kolodziej, A.; Kruppa, I.; Naumann, S.; Salz, D.; Schade, L. & Verron, H. (2009): Strategie für einen nachhaltigen Güterverkehr. Texte 18/2009, Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau

UBA 2009d

Borchert, J.; Jungbluth, C.; Peek, M. & Ritzau, M. (2009): Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung – Kritische Würdigung der dena-Kurzanalyse zur Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020. Text 07/2009, Büro für Energiewirtschaft und technische Planungen GmbH (BET), Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau

UBA 2010a

Duscha, V.; Graichen, J.; Healy, S.; Schleich, J. & Schumacher, K. (2010): Post-2012 climate regime – How industrial and developing nations can help to reduce emissions – assessing emission trends, reduction potentials, incentive systems and negotiation options. Climate Change 02/2010, Studie im Auftrag des Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau

UBA 2010b

Schleich, J.; Duscha, V. & Peterson, E. B. (2010): Environmental and economic effects of the Copenhagen pledges and more ambitious emission reduction targets. Zwischenbericht, Studie im Auftrag des Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. In Vorbereitung

UBA 2010c

Umweltbundesamt (2010): Berichterstattung 2009 unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen.

<http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm>

UBA 2010d

Rodt, S.; Georgi, B.; Huckestein, B.; Mönch, L.; Herbener, R.; Jahn, H.; Koppe, K. & Lindmaier, J. (2010): CO₂-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland – Mögliche Maßnahmen und ihre Minderungspotenziale. Texte 05/2010, Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau

UBA 2010e

Burger, A.; Eckermann, F.; Schrode, A. & Schwermer, S. (2010): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland – Aktualisierung für das Jahr 2008. Hintergrundpapier, Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau-Roßlau

<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3780.pdf>

VDN 2007

Verband der Netzbetreiber (2007): TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin

Wagner et al. 2007

Wagner, E.; Rindelhardt, U. (2007): Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft in Deutschland – Überblick. In: ew - das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 106(25-26), S. 52-57

Wallbrecht 2010

Wallbrecht, J. (2010): Mündliche Mitteilung, BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Febr. 2010, Hannover

WBA 2007

Wissenschaftlicher Beirat für Agrarpolitik beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (2007): Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik. Verabschiedet im November 2007, Braunschweig

WBGU 2008

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (2008): Welt im Wandel – Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Berlin

WI/DLR/ZSW/PIK 2007

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung & Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2007): RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Forschungsvorhaben des Bundesumweltministeriums, Berlin http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/reccs_endbericht_lang.pdf

Williams 2007

Williams, C. F. (2007): Updated Methods for Estimating Recovery Factors for Geothermal Resources. In: Proceedings Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University (California, USA), January 22-24 2007, Stanford

Winter et al. 1989

Winter, C. J. & Nitsch, J. (1989): Wasserstoff als Energieträger - Technik, Systeme, Wirtschaft. 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg [u.a.]

WRI 2010

World Resources Institute (2010): Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) Version 7.0, Washington D.C.

WWF 2009

Öko-Institut; Prognos & Ziesing, H.-J. (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis

2050: Vom Ziel her denken. Studie im Auftrag des WWF, Berlin

ZSW/IWES/Solar Fuel 2009

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg;
Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik & Solar Fuel Technology (2009): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz.
In: FVEE & AEE (Hrsg.), Themen 2009 – Forschen für globale Märkte erneuerbarer Energien (S. 69-78), Berlin

Zumbroich et al. 2005

Zumbroich, T. & Müller A. (2005): Bundesweites Kataster der ökologisch wirksamen, funktional differenzierten Querverbauungen der Fließgewässer. Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes; Bonn, Essen

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
AGEEStat	Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BFE	Bundesamt für Energie (Schweiz)
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (bis 2005)
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
CCS	Carbon Capture and Storage
CH₄	Methan
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DESTATIS	Statistisches Bundesamt Deutschland
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DIW	Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DStGB	Deutscher Städte- und Gemeindebund
DWD	Deutscher Wetterdienst
ECF	European Climate Foundation
eE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency
EEA	European Environment Agency
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäuser
EGS	Enhanced geothermal systems
EnEV	Energieeinsparverordnung
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
FVEE	ForschungsVerbund Erneuerbare Energien

Abkürzungsverzeichnis

FVS	ForschungsVerbund Sonnenenergie (jetzt: FVEE)
Fzkm	Fahrzeugkilometer
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GW	Gigawatt ($=10^6$ kW)
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IE	Leipziger Institut für Energie
IEKP	Integrierten Energie- und Klimapaket der Bundesregierung
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZES	Institut für ZukunftsEnergieSysteme
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kW_p	Kilowattpeak
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
MFH	Mehrfamilienhäuser
MW_{el}	Elektrische Leistung in Megawatt
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
NOVA	Prioritätenregel „Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau“
ORC	Organic Rankine Cycle
PIK	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
PJ	Petajoule ($=10^{15}$ J)
PV	Photovoltaik
ROG	Raumordnungsgesetz
SNG	Substitute Natural Gas
SRU	Sachverständigen Rat für Umweltfragen
TAB	Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag
THG	Treibhausgasemissionen
TWh	Terawattstunde ($=10^9$ kWh)
UBA	Umweltbundesamt
UMSICHT	Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und

Abkürzungsverzeichnis

	Energietechnik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V_n	Volumen im Normzustand
WBA	Wissenschaftlicher Beirat Agrarpolitik beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WRI	World Resources Institute
WWF	World Wide Fund for Nature
ZFH	Zweifamilienhäuser
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg

Glossar

Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk	Ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk ist ein Druckluftspeicherkraftwerk mit einem zusätzlichen Wärmespeicher. Die bei der Verdichtung der Luft (Ladevorgang) anfallende Wärme wird vom Wärmespeicher aufgenommen und zu einem späteren Zeitpunkt (Entladevorgang) an die Druckluft vor der Entspannung in der Turbine abgegeben. Daher ist kein zusätzliches brennbares Gas beim Entladevorgang erforderlich. Somit können Druckluftspeicherkraftwerke mit bis zu 70% deutlich höhere Wirkungsgrade erreichen als Druckluftspeicherkraftwerke ohne Wärmespeicher. Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke befinden sich noch in der Entwicklung.
Angebotsreiche Situationen	Angebotsreiche Situationen sind in dieser Studie Situationen, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien die aktuelle Last deutlich übersteigt und die Überschussenergie gespeichert wird.
Angebotsarme Situationen	Angebotsarme Situationen sind in dieser Studie Situationen, in denen die Last die Einspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich übersteigt und die gespeicherte Energie wieder verstromt wird.
Basislast/ Basisstromverbrauch	Die Basislast ist in dieser Studie definiert als der Lastanteil, der ohne Lastmanagement simuliert wird. Der Basisstromverbrauch ergibt sich aus dem Gesamtstromverbrauch (Nettostromverbrauch plus Leitungsverluste) nach Abzug des Stromverbrauchs für Elektromobilität, Wärmepumpen und zusätzlicher Klimatisierung. Die Basislast entspricht im zeitlichen Verlauf (nicht jedoch in der Höhe) einem heutigen Lastprofil.
Bruttostromerzeugung eines Kraftwerks	Die Bruttostromerzeugung eines Kraftwerks ist die erzeugte elektrische Arbeit des Kraftwerks vor Abzug des Kraftwerkseigenverbrauchs.
Bruttostromerzeugung eines Landes	Die Bruttostromerzeugung eines Landes ist die Summe der Bruttostromerzeugung aller inländischen Kraftwerke.
Druckluftspeicherkraftwerk	Ein Druckluftspeicherkraftwerk ist ein Gasturbinenkraftwerk, das die Energie komprimierter Luft als Speicher nutzt. Es besteht aus Verdichter, Druckluftspeicher und Gasturbine. Strom wird in Überschuss-Situationen eingesetzt, um Luft zu verdichten (Ladevorgang). Bei Bedarf wird die Druckluft zusammen mit einem brennbaren Gas in der Gasturbine zur Stromerzeugung verbrannt (Entladevorgang).
Dump Load	Ein Dump Load ist ein energetisch ungenutzter Lastwiderstand.
Elektro-Hybridfahrzeug	Ein Elektro-Hybridfahrzeug vereint ein elektrisches und ein konventionelles Antriebs- und Energiesystem. Hierbei gibt es verschiedene Formen. Ein Mikrohybrid hat keinen E-Motor. Er nutzt lediglich zurück gewonnene Bremsenergie zur Versorgung der Fahrzeugelektrik. Ein milder Hybrid nutzt ebenfalls Bremsenergie zum Laden der Batterie, ist jedoch auch mit einem kleinen Elektromotor ausgestattet, welcher beim Anfahren den Verbrennungsmotor unterstützt. Demgegenüber ist ein Vollhybrid neben dem Verbrennungsmotor auch mit einem Elektromotor ausgestattet, welcher das Fahrzeug auch alleine antreiben kann. Der Strom für den Elektroantrieb wird dabei vom konventionellen Motor im Fahrzeug erzeugt und in einer kleinen Batterie gespeichert. Wird eine größere Batterie verwendet, die über das Stromnetz aufgeladen werden kann, spricht man von einem Plug-In-Hybrid.
Elektrolyse	Die Elektrolyse ist eine unter Ionenentladung ablaufende Zerlegung

	einer chemischen Verbindung durch elektrischen Strom (Redoxreaktionen an Kathode und Anode). Ein Teil der elektrischen Energie wird in chemische Energie umgewandelt. Genau dem umgekehrten Zweck – der Umwandlung von chemischer in elektrische Energie – dienen Batterien, Akkumulatoren oder Brennstoffzellen. Elektrolyseure (Elektrolyseanlagen) können zur Energiespeicherung eingesetzt werden.
Endenergie	Die Endenergie bezeichnet die Energiemenge, die den Endverbrauchern nach der Umwandlung der Primärenergieträger in die verschiedenen nutzbaren Formen z.B. als Strom, Erdgas oder Fernwärme zur Verfügung steht.
Fluktuierende Erzeugung	Fluktuierende Erzeugung bedeutet schwankende Erzeugung z.B. von Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft.
Ganglinie	Die Ganglinie (auch Zeitreihe) stellt die gemessene (und i. d. R. viertelstündlich gemittelte) Leistungsaufnahme bzw. -abgabe eines/mehrerer Abnehmer bzw. Erzeuger über einen bestimmten Zeitraum (Messperiode) dar.
Gesamtstromverbrauch eines Landes	Der Gesamtstromverbrauch eines Landes entspricht dem Bruttostromverbrauch eines Landes, vermindert um die Kraftwerkseigenverbrauch und die Pumparbeit. Der Gesamtstromverbrauch eines Landes entspricht auch der Summe aus Nettostromverbrauch eines Landes und den Leistungsverlusten.
Gradient	Der Gradient ist das Maß für die Änderung einer Größe, hier pro Zeiteinheit.
Jahresdauerlinie	Die Jahresdauerlinie ist ein nach der Höhe der Leistungswerte geordneter Lastgang über ein Jahr. Die Dauerlinie lässt sich aus der Lastganglinie ermitteln.
Kurzzeitspeicher	Kurzzeitspeicher können Einspeiseschwankungen im Ein- und Mehrtagesbereich ausgleichen, z. B. Pumpspeicherwerke.
Langzeitspeicher	Langzeitspeicher können Einspeiseschwankungen im Mehrtages-, Monats- oder Jahresbereich ausgleichen. Sie sind derzeit nur als chemische Speicher möglich, z. B. Speichersysteme auf Basis von Wasserstoff oder Methan.
Lastmanagement	Unter Lastmanagement werden nachfrageseitige Maßnahmen zur Laststeuerung/-beeinflussung (z.B. durch Preissignale) verstanden. Ziel ist es, den Stromverbrauch von Zeiten mit niedrigem Angebot an erneuerbaren Energien verstärkt in Zeiten zu verlagern, in denen ein Überangebot an erneuerbaren Energien besteht. Lastmanagement kann auch als „virtueller“ Speicher interpretiert werden.
Minutenreserveleistung	siehe Regelleistungsarten
Nettostromerzeugung eines Kraftwerks	Der Nettostromerzeugung eines Kraftwerks ist die um den Kraftwerkseigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung.
Nettostromerzeugung eines Landes	Der Nettostromerzeugung eines Landes ist die Summe der Nettostromerzeugung aller inländischer Kraftwerke
Nettostromverbrauch eines Landes	Der Nettostromverbrauch eines Landes ist die in elektrischen Einrichtungen der Verbraucher umgesetzte elektrische Arbeit. Er ergibt sich aus dem Gesamtstromverbrauch abzüglich der Leitungsverluste.
Nutzenergie	Nutzenergie entsteht durch die Umwandlung von Endenergie für die eigentliche Anwendung und steht den Endverbrauchern direkt zur Verfügung, zum Beispiel Raumwärme, Warmwasser, Licht, mechanische Arbeit.
Plug-in-Hybride	siehe Elektro-Hybridfahrzeug

Primärregelleistung	siehe Regelleistungsarten
Regelleistung	Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern zum Ausgleich von Abweichungen zwischen den geplanten bzw. Soll-Leistungen und den tatsächlichen Ist-Leistungen benötigt, um die Netzfrequenz stabil zu halten. Dazu wird Regelleistung mit gut regelbaren Kraftwerken oder mit regelbaren Lasten vorgehalten. Unterschieden wird positive Regelleistung (zusätzliche Erzeugungsleistung bzw. Abschalten von Verbrauchern) und negative Regelleistung (Reduzierung der Erzeugung bzw. Erhöhung der Nachfrage).
Regelleistungsarten	Die Regelleistungsarten unterscheiden sich vor allem hinsichtlich ihrer Aktivierungszeit: Primärregelleistung muss nach 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen. Sekundärregelleistung muss nach 5 Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Sie löst die Primärregelleistung ab. Tertiärregelleistung (auch Minutenreserveleistung) muss nach 15 Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Sie löst die Sekundärregelleistung ab.
Rekursive Faltung	Die rekursive Faltung ist ein stochastisches Verfahren, das z.B. zur Bestimmung der gesicherten Leistung (Leistung, die mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit planmäßig zur Verfügung steht) auf Elektrizitätsmärkten eingesetzt wird. Die gesicherte Leistung wird mittels Wahrscheinlichkeitsrechnung aus den installierten Leistungen der Kraftwerke und ihren jeweiligen Verfügbarkeiten bzw. Ausfallwahrscheinlichkeiten ermittelt.
Reservekraftwerke	Reservekraftwerke sind schnellstartfähige Kraftwerke, die zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung bzw. zur Deckung der residualen Last benötigt werden.
Residuallast	Die Residuallast ergibt sich aus der Differenz zwischen Last und Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Die (positive) Residuallast, kann nicht direkt durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien gedeckt werden. Sie wird derzeit vor allem durch konventionelle Kraftwerke, zukünftig verstärkt durch Speicher- und Reservekraftwerke gedeckt.
Sekundärregelleistung	siehe Regelleistungsarten
Smart grid	Englische Bezeichnung für „Intelligentes Stromnetz“: Smart grid umfasst die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Erzeugungsanlagen, Netzkomponenten, Energiespeichern und Verbrauchern. Damit wird eine Optimierung des Einsatzes der miteinander verbundenen Bestandteile ermöglicht.
Tertiärregelleistung	siehe Regelleistungsarten
Thermochemische Vergasung	Bei der thermochemischen Vergasung werden ligninreiche Reststoffe (z.B. Holz) in großtechnischen thermochemischen Anlagen vergast. Die Technik ist bewährt, Verfahren befinden sich in der Demonstrationsphase, u.a. im österreichischen Güssing. Das im Produktgas enthaltene CO ₂ (Stöchiometrie variabel), ist für die Methanisierung verwendbar.
Virtuelles Kraftwerk	Bei einem virtuellen Kraftwerk werden unterschiedliche dezentrale Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher zusammengeschaltet, die über eine Kommunikationsstruktur miteinander verbunden sind und dadurch zusammen ähnliche Eigenschaften wie ein großes Kraftwerk realisieren können.
Zeitreihe	siehe Ganglinie

10 Anhang

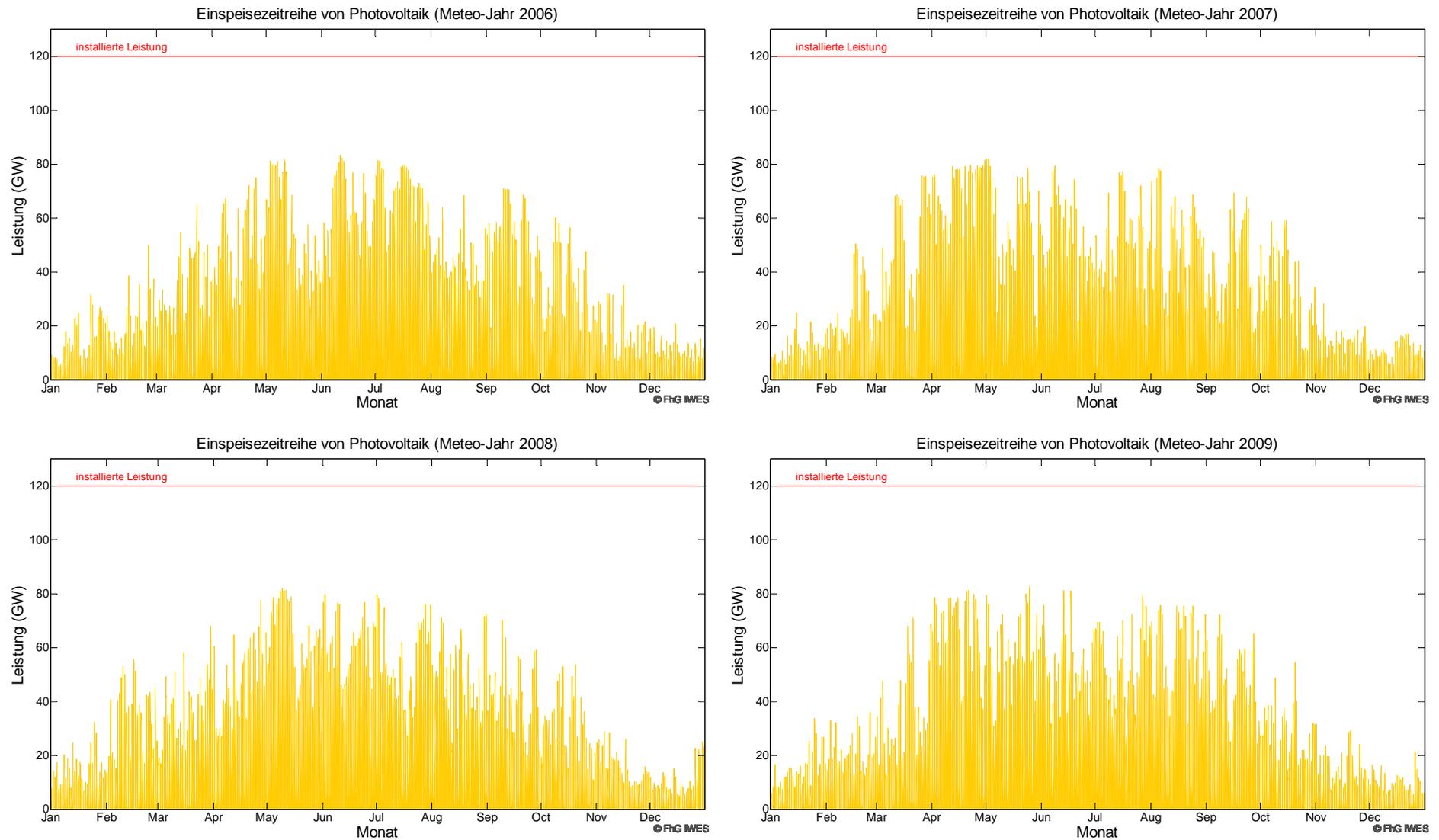


Abbildung A-10-1: Mittlere stündliche Einspeisung Photovoltaik im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009

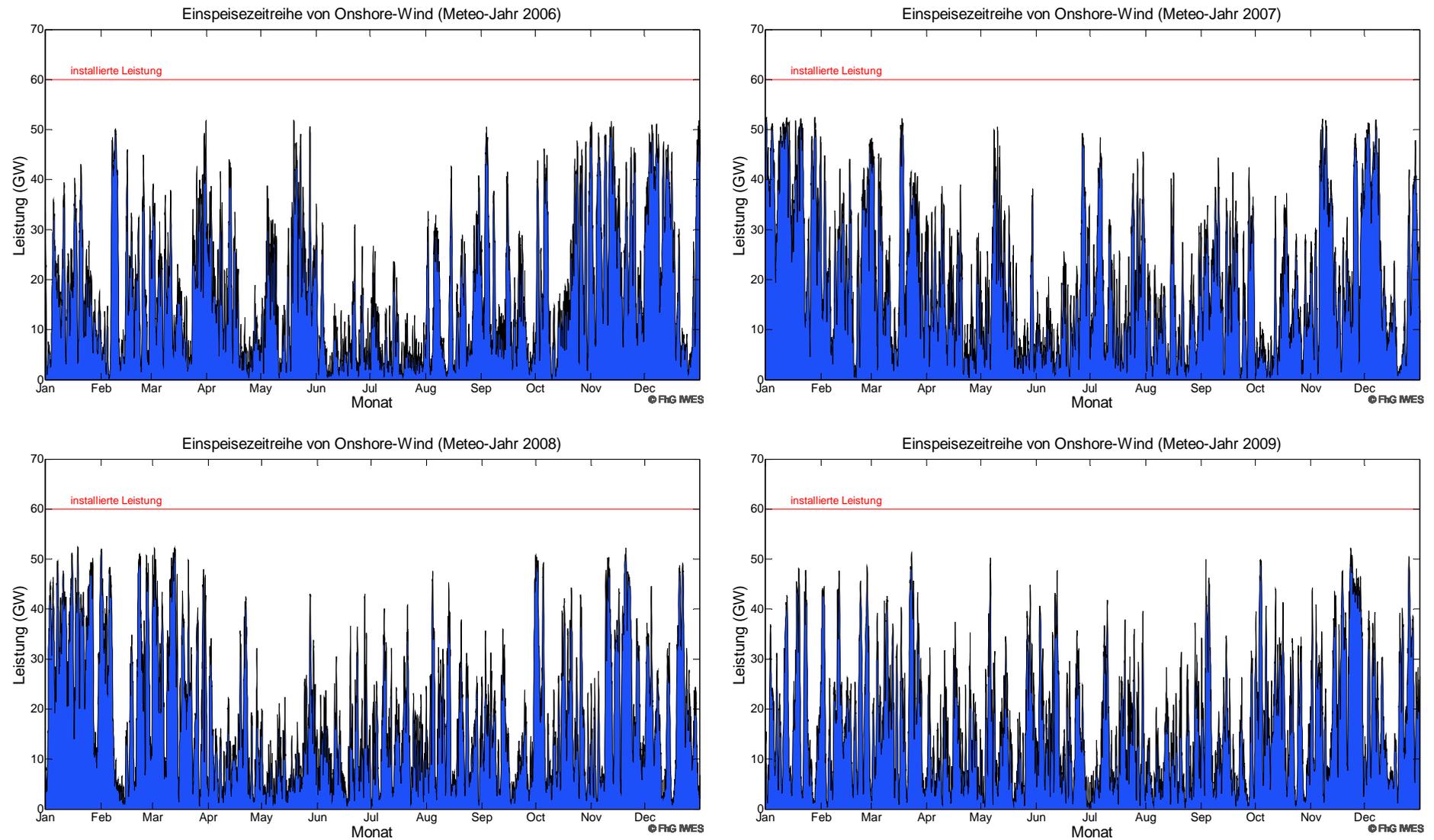


Abbildung A-10-2: Mittlere stündliche Einspeisung Onshore-Wind im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009

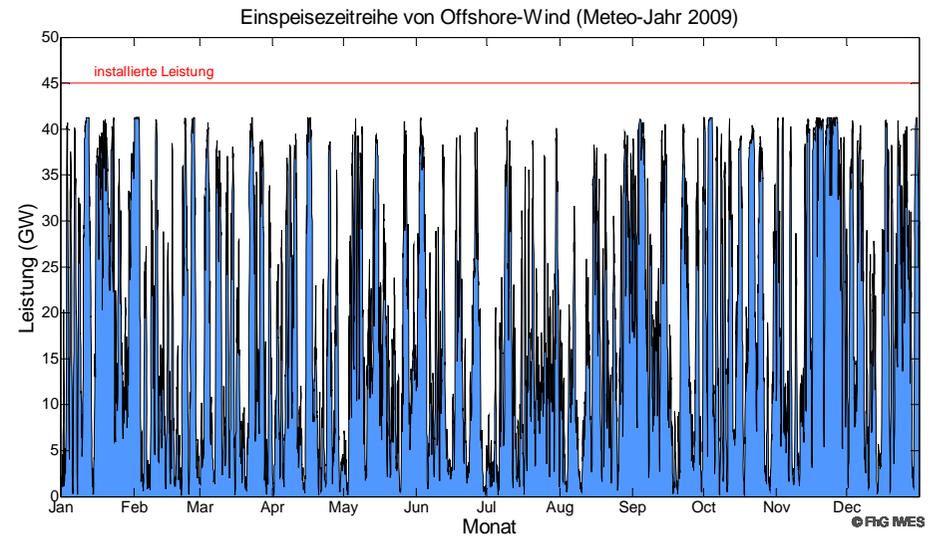
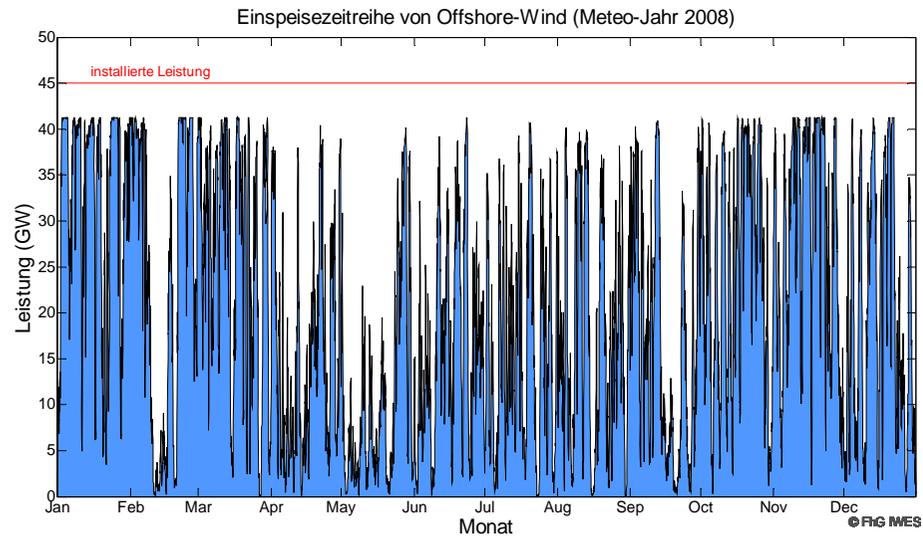
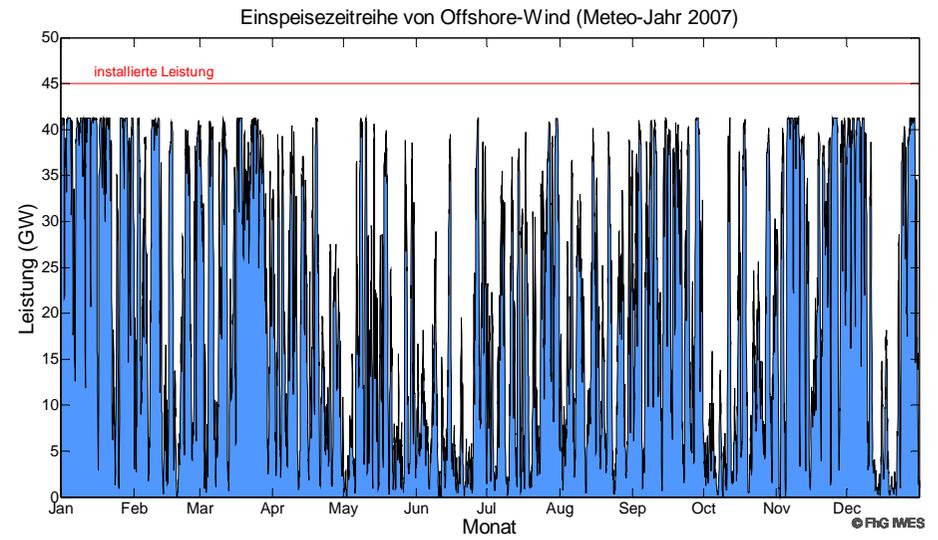
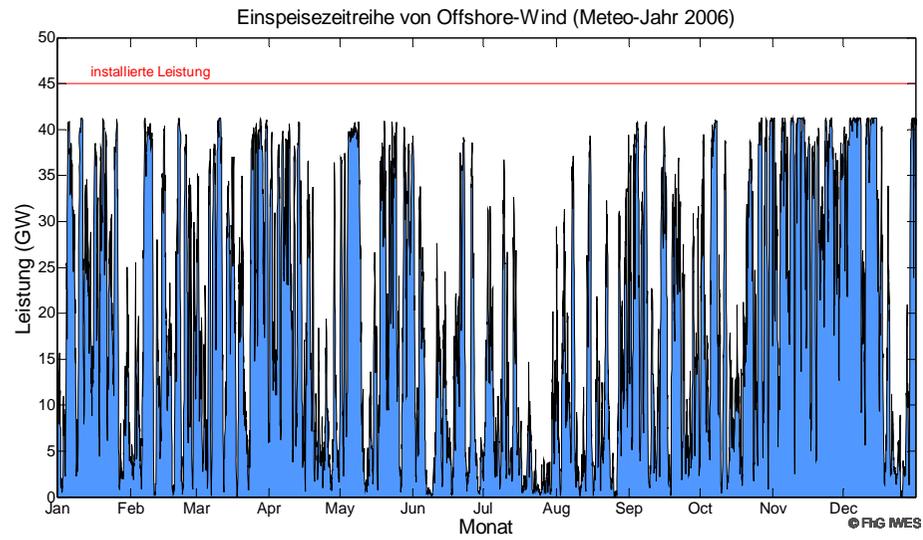


Abbildung A-10-3: Mittlere stündliche Einspeisung Offshore-Wind im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009

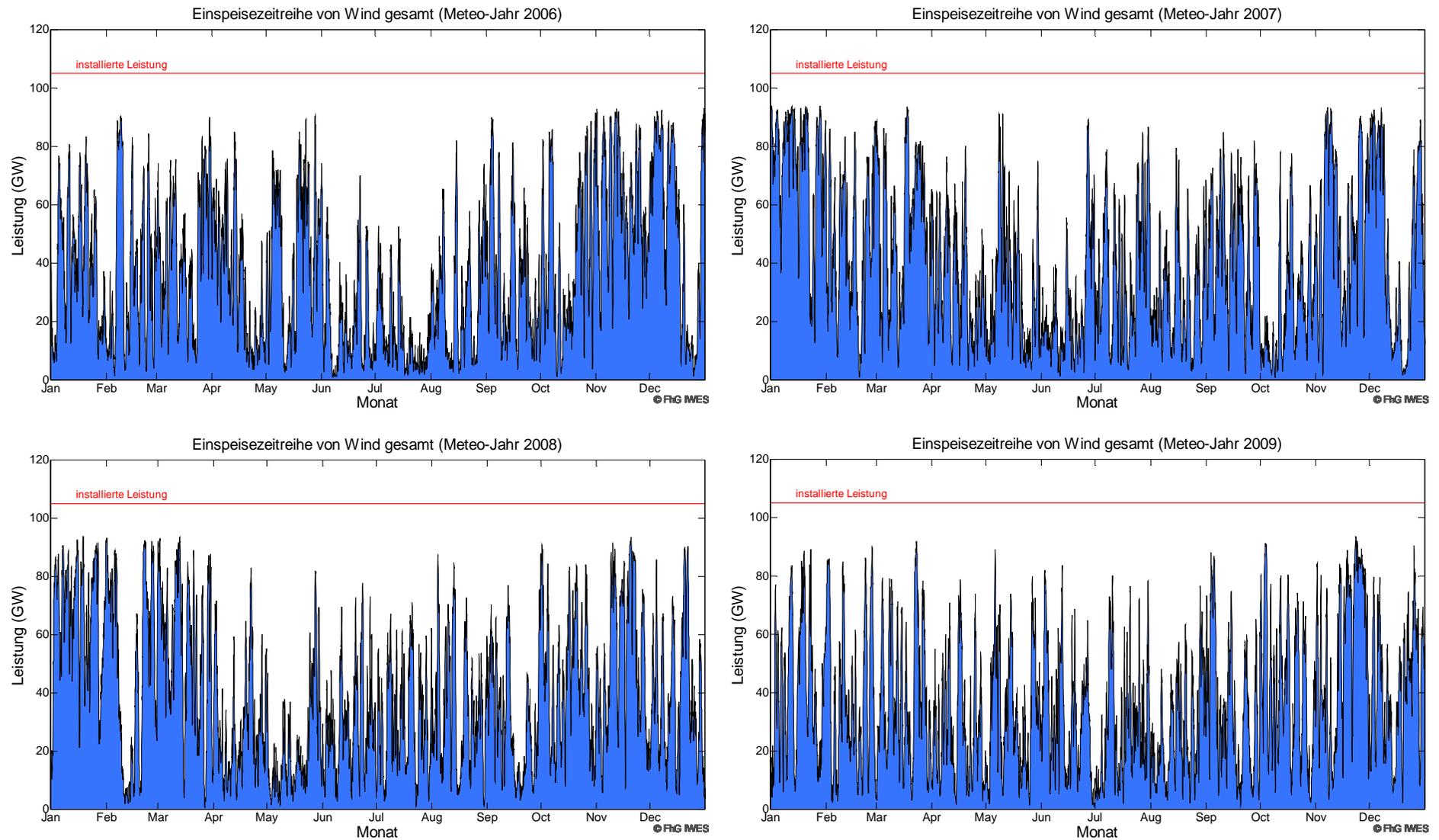


Abbildung A-10-4: Mittlere stündliche Einspeisung Wind gesamt (onshore und offshore) im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009

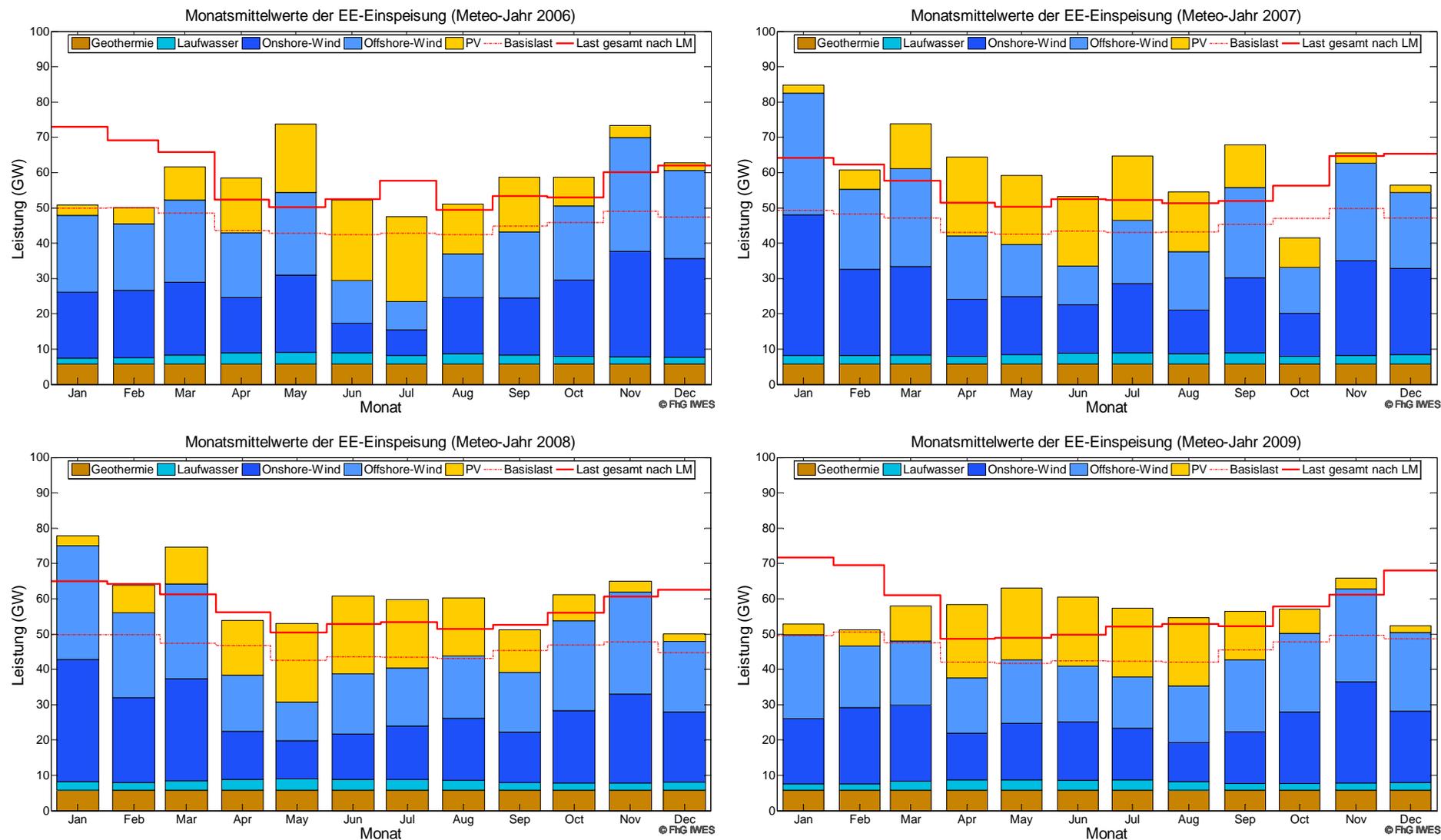


Abbildung A-10-5: Monatliche Einspeisung aller erneuerbaren Energien, inkl. Darstellung der Last vor und nach dem Lastmanagement im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009, Darstellung als monatliche Mittelwerte

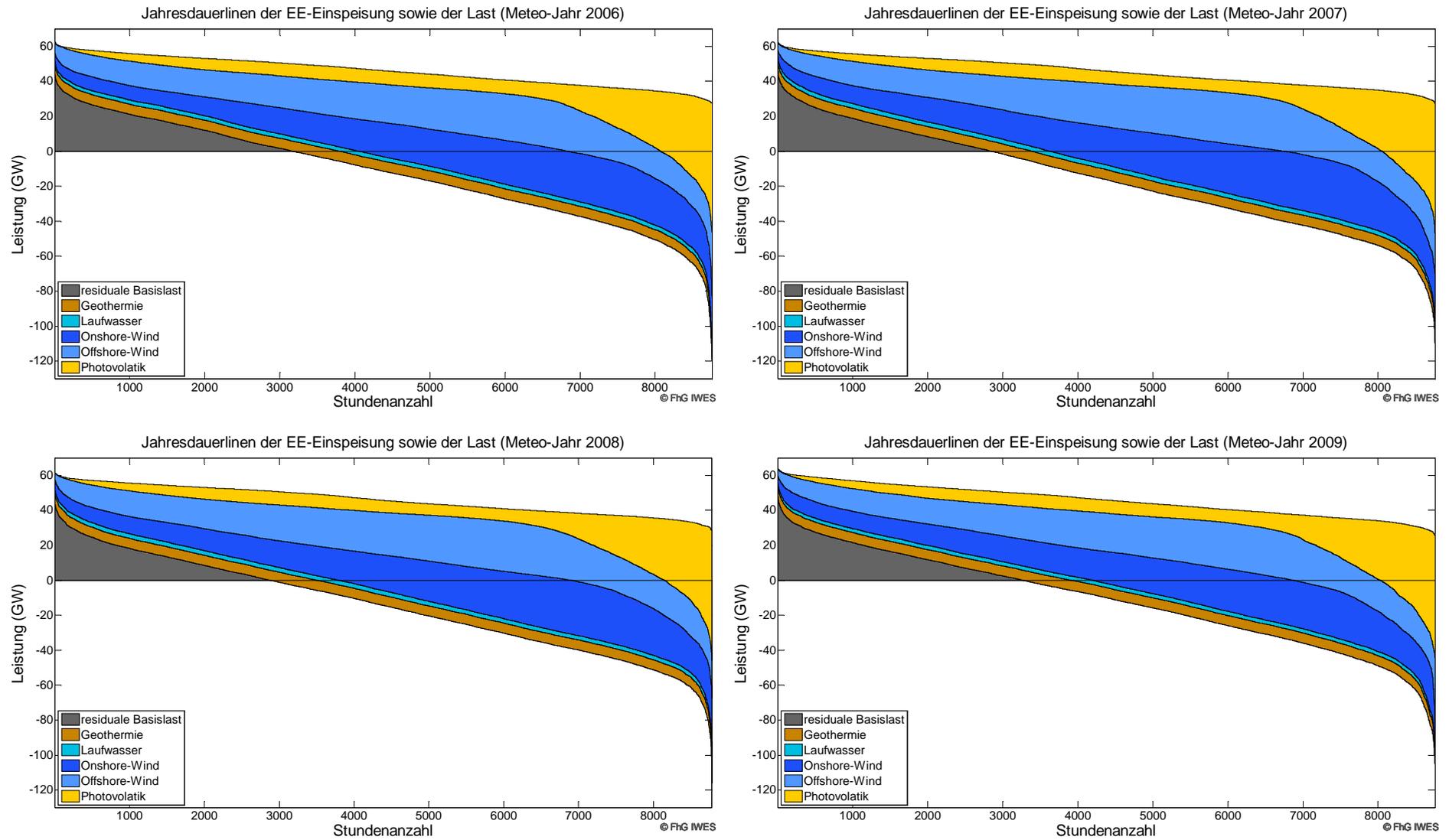


Abbildung A-10-6: Jahresdauerlinien der Einspeisung erneuerbarer Energien im Jahr 2050, für alle Wetter-Jahre 2006-2009

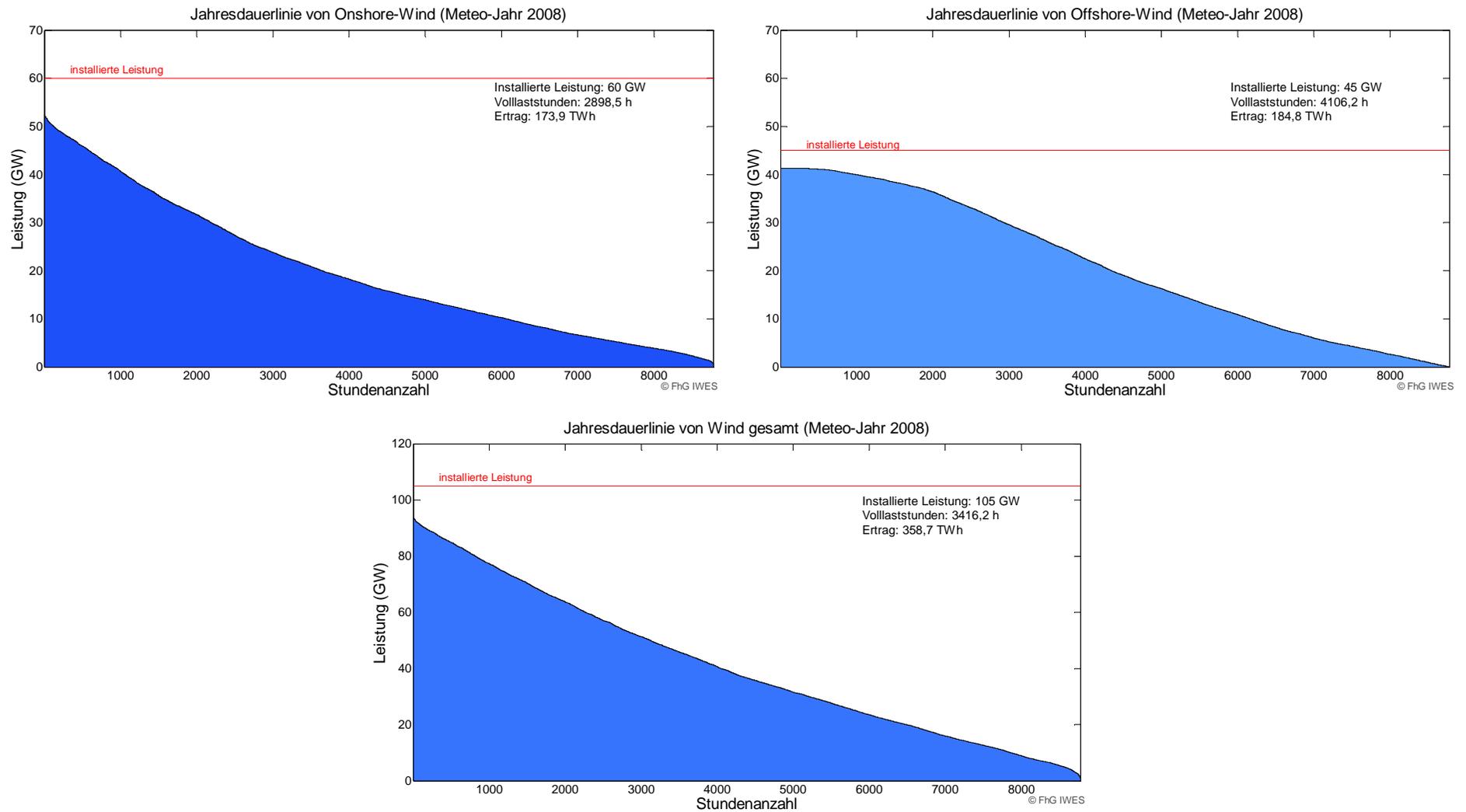


Abbildung A-10-7: Jahresdauerlinie der Windenergie (onshore offshore, gesamt) im Jahr 2050, für das Wetter-Jahr 2008

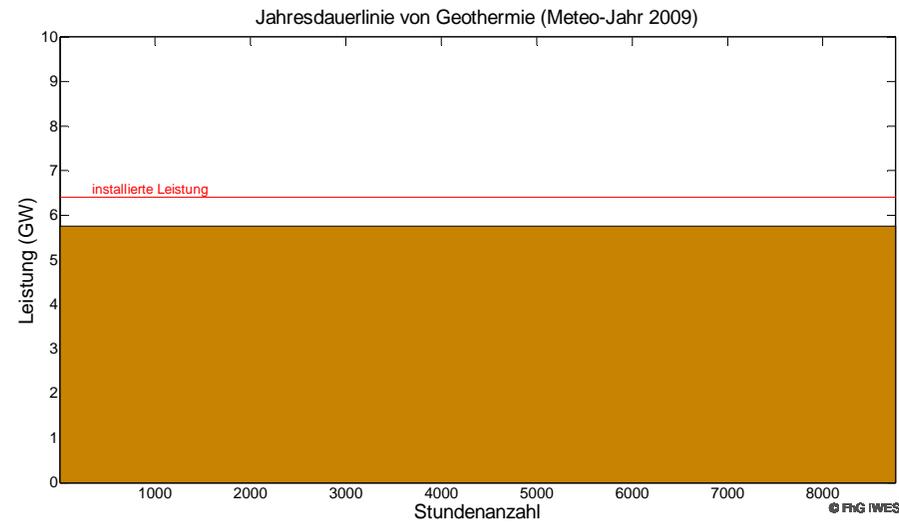
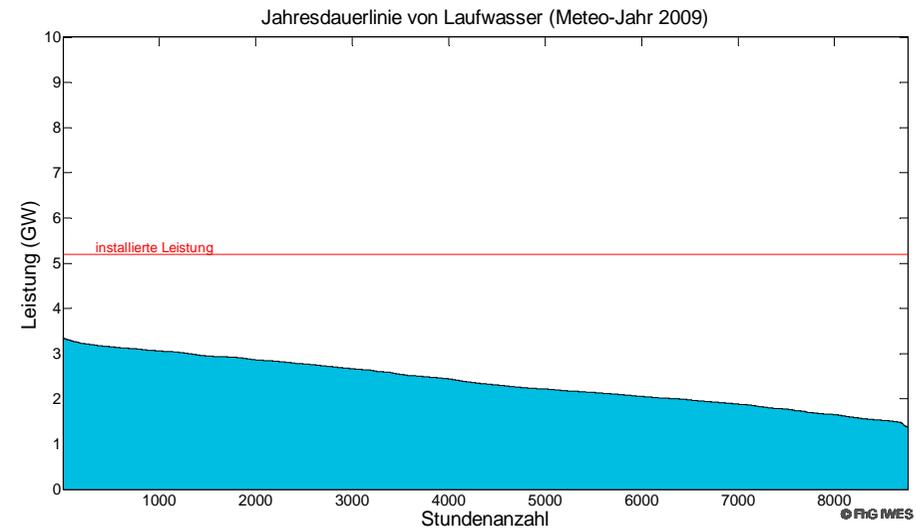
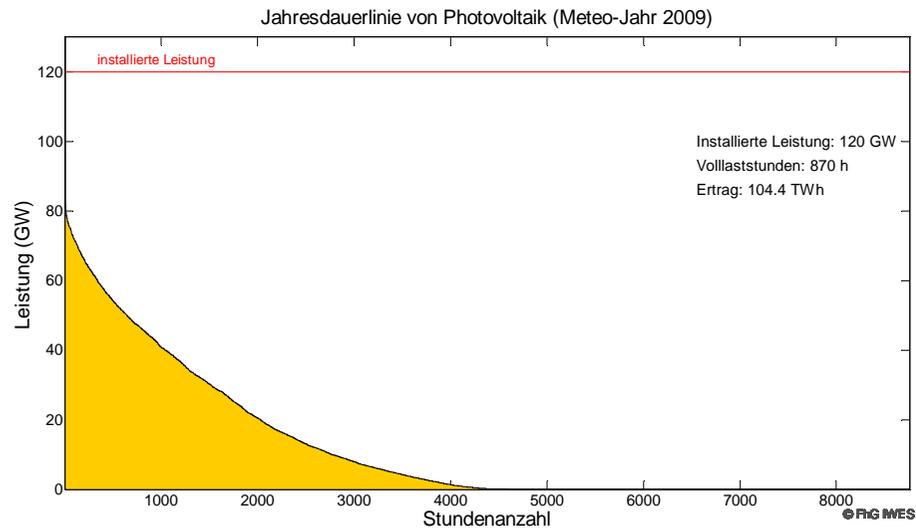


Abbildung A-10-8: Jahresdauerlinie der EE - Photovoltaik, Wasserkraft, Geothermie im Jahr 2050, für das Wetter-Jahr 2009

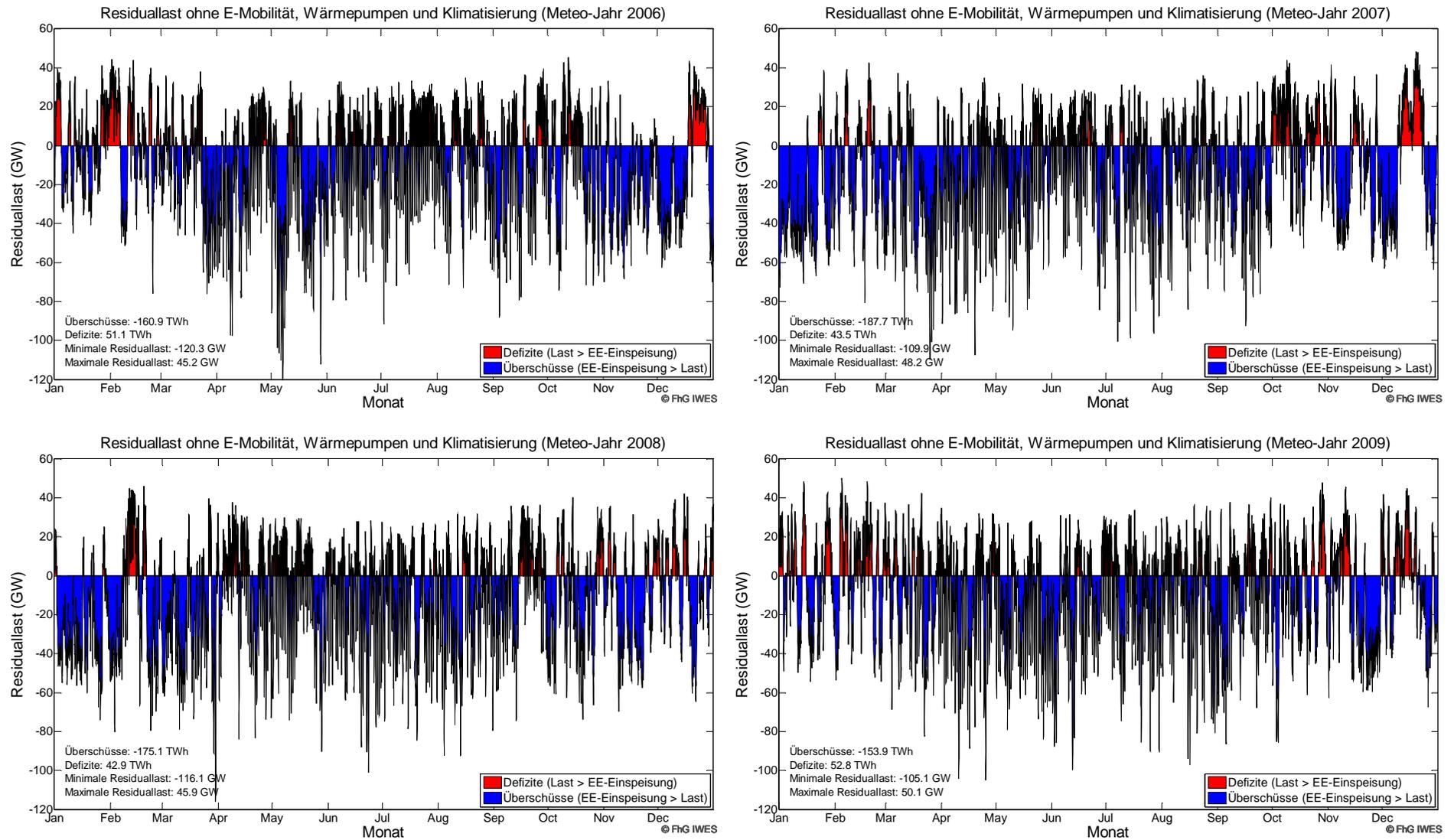


Abbildung A-10-9: Abgeleitete Residuallast vor Lastmanagement für die Wetter-Jahre 2006-2009

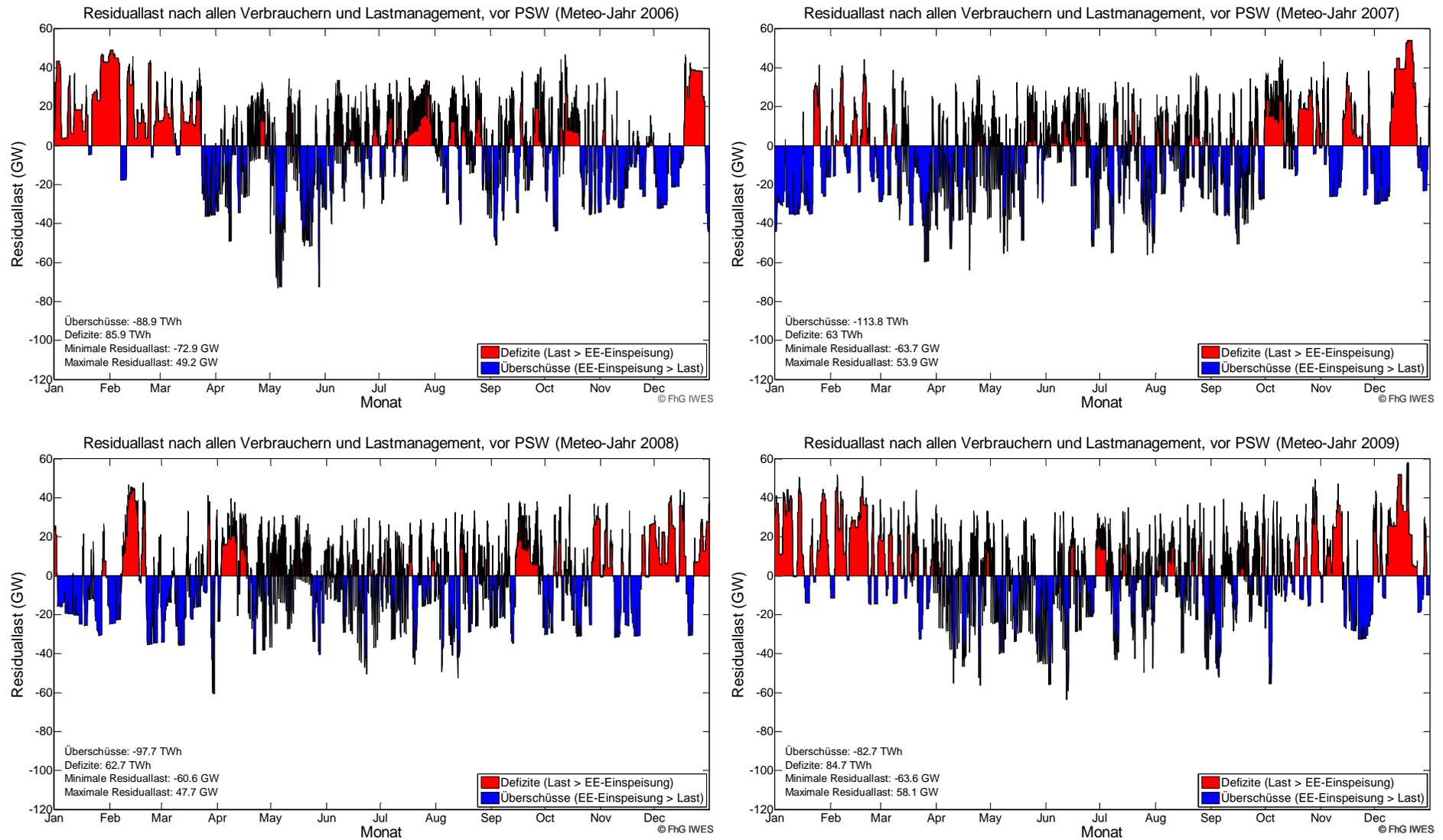


Abbildung A-10-10: Abgeleitete Residuallast unter Berücksichtigung von Lastmanagement, ohne Pumpspeicher für die Wetter-Jahre 2006-2009

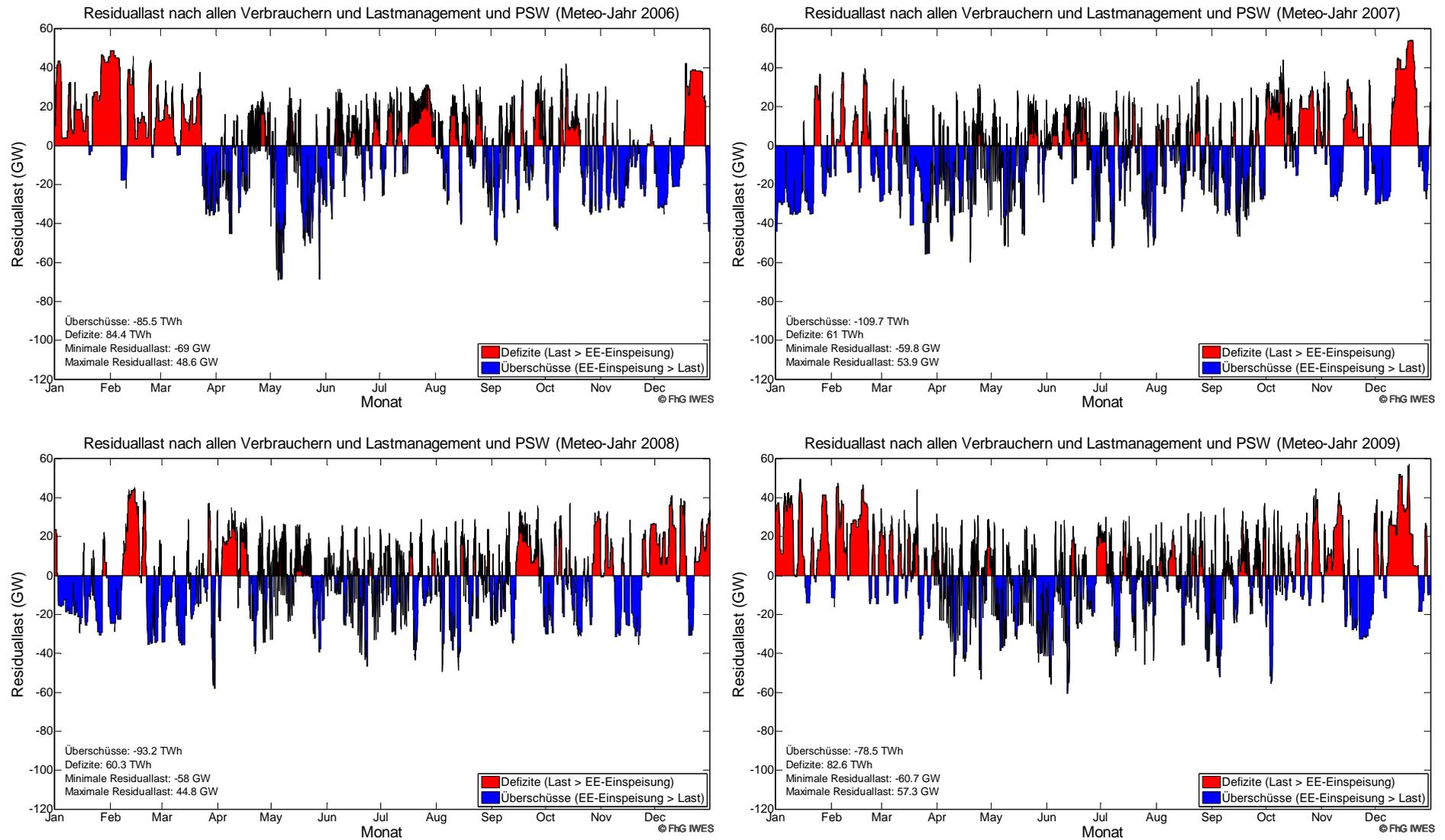


Abbildung A-10-11: Abgeleitete Residuallast unter Berücksichtigung von Lastmanagement und Pumpspeichern für die Wetter-Jahre 2006-2009

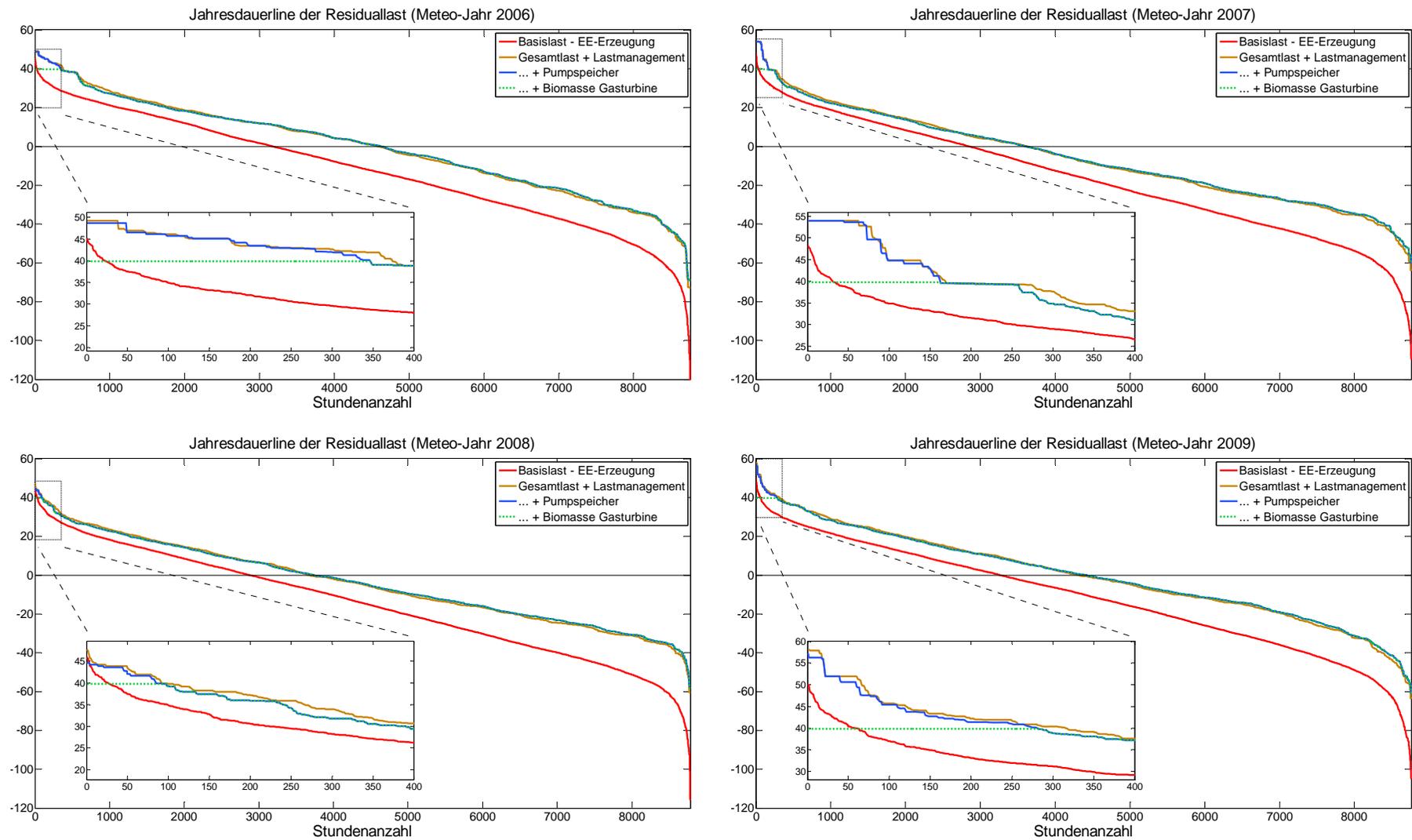


Abbildung A-10-12: Darstellung der Jahresdauerlinie als Basislast, als Gesamtlast mit Lastmanagement, mit Pumpspeichern und mit Biomasse-GT für die Wetter-Jahre 2006-2009

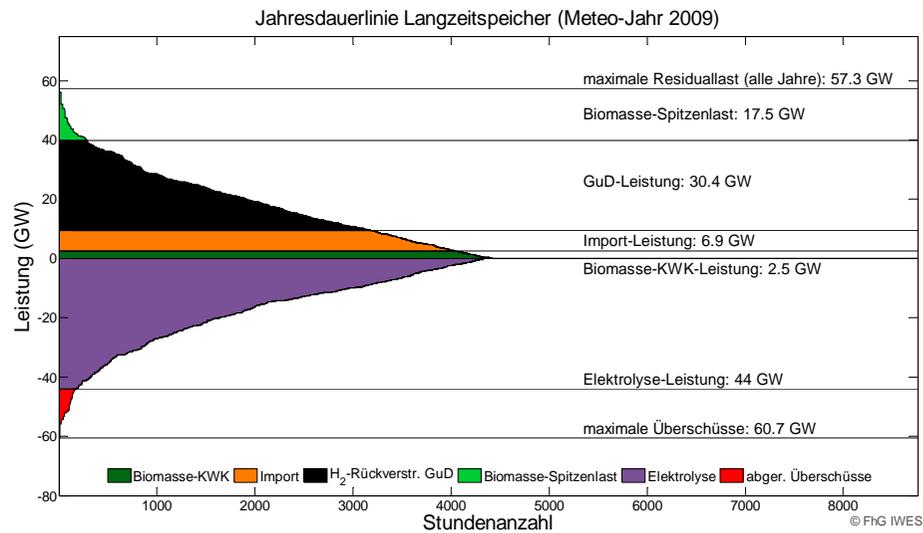
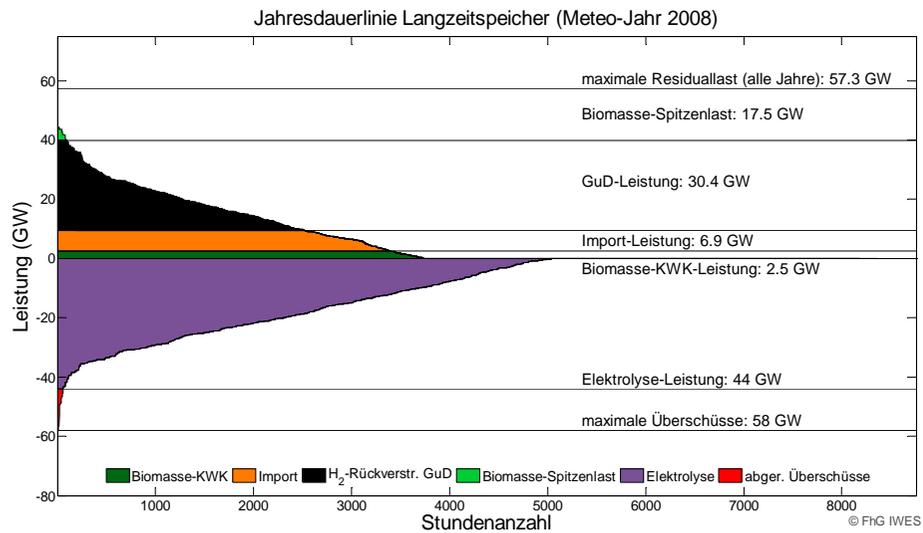
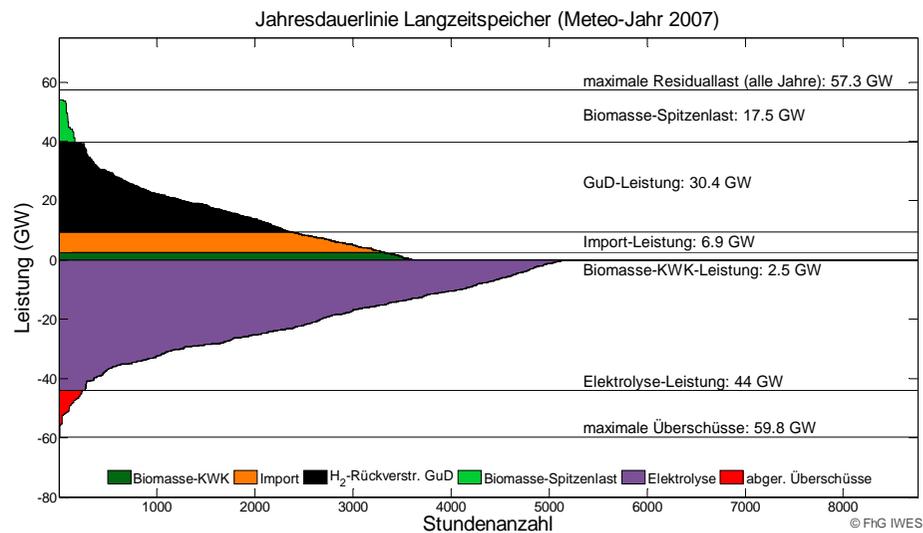
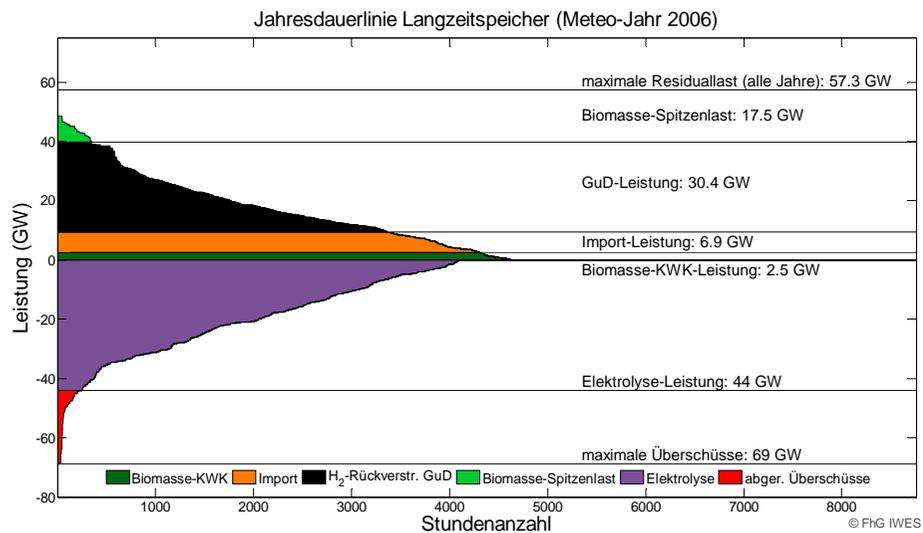


Abbildung A-10-13: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher im Jahr 2050 (hier: Wasserstoffspeicher), für die Wetter-Jahre 2006-2009

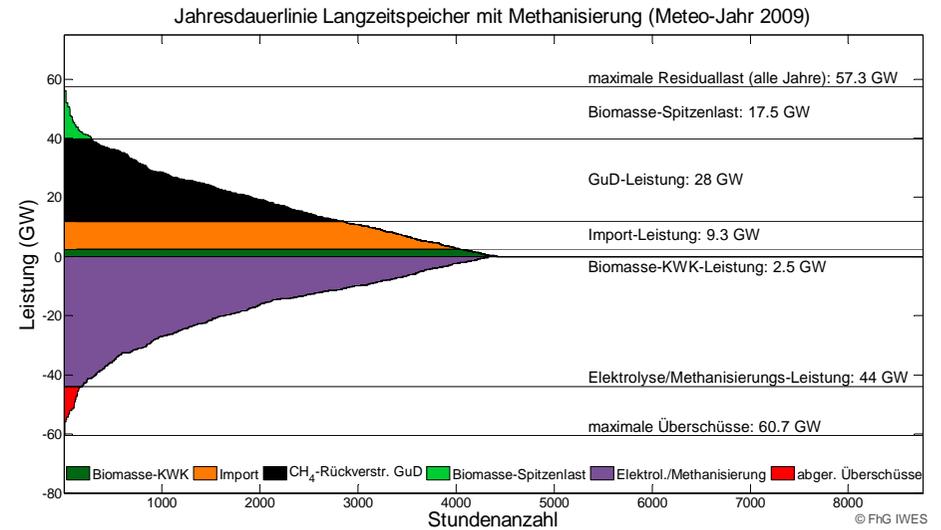
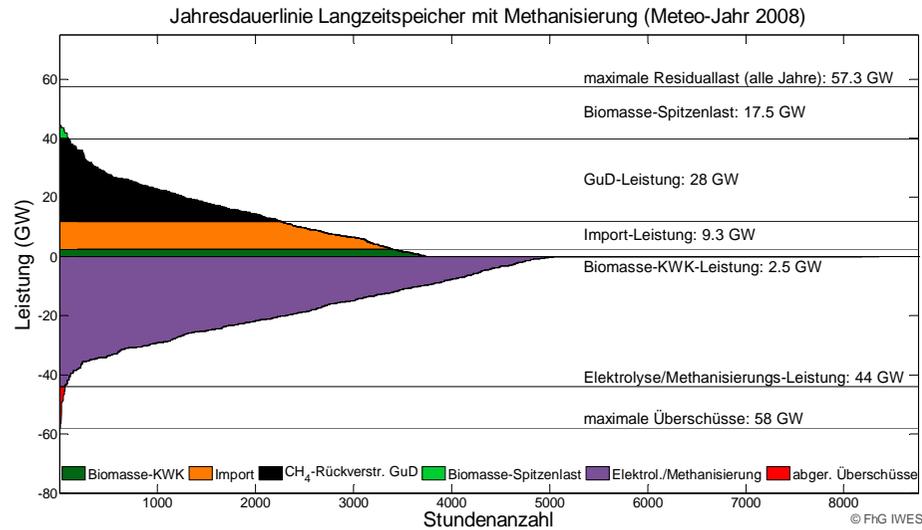
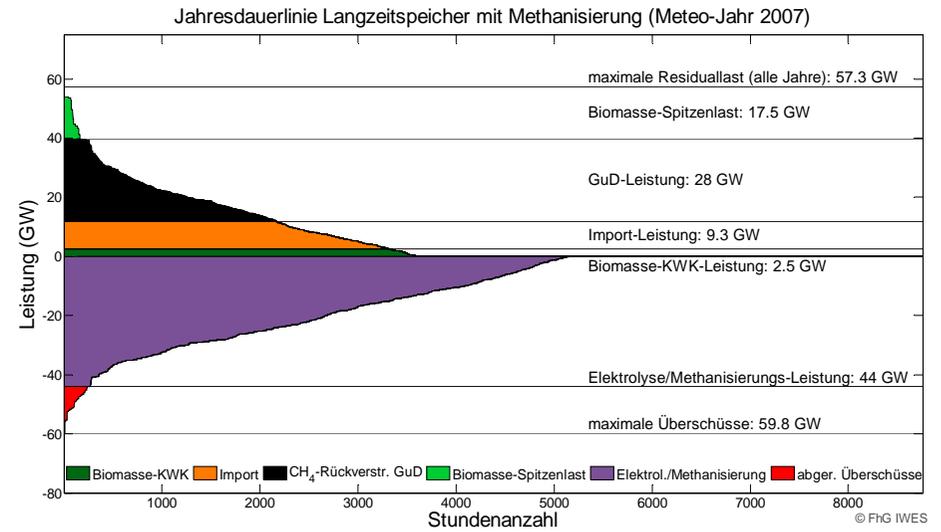
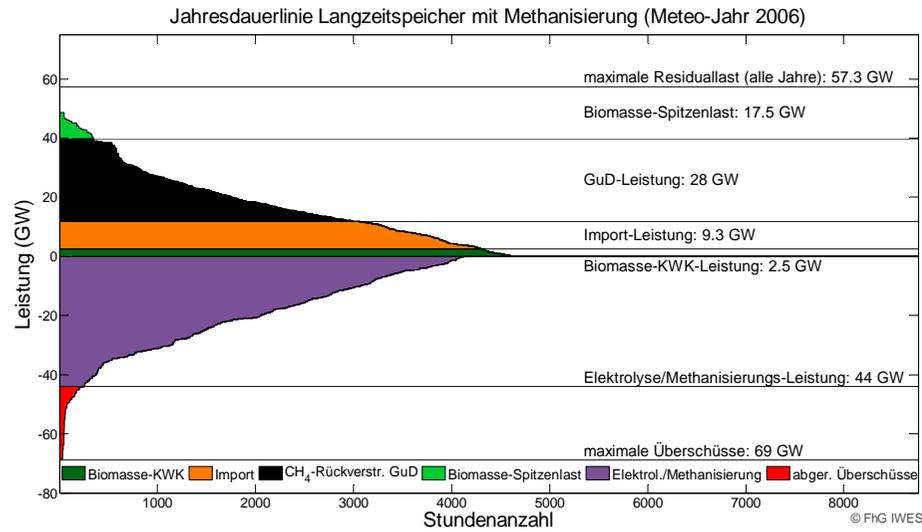


Abbildung A-10-14: Jahresdauerlinie der Langzeitspeicher (hier: Methanspeicher) im Jahr 2050, für die Wetter-Jahre 2006-2009