

Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche

Stromversorgung 2020 Wege in eine moderne Energiewirtschaft

Berlin, Januar 2009



Inhaltsübersicht

1. Die wesentlichen Ergebnisse auf einen Blick	4
2. Einleitung	6
3. Der Beitrag Erneuerbarer Energien zur Stromversorgung 2020	8
4. Integration in das Stromversorgungssystem 2020	18
5. Kosten-Nutzen-Analyse	33
6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	36
Literatur	39
Anhang	41

1. Die wesentlichen Ergebnisse auf einen Blick

Werden die positiven Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland erhalten und weiterentwickelt, werden sich ihre **Kapazitäten und die Stromproduktion bis 2020 etwa verdreifachen**. Das durchschnittliche Wachstum beträgt über 9 Prozent.

Alle Sparten der Erneuerbaren Energien können sich durch technische Effizienzerhöhung, Erschließen neuer Potenziale und Modernisierung vorhandener Anlagen weiter dynamisch entwickeln. In Summe tragen die Erneuerbaren Energien 2020 **insgesamt 278 Milliarden Kilowattstunden (TWh¹) zur Stromproduktion** bei. Die **installierte Leistung wächst auf 111 Gigawatt (GW)**.

Gelingt es, die ambitionierten Ziele Deutschlands und der EU zur Steigerung der Energieeffizienz auch nur teilweise im Stromsektor umzusetzen, so entspricht die für 2020 prognostizierte Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien bereits einem **Anteil am Bruttostromverbrauch von 47 Prozent**.

Schon heute ist das deutsche Stromversorgungssystem flexibler als allgemein bekannt. **Es stehen rund 10 GW Kapazität in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie schwellfähigen Laufwasserkraftwerken bereit**. Bis 2020 wird dieser Wert voraussichtlich auf rund 13 GW ansteigen. Hinzu kommt ein **Anwachsen der regelfähigen Bioenergieleistung von heute gut 4 auf dann 9,3 GW**.

Auch unter konservativen Annahmen steht im Jahre 2020 zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung.

Rund zwei Drittel der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (189 TWh) werden die fluktuierenden Quellen Wind und Sonnenstrahlung erbringen. **Das Einspeiseverhalten der verbleibenden fossil-nuklearen Kraftwerkskapazitäten sowie der Einsatz der vorhandenen Speicherwasserkraftwerke wird zunehmend von ihrem Angebot bestimmt**. Die Auslastung aller Kondensationskraftwerke geht zurück. Unter den getroffenen Annahmen und Berücksichtigung der Veränderungen im thermischen Kraftwerkspark folgt daraus eine **Mindererzeugung von 37 Prozent für Braunkohle, 21 Prozent für Steinkohle und 12 Prozent für Erdgas². Die Stromerzeugung aus Kernenergie vermindert sich um 94 Prozent gegenüber 2007**.

Ein weiteres Ergebnis der vorliegenden Prognose ist, dass über die Mitte 2008 in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte hinaus, voraussichtlich **keine neuen fossilen Kraftwerke** benötigt werden, um 2020 eine sichere Stromversorgung in Deutschland zu gewährleisten.

Die Kosten-Nutzen-Analyse zeigt, dass dieser Ausbau die Volkswirtschaft im Jahr 2020 erheblich entlastet. Die **CO₂-Vermeidung durch Erneuerbare Energien im Stromsektor steigt von 75 Millionen Tonnen (t) im Jahr 2007 auf über 200 Mio. t im Jahr 2020**. Neben der teilweisen Einpreisung der Klimafolgekosten durch CO₂-Zertifikate werden **externe Kosten der fossilen Stromproduktion³ in Höhe von 6,3 Milliarden Euro vermieden**. Zudem reduziert sich der fossile Brennstoffbedarf deutlich und führt im Jahr 2020 zur **Einsparung fossiler Energieimporte im Wert von 22,6 Mrd. EUR**.

Die Beiträge zur gesamtwirtschaftlichen Entlastung überwiegen damit die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Stromsektor bei weitem. So belaufen sich die **EEG-Differenzkosten im Jahr 2020 auf noch 2,4 Mrd. Euro**.

¹ 1 TWh = 1 Terawattstunde = 1 Mrd. Kilowattstunden

² Auch die Dena-Netzstudie I [Dena 2005] kam in allen Szenarien zu einer Verminderung der Erdgasverstromung durch den Zubau von Windenergieleistung.

³ Dies sind nur die zusätzlich vermiedenen externen Kosten, die nicht bereits über den Emissionshandel internalisiert sind.

Aus den vorgenannten wesentlichen Ergebnissen der Branchenprognose lassen sich im Zusammenhang mit anderen energiewirtschaftlichen Untersuchungen und der energiepolitischen Diskussion folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor wird einen **wesentlichen Beitrag zur Erreichung des von der EU für Deutschland festgelegten Gesamtziels von 18 % Anteil Erneuerbarer Energien** am Energieverbrauch erbringen. **Die Erneuerbaren Energien werden mehr und mehr zum prägenden Bestandteil des Stromversorgungssystems.** Die Flexibilitäten im Kraftwerkspark sind schon heute groß genug, um die volle Integration ohne Abstriche bei der Versorgungszuverlässigkeit bis 2020 sicher zu stellen.
- Der sowohl rechtlich als auch ökonomisch begründete vorrangige Einsatz und Netzzugang Erneuerbarer Energien hat zwingend eine **niedrigere Auslastung der thermischen Kraftwerke** zur Folge. Bei Investitionen in neue Kraftwerke muss dieser Effekt beachtet werden.
- Dementsprechend ist es auch **nicht erforderlich, die Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke zu verlängern.** Sieht man von einer deutlichen Zunahme des Nettostromexports ab, kann eine Laufzeitverlängerung bei annähernd konstanter Stromnachfrage nur durch eine drastische **Einschränkung des Vorrangs beim Netzzugang** der Erneuerbaren Energien praktisch umgesetzt werden. Dies würde eine **massive Beeinträchtigung der Investitionssicherheit für die Erneuerbare-Energien-Branche** bedeuten.
- **Auch nach 2020 wird ein dynamischer Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor erfolgen.** Dauerhaft muss die Stromversorgung vollständig auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Dies erfordert eine deutlich höhere Flexibilität des elektrischen Versorgungssystems.

Es muss daher ein vorrangiges Ziel sein, neue Energiespeicher in allen geeigneten Formen zu erschließen und den Zugang zu vorhandenen Speichern zu verbessern. Damit sind nicht nur Stromspeicher sondern auch Speicher auf der Nutzenergieseite gemeint.

Folgende Optionen zur Energiespeicherung im beschriebenen Sinn werden von der Branche der Erneuerbaren Energien gesehen.

- **Regenerative Kombikraftwerke:** Dezentrale Anlagen nutzen die inhärente Speicherbarkeit von Biomasse und Wasserkraft sowie anderer lokaler Optionen und werden gemeinsam geregelt. Sie dienen gleichzeitig der Netzentlastung und der Erhöhung der regionalen Versorgungssicherheit.
- **Lastmanagement:** Durch Nutzbarmachung der inhärenten Speicherkapazitäten (insbesondere in der Wärme- und Kälteversorgung) bei Endverbrauchern sowie in der Fernwärmeversorgung können erhebliche Flexibilisierungspotenziale erschlossen werden.
- **Neubau inländischer Speicherkraftwerke:** Neben Repowering bestehender Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sollten systematisch neue Standorte und neue technologische Optionen (Druckluftspeicher, untertägige Pumpspeicher, etc.) untersucht und eingesetzt werden.
- **Ausbau des Stromaustausches mit Skandinavien und den Alpenländern:** Die alpinen und skandinavischen Wasserkräfte beinhalten erhebliche Speicherpotenziale. Ein Ausbau des Stromaustausches mit diesen Ländern sollte politisch und regulatorisch stark unterstützt werden.
- **Elektro-Mobilität:** Elektrofahrzeuge bieten beträchtliche Potenziale für die Nutzung der ohnehin notwendigen Batterien für das Netzmanagement (vehicle-to-grid).

2. Einleitung

„Stromversorgung 2020“ ist die Prognose der Erneuerbare-Energien-Branche zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor und ihrer Integration in das Stromversorgungssystem bis zum Jahr 2020.

Die vorliegende Prognose wurde von einer Arbeitsgruppe des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE), seiner Mitgliedsverbände und der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) erstellt.

Sie bestand aus folgenden Personen:

Ralf Bischof	Bundesverband Erneuerbare Energie, Bundesverband WindEnergie
Björn Klusmann	Bundesverband Erneuerbare Energie
Carsten Körnig	Bundesverband Erneuerbare Energie, Bundesverband Solarwirtschaft
Claudia Kunz	Agentur für Erneuerbare Energien
Bastian Olzem	Fachverband Biogas
Björn Pieprzyk	Bundesverband Erneuerbare Energie
Harald Uphoff	Bundesverband Erneuerbare Energie, Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke, Bundesverband Geothermie

Als externer Berater wirkte Dr. Bernd Wenzel (Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow) mit.

Die Arbeitsgruppe hat folgende Zielstellungen verfolgt:

- Analyse vorliegender Studien zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor (Kapitel 3)
- Branchenprognose des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Stromsektor (Kapitel 3)
- Untersuchung der Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem (Kapitel 4)
- Kosten-Nutzen-Analyse des prognostizierten Ausbaus (Kapitel 5)⁵
- Erarbeitung von Schlussfolgerungen und Handlungsvorschlägen (Kapitel 6)

In einem ersten Schritt beschränkt sich die Arbeit der Gruppe auf den Zeitraum bis 2020, da dies sowohl der Meilenstein der nationalen als auch der europäischen Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien ist.

In die Branchenprognose geht eine Auswertung des statistischen Materials zur Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems bis Ende 2007 ein. Sie analysiert darüber hinaus vorliegende Szenarien und -prognosen im Hinblick auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien, den Stromverbrauch, die Entwicklung des fossil-nuklearen und des hydraulischen Kraftwerksparks sowie der Netzinfrastruktur. Auf Basis einer Befragung der Branchenfachverbände über ihre Wachstumserwartungen wurde eine konsolidierte Prognose für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor erarbeitet.

Dieses Verfahren unterscheidet sich von den vorherrschenden zielorientierten Szenarien. Beispielsweise wird im Leitszenario der BMU-Leitstudie ein Anteil in Höhe von 30 Prozent Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch vorgegeben und ein unter dieser Restriktion wahrscheinlicher Ausbaupfad skizziert. In die vorliegende Prognose fließt hingegen der aus Sicht der Branchenunternehmen wahrscheinliche Ausbaupfad ein.

Für die Prognose der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks wurden Daten der Bundesnetzagentur übernommen. Auf Grundlage der Entwicklung der Erneuerbaren Energien sowie der fossilen und nuklearen Energien im Stromsektor wurden die Energiebilanzen bis 2020 und eine Leistungsbilanz für das Jahr 2020 entwickelt. Für die Prognose der Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem wurden schwerpunktmäßig der Bestand und die Entwicklung von Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerken berücksichtigt.

⁵ Die Kosten-Nutzen-Analyse (Kapitel 5) beruht im Wesentlichen auf Berechnungen von Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für Erneuerbare Energien.

Als gesicherte statistische Datengrundlage für die Berechnung der Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem wurde das Jahr 2007 gewählt. So weit vorläufige Daten für das Jahr 2008 vorlagen, werden diese angezeigt, sie sind jedoch nicht Basis der Berechnungen. Bei Kapazitätsangaben handelt es sich um Nettoengpassleistungen. Anteile zur Erzeugung von Bahnstrom (16 $\frac{2}{3}$ Hertz) werden nicht betrachtet. Soweit nicht anders angegeben, sind die statistischen Daten von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE Stat) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) übernommen worden.

3. Der Beitrag Erneuerbarer Energien zur Stromversorgung im Jahr 2020

Im Jahr 2007 haben die Erneuerbaren Energien (EE) mit einer Produktion von 88 Milliarden Kilowattstunden einen Anteil am Bruttostromverbrauch von 14,2 Prozent erreicht. Gegenüber dem Jahr 1990 ist dies ein erhebliches Wachstum. Damals hatten Wind, Wasser, Sonne, Bioenergie und Geothermie mit 18,5 Milliarden Kilowattstunden erst einen minimalen Anteil von 3,4 Prozent am deutschen Stromverbrauch. Die installierte Leistung wuchs von 1990 bis Ende 2007 von 4.600 Megawatt (MW) auf rund 35.000 MW an. Mittlerweile sind die Erneuerbaren Energien aus ihrer Nische herausgewachsen und spielen von Jahr zu Jahr eine wichtigere Rolle. In den letzten Jahren entsprach der jährliche Zuwachs der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien jeweils regelmäßig der Jahresproduktion eines Großkraftwerks.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird in den kommenden Jahren weiter dynamisch voranschreiten. Im Jahr 2020 werden die Erneuerbaren Energien das prägende Element der deutschen Stromversorgung sein und mit der Produktion von rund 278 Milliarden Kilowattstunden einen Anteil von rund 47 Prozent an der Versorgung übernehmen, siehe Tabelle 3.1. Bis Ende 2020 wird die installierte Leistung von 35 Gigawatt (GW) (Ende 2007) auf 111 GW zunehmen. Alle Erneuerbaren Energien verzeichnen im betrachteten Zeitraum ein deutliches, wenn auch unterschiedlich starkes Wachstum. In den Sparten Wasserkraft, Bioenergie und Windenergie wird neben dem Zubau ein wesentlicher Beitrag durch die Modernisierung bestehender Anlagen („Repowering“) erreicht. Diese geht in der Regel mit Verbesserungen des Ertrags, der Wirtschaftlichkeit und der Netzanschlusseigenschaften einher.

	2005	2007	2010	2020
Stromproduktion [TWh/a]	63,6	88,0	116	278
Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	10,4	14,2	21	47
Installierte Leistung [GW]	27,2	34,9	46	111

Tabelle 3.1: Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien im Überblick

Die Änderungen der zum 01. Januar 2009 in Kraft getretenen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009) lassen ein weiteres dynamisches Wachstum aller Sparten zu.

- Bei einem Anteil von rund 47 Prozent Strom aus Erneuerbaren Energien bleibt die **Windenergie** der dominierende Erneuerbare Energieträger im Elektrizitätssektor. Sie steuert mehr als die Hälfte der EE-Erzeugung bei. Die bis 2020 erwartete Strommenge lässt sich ohne Abstriche bei der Versorgungssicherheit in das Stromnetz integrieren. Das EEG 2009 sieht dazu neue Anforderungen und Anreize für Windenergieanlagen vor (Systemdienstleistungs-Bonus).
- Die Anpassungen der **Geothermie**-Vergütungen im EEG und die Risikominimierung durch das Marktanzreizprogramm erlauben den Einstieg in die breite Erschließung der großen Potenziale dieser Technologie.
- Ebenso bietet das neue EEG für den Ausbau kleiner **Wasserkraftanlagen** neue Anreize, mit denen sich ihre großen verbleibenden Potenziale Schritt für Schritt erschließen lassen, während Großanlagen unter anderem durch steigende Strompreise an Rentabilität gewinnen. Die EE-Branche geht von einer Wiederbelebung der Wasserkraft aus. Zahlreiche bestehende Querverbauungen (flussbaulich nötige Wehre, Talsperren, etc.) lassen eine Nutzung zur Energieproduktion zu, ebenso besteht erheblicher Modernisierungstau bei bestehenden Anlagen und die Möglichkeit der Reaktivierung stillgelegter Anlagen. Dies ist jedoch nur möglich, wenn die administrativen Hemmnisse weiter abgebaut werden.

- Die **Photovoltaik** ist mit den neuen Degressionssätzen des EEG einem harten Innovationsdruck ausgesetzt. Durch massive Anstrengungen bei Forschung, Entwicklung und erhebliche Investitionen in neue, hochmoderne Fertigungsanlagen können die Vorgaben der Politik umgesetzt werden. Deswegen rechnet die Branche mit der Fortsetzung des dynamischen Wachstums.
- Die Verbesserungen der EEG-Novelle insbesondere für den Biogassektor (Güllebonus, Nawaro-Bonus, Grundvergütung) erlauben eine Wiederbelebung des dynamischen Ausbaus der **Bioenergienutzung**.

3.1 Entwicklung des Beitrags der Windenergie

Seit 1990 hat sich die Windstromerzeugung in Deutschland von 40 Millionen Kilowattstunden auf rund 40 TWh um den Faktor 1.000 erhöht. Die installierte Leistung hat seit 1990 von 56 auf 22.247 MW (Ende 2007) zugenommen. Die Branche geht von einem weiteren stetigen Wachstum des Beitrages der Windenergie aus.

Windenergieanlagen an Land werden 2020 mit einer installierten Leistung von 45.000 MW eine Stromproduktion von 112 TWh erreichen. Die Offshore-Windenergie wird mit einer installierten Leistung von 10.000 MW zusätzlich 37 TWh beitragen.

Windenergie	2005	2007	2010	2020
Onshore-Stromproduktion [TWh/a]	26,5	39,7	53,6	112
Onshore installierte Leistung [MW]	18.428	22.247	27.650	45.000
Onshore Volllaststunden [h/a]	1.438	1.785	1.940	2.490
Offshore-Stromproduktion [TWh/a]	0	0	0,9	37
Offshore installierte Leistung [MW]	0	0	450	10.000
Offshore Volllaststunden [h/a]	0	0	2.000	3.700
Summe Stromproduktion [TWh]	26,5	39,7	54,5	149
Summe inst. Leistung [MW]	18.428	22.247	28.100	55.000

Tabelle 3.2: Entwicklung der Windenergie im Überblick

Die angenommene Volllaststundenzahl steigt im betrachteten Zeitraum an Land von heute durchschnittlich 1.750 h/a auf 2.490 h/a im Normalwindjahr. Je nach Standort, Nabenhöhe und Windparkverlusten schwanken die Werte zwischen etwa 2.000 h/a in Schwachwindgebieten und rund 4.000 h/a in Küstengebieten und exponierten Höhenlagen. Auf See prognostiziert die Branche einen durchschnittlichen Wert von 3.700 Volllaststunden pro Jahr.

Grund für die wachsende Volllaststundenzahl und damit effizientere Stromproduktion sind technische Fortschritte und vor allem größere Nabenhöhen und angepasste Rotordurchmesser der installierten Maschinen. Neben dem Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung sowie die Ausweisung neuer Flächen zur Windenergienutzung an Land wird insbesondere das Repowering, der Ersatz alter Maschinen durch neue leistungsfähigere Anlagen, einen entscheidenden Beitrag zum Wachstum der Windenergie leisten. Die Faustformel für das Repowering an Land lautet: Verdopplung der installierten Leistung und Verdreifachung der produzierten Strommenge mit der halben Anzahl von Windturbinen. Dies setzt allerdings voraus, dass die effizienteste Technik mit Nabenhöhen von über 100 m eingesetzt werden kann.

Der mögliche Beitrag der Windenergie wird im Wesentlichen von der Flächenverfügbarkeit (Flächennutzungs- und Regionalplanung) sowie dem Abbau pauschaler Höhen- und Abstandsregelungen bestimmt. Analysiert man hierzu die Zielsetzungen verschiedener Bundesländer zur Ausweisung neuer Windgebiete bzw. der installierten Windenergieleistung wird deutlich, dass der von der Branche angenommene Ausbaupfad angesichts der Potenziale eher eine konservative Annahme darstellt. Die Landesregierung Schleswig-Holsteins und die Landesregierung Brandenburgs haben beispielsweise eine deutliche Ausweitung der Windgebiete beschlossen, womit die Ausbaupotenziale deutlich ansteigen. So ergibt sich aus dem schleswig-holsteinischen Ausbauziel ein Wachstum der Windleistungsdichte – gemessen in installierter Leistung pro Quadratkilometer der Landesfläche (kW/qkm) – von heute 166 kW/qkm auf mehr als 250 kW/qkm im Jahre 2020. Das Bundesland will hierzu ein Prozent der Landesfläche als Windgebiete ausweisen [Schleswig-Holstein 2007, Schleswig-Holstein 2008]. Brandenburg sieht bis 2020 ebenfalls einen Wert von rund 254 kW/qkm vor (heute 120) [Brandenburg 2008]. Für das Saarland ergibt sich aus dem Ausbauziel der Landesregierung eine Erhöhung der Leistungsdichte von 30 auf 78 kW/qkm [Saarland 2008]. Die Branchenprognose nimmt für ganz Deutschland einen moderaten Wert von 126 kW/qkm an, dies entspricht der Ausweisung von rund 0,75 Prozent der Landesfläche. Dieser Wert wird heute bereits in den Bundesländern Brandenburg, Bremen, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein übertroffen.

Das Branchenszenario liegt für die Entwicklung der Windenergie an Land oberhalb der Annahmen des Leitszenarios des Bundesumweltministeriums [BMU 2008], das bis 2020 nur 28.050 MW annimmt. Allerdings stellt das Leitszenario ein zielorientiertes Szenario dar, das eine mögliche Entwicklung bei der Erreichung eines vorgegebenen Anteils von 30 Prozent Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch skizzieren soll. Die Szenariovarianten E2/E3 der BMU-Leitstudie kommen auch für die Windenergie an Land mit 36.000 MW zu einem deutlich höheren Wert.

Insgesamt erscheint die BMU-Leitstudie auch in den Varianten E2/E3 jedoch zu zurückhaltend bei der Einschätzung der Windenergie-Entwicklung, insbesondere im Onshore-Bereich. Dies zeigt der Vergleich mit den Hochrechnungen der Netzbetreiber aufgrund der ihnen vorliegenden Netzanschlussbegehren sowie der ausgewiesenen Windgebiete. So wird etwa in der letzten EEG-Mittelfristprognose des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [BDEW 2008] bereits für das Jahr 2014 eine installierte Leistung von knapp 34.000 MW an Land erwartet. Das ist ein Wert, der deutlich über der Erwartung der BMU-Leitstudie für das Jahr 2020 liegt. Den im BMU-Leitszenario für 2020 vorhergesagten Wert erwartet der BDEW bereits im Jahre 2010. Auch regionale Studien erwarten einen weiteren dynamischen Ausbau der Windenergie.

Aus Branchensicht liegt der angenommene Volllaststundenwert der BMU-Leitstudie ebenfalls deutlich zu niedrig. Während heute im normalen Windjahr 1.750 Volllaststunden aller Bestandsanlagen erreicht werden, erzielen neue Turbinen bei hohen Nabenhöhen an durchschnittlichen Standorten bereits 2.500 Volllaststunden und mehr. Bei entsprechenden Anreizen und Hemmnisabbau für solche Anlagen und einem Repowering des überwiegenden Teils des heutigen Bestandes bis 2020, erwartet die Branche eine durchschnittliche Volllaststundenzahl im Bestand von 2.490 Stunden im Jahr 2020. Das BMU nimmt im Leitszenario hingegen nur einen Wert von 1.920 Stunden im Jahr an Land an. Dem liegen aus Branchensicht zu zurückhaltende Erwartungen über die Entwicklung der Anlagentechnik, der Nabenhöhen und des Repowering zu Grunde. Anders als das BMU-Leitszenario geht das Branchenszenario von einer weiteren Anhebung der Nabenhöhen neu installierter Anlagen aus. Bereits heute sind Nabenhöhen von über 100 Metern marktgängig. Jeder Meter zusätzliche Höhe bedeutet etwa einen Prozent Mehrertrag bzw. mehr Volllaststunden.

Für die Windenergienutzung auf See (Offshore) sieht die Branche es trotz der eingetretenen Verzögerungen weiterhin als möglich an, das ambitionierte Ziel von 10.000 MW bis 2020 zu erreichen. Dies deckt sich mit den Annahmen der BMU-Leitstudie. Bezüglich der Volllaststunden erwartet die Branche aber wiederum höhere Werte als die Gutachter des BMU.

3.2 Entwicklung des Beitrags der Bioenergie

Bis zum Jahr 2020 wird sich die Bioenergiestrommenge gegenüber 2007 auf gut 54 TWh verdoppeln. Die installierte Leistung wird im betrachteten Zeitraum auf 9,3 GW anwachsen.

	2005	2007	2010	2020
Stromproduktion [TWh/a]	13,6	24,8	30,8	54,3
davon biogener Abfall		4,3	4,3	4,3
davon fest		7,4	9,5	14,5
davon flüssig		2,1	2,3	2,3
davon Biogas		8,9	12,6	31,2
davon Klär- und Deponiegas		2,1	2,2	2,1
Installierte Leistung [MW]	2.192	4.092	4.988	9.338
Volllaststunden [h/a]	4.745	6.048	6.181	5.814

Tabelle 3.3: Entwicklung der Bioenergie im Überblick

Die gesamte Stromerzeugung aus Bioenergie (fest, flüssig, gasförmig) hat sich vom Inkrafttreten des EEG im Jahre 2000 auf rund 25 TWh im Jahre 2007 verzehnfacht [BMU 2008a]. Bis zum Jahr 2020 wird sich die Bioenergiestrommenge gegenüber 2007 auf gut 54 TWh verdoppeln.

Den grundlegenden Rahmen für die Einschätzung des Bioenergiepotenzials bilden die verfügbaren Flächen für den Energiepflanzenanbau und die Biomassereststoffmengen. In der vorliegenden Prognose werden hierzu die Annahmen der BMU-Leitstudie weitgehend übernommen.

In der öffentlichen Diskussion wird die Ausdehnung der Energieproduktion aus Biomasse teilweise kritisch gesehen. Es wird befürchtet, dass die Bioenergieproduktion in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion stehe und so zum Anstieg der Nahrungsmittelpreise, Versorgungsengpässen in Entwicklungsländern und der Zerstörung des Regenwaldes beitrage.

In der Biostromproduktion spielt der Import von Agrarrohstoffen bisher eine marginale, zu vernachlässigende Rolle. Auch das vorgestellte Branchenszenario kommt ohne zusätzliche Importe aus. Ein Anwachsen der Importe insbesondere flüssiger Bioenergie ist denkbar, nachdem ein wirksames Nachhaltigkeitszertifizierungsverfahren verlässlich installiert ist. Dieser Anstieg würde die Prognose nur geringfügig erhöhen (< 1 TWh).

Im Jahr 2007 wurden in Deutschland auf etwa 1,75 Millionen Hektar (Mio. ha), d.h. auf gut 10 Prozent der landwirtschaftlich genutzten Fläche Deutschlands Energiepflanzen angebaut. Nach der BMU-Leitstudie [BMU 2008] können diese Flächen bis 2020 auf 3,24 Millionen Hektar gesteigert werden – ohne dabei die Versorgung mit Lebensmitteln in Frage zu stellen. Diese Annahmen werden in der Branchenprognose übernommen. Für die Nahrungsmittelproduktion werden in Deutschland in Zukunft weniger Flächen benötigt: Demographischer Wandel, sinkende Exporte und steigende Erträge sind die Gründe hierfür.

Biomasse für energetische Verwendungszwecke steht zudem in Form von Reststoffen zur Verfügung (Waldrest- und Schwachholz, Industrierestholz, Altholz, biogene Anteile des Hausmülls, Stroh, Gülle, Rübenblätter, Kartoffelschalen usw.) Das Gesamtpotenzial energetisch nutzbarer Biomasse-Reststoffe verändert sich – im Gegensatz zu den Flächen für Energiepflanzen – nur wenig. Entscheidend ist der Anteil der biogenen Reststoffe, der tatsächlich für energetische Zwecke erschlossen wird.

Auch hier werden die Annahmen der BMU-Leitstudie übernommen. Danach stehen 2020 theoretisch bis zu 696 PJ (193 TWh) biogene Reststoffe zur Verfügung. Bis 2020 wird das gesamte Reststoffpotenzial für die Strom- und Wärmeerzeugung erschlossen. Die biogenen Reststoffe liefern dann rund zwei Drittel der gesamten Stromerzeugung aus Biomasse.

Stromproduktion

Bis zum Jahr 2020 wird sich die Bioenergiestrommenge gegenüber 2007 auf gut 54 Milliarden Kilowattstunden verdoppeln. Biogas steuert dann mit fast 60 Prozent den größten Anteil zum Bioenergiestrom bei, feste Biomasse mehr als ein Viertel der gesamten Stromproduktion aus Biomasse.

a) Strom aus fester Biomasse

Die Stromerzeugung aus fester Biomasse verdoppelt sich gegenüber dem Jahr 2007 auf 14,5 Mrd. Kilowattstunden im Jahr 2020. Neben Wald- und Waldrestholz werden zunehmend Stroh und landschaftspflegerische Reststoffe genutzt [BMU 2004].

b) Strom aus flüssiger Biomasse

Die Stromproduktion aus flüssiger Biomasse wird sich bis zum Jahr 2020 gegenüber 2007 nur unerheblich verändern und sich auf dann 2,3 Mrd. kWh belaufen. Das Wachstum dieses Segments basierte in der Vergangenheit insbesondere auf Rohstoffimporten. Ein weiteres dynamisches Wachstum ist erst zu erwarten, wenn ein funktionierendes Nachhaltigkeitszertifizierungssystem gemäß den Anforderungen der Nachhaltigkeitsverordnung installiert ist.

c) Strom aus Biogas

Biogas trägt bereits heute den größten Anteil zur Stromproduktion aus Bioenergie bei. 2007 lag die Stromproduktion aus Biogas bei 8,9 Mrd. Kilowattstunden. Diese wird bis 2020 weiter sehr stark anwachsen und sich gegenüber 2007 auf dann 31 Mrd. Kilowattstunden mehr als verdreifachen. Die für die Biogasproduktion benötigte Anbaufläche für Energiepflanzen steigt bis 2020 auf eine Million Hektar. Knapp ein Drittel des Flächenpotenzials für Energiepflanzen wird dann für die Biogasproduktion genutzt. Der Anteil der Reststoffe (Gülle, Ernterückstände, organischer Hausmüll, Grünschnitt) am Substratmix der Biogasanlagen nimmt kontinuierlich zu.

d) Deponie-/Klärgas

Die Stromerzeugung aus Deponie- und Klärgas lag in den vergangenen drei Jahren zwischen 2 und 3 TWh [BMU 2007b].

Bis zum Jahr 2020 reduziert sich die Stromerzeugung aus Deponiegas um 90 Prozent. Ursache ist die geänderte Abfallbehandlung in Deutschland. Der organische Anteil des Restmülls wird entweder direkt in Müllverbrennungsanlagen verbrannt oder in mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen kompostiert. Damit fehlt die Grundlage für die Methanentwicklung auf Deponien.

Dieser Rückgang beim Deponiegas wird durch die Verdopplung der Stromproduktion aus Klärgas ausgeglichen. Die Klärgasnutzung ist mittlerweile bei neueren Kläranlagen üblich, da sie eine der wirtschaftlichsten Formen der Eigenstromversorgung darstellt. Deshalb ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2020 fast alle Kläranlagen das entstehende Klärgas energetisch nutzen (Angaben der Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall).

Installierte Leistung

Insgesamt geht die Branchenprognose von einem jährlichen Wachstum der installierten Bioenergieleistung um durchschnittlich 400 MW aus. Insgesamt werden damit im Jahr 2020 Anlagen mit einer Leistung von 9,3 GW installiert sein. Die installierte Leistung der Biogasanlagen steigt von 1.271 MW im Jahr 2007 auf 4800 MW im Jahr 2020. Nennenswertes Wachstum wird daneben nur im Bereich der festen Biomasse angenommen. Hier erhöht sich die installierte Leistung von 1.178 MW auf 2900 MW im Jahre 2020.

Volllaststunden

Die Branchenprognose geht von einer Reduktion der durchschnittlichen Volllaststundenzahl von Bioenergieanlagen von heute etwa 6.000 Stunden auf 5.800 Stunden im Jahr 2020 aus. Bioenergieanlagen werden ihre Stromproduktion schrittweise stärker an der jeweiligen Stromnachfrage sowie der Einspeisesituation der übrigen, nicht regelbaren Anlagen (Wind, Sonne) ausrichten (Regeneratives Kombikraftwerk).

Abweichung von anderen Szenarien

Gegenüber der Leitstudie 2008 des BMU geht das Branchenszenario für das Jahr 2020 von einer um rund 8 Mrd. kWh höheren Stromproduktion aus. Hauptgrund für die höhere Erwartung der Branche ist vor allem ein relativ zu anderen Bioenergieanlagen stärkerer Zubau von Biogasanlagen.

3.3 Entwicklung des Beitrags der Photovoltaik

Der Beitrag der Photovoltaik (PV) zur Stromversorgung wird sich von 3 TWh im Jahr 2007 auf 39,5 TWh bis 2020 mehr als verzehnfachen. Die installierte Photovoltaikleistung nimmt in der Branchenprognose von 3,8 GW im Jahr 2007 auf 39,5 GW im Jahre 2020 zu.

	2005	2007	2010	2020
Stromproduktion [TWh/a]	1,3	3	6,9	39,5
Installierte Leistung [MW]	1.881	3.811	8.300	39.500
Volllaststunden [h/a]	691	787	832	1000

Tabelle 3.4: Entwicklung der Photovoltaik im Überblick

Damit erlebt die Photovoltaik nach der Geothermie das zweitstärkste Wachstum der Erneuerbaren Energieträger. Eine besondere Dynamik erwartet die Branche ab Mitte des nächsten Jahrzehnts. Dann wird die so genannte Netzparität erreicht sein. Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung mit der Solaranlage auf dem eigenen Dach preisgünstiger sein wird, als der Strombezug vom Energieversorger. Die hierzu erforderliche Kostenentwicklung der Solarstromerzeugung ist bereits heute an den EEG-Vergütungssätzen bzw. den vorgesehenen Degressionssätzen ablesbar. Hinzu kommt die Annahme weiter steigender Strompreise bei konventionellem Strombezug.

Während von 2008 bis Ende 2015 ein jährliches Wachstum von durchschnittlich 1900 MW angenommen wird, steigert sich die Dynamik dann insbesondere mit Erreichen der Netzparität auf durchschnittlich 4000 MW in den Jahren 2016 bis 2020.

Ebenfalls steigt die angenommene Volllaststundenzahl von heute etwa 800 h/a auf 1000 h/a im Jahre 2020. Der Grund hierfür liegt in einer immer effizienteren Anlagentechnologie sowie im abnehmenden Anteil des jährlichen Zubaus am gesamten Anlagenpark.

Im Vergleich zum Branchenszenario erscheint das im zielorientierten BMU-Leitszenario angenommene Wachstum der Photovoltaik als deutlich zu niedrig. Die darin unterstellten Wachstumsraten wurden vor Verabschiedung der EEG-Novelle erstellt und gelten damit inzwischen bereits als überholt. Selbst bei einer Stagnation des Marktes auf der Basis des Jahres 2008 würde die in der BMU-Studie angegebene Markterwartung für 2020 deutlich übertroffen.

Auf Basis des EEG wurden seit 2005 allein am Standort Deutschland Investitionen von mehr als 6 Milliarden Euro in modernste Solarfabriken und PV-Forschung ausgelöst. Diese Investitionen und der breite politische Konsens zum weiteren Ausbau der Solarenergie (vgl. u.a. EEG 2009-2012) stellen die Grundlage für ein weiterhin schnelles Marktwachstum bis 2020 dar.

3.4 Entwicklung des Beitrags der Wasserkraft

Im Branchenszenario wächst der Beitrag der Wasserkraft (nur Lauf- und Speicherwasserkraftwerke) von 20,7 TWh im Jahr 2007 auf 31,9 TWh im Jahr 2020 an. Die installierte Leistung nimmt bis Ende 2020 auf 6.500 MW zu.

	2005	2007	2010	2020
Stromproduktion [TWh/a]	21,5	20,7	23,1	31,9
davon: EEG-Wasserkraft	5,0	5,5	7,2	10,9
Installierte Leistung [MW]	4.680	4.720	4.925	6.500
davon: EEG-Wasserkraft	1.206	1.251	1.436	2.186
Volllaststunden [h/a]	4.603	4.386	4.700	4.900

Tabelle 3.5: Entwicklung der Lauf- und Speicherwasserkraft im Überblick

Ausgangssituation

Die derzeit in Deutschland installierten Speicher- und Laufwasserkraftanlagen (inklusive der Grenzkraftwerke) haben zusammen eine Leistung von rund 4,7 GW. Sie haben in den Jahren 2000 bis 2006 je nach Wasserangebot zwischen 20 und 25 TWh Strom produziert. Kleine Wasserkraftanlagen machen rund ein Viertel der installierten Leistung aus (1,2 GW) und produzieren 5,5 TWh Strom. Die Kapazitäten der kleinen Wasserkraft wuchsen zwischen 2001 und 2006 um durchschnittlich 36 MW im Jahr.

Installierte Leistung

Aufgrund der ökonomischen Anreize im EEG 2009 wird bei der kleinen Wasserkraft (EEG) zwischen 2009 und 2020 von einem stärkeren durchschnittlichen Zubau in Höhe von 60 MW jährlich ausgegangen. Bei der großen Wasserkraft wird bis 2010 kein Wachstum angenommen. Das liegt daran, dass Investitionen zwar attraktiver werden, aber die Planung, Genehmigung und Umsetzung von umfangreicheren Maßnahmen bei großen Anlagen langwieriger sind. Das erste große neue Wasserkraftprojekt ist Neu-Rheinfelden, das voraussichtlich 2010 ans Netz gehen wird. Dann kommen in einem Schritt 75 MW Leistung hinzu, die Stromproduktion erhöht sich von 185 Mio. kWh auf 600 Mio. kWh. Daneben sind bereits mehrere andere Projekte in Bau oder beschlossen, zum Beispiel Albrück-Dogern, Iffezheim und das Weserkraftwerk Bremen. Ein bisher ungenutztes Energiepotenzial hat eine große Zahl von Talsperren, die zwar eine entsprechende Kronenhöhe aufweisen, diese aber bisher nicht energetisch nutzen⁶.

Volllaststundenzahl

Die Auslastung von Wasserkraftanlagen, insbesondere von kleinen Kraftwerken, ist neben dem Ausbaugrad in erster Linie vom Wasserangebot abhängig. Die Zahl der erreichten Volllaststunden schwankt daher von Jahr zu Jahr. Die Modernisierungsmaßnahmen der nächsten Jahre werden jedoch aufgrund des Einsatzes effizienterer Anlagentechnologie zu einem Anstieg der Volllaststunden auf durchschnittlich 4.900 Stunden im Jahr führen.

Abweichung von anderen Szenarien

Die meisten Studien [Leitstudie 2008, BDEW 2008, UBA 2005] sehen bei der Wasserkraftnutzung das Potenzial in Deutschland als weitgehend ausgeschöpft an. Die prognostizierte Stromproduktion bleibt darin in der Schwankungsbreite der letzten Jahre (max. 25,5 TWh im Jahr 2000).

Wie in den vorhergehenden Abschnitten ausgeführt, hält das Branchenszenario im Gegensatz hierzu das wirtschaftlich mögliche Potenzial für nicht ausgeschöpft und ferner die Naturschutzproblematik für lösbar und sogar eine Verbesserung der ökologischen Situation für möglich (z.B. Wiederherstellung der Durchgängigkeit).

⁶ www.talsperren-lsa.de: Talsperren-Wasserkraft Sachsen-Anhalt GmbH - Planung, Errichtung und Betrieb von Wasserkraftwerken zur Nutzung der Wasserkraftpotentiale von Stauanlagen des Talsperrenbetriebes Sachsen-Anhalt

Nur weil in den letzten Jahren der Ausbau schleppend voranging, sollte diese Entwicklung nicht als gegeben angesehen werden. So ist das theoretisch nutzbare Potential bisher nur zu knapp 20 Prozent ausgeschöpft (Fichtner 2000). Zum Vergleich: In Frankreich und Italien wird das theoretische Potenzial zu rund 30 Prozent genutzt.

Die Wasserkraftanlagen in Deutschland, insbesondere Anlagen mit einer installierten Leistung unterhalb 5 MW, haben ein hohes Alter (> 50 Jahre). Der Modernisierungsbedarf und damit die Möglichkeit mit bestehenden Anlagen eine größere Leistung zu erzielen sind groß. Die zusätzlich mögliche Leistung aufgrund solcher Modernisierungsmaßnahmen wird allein bei kleinen Wasserkraftanlagen auf rund 220 MW geschätzt. Zudem sind in den 1960/70er Jahren viele Anlagen stillgelegt worden, die mit moderner Technik wieder in Betrieb genommen werden könnten.

Wenn die rechtlichen Rahmenbedingungen stimmen, können die Interessen der Wasserkraft, der Fischerei und des Naturschutzes zum Vorteil aller befriedigt werden. Im Rahmen der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie sollte ein Interessenausgleich aller Akteure im Dialog zu finden sein.

Wasserkraft und Naturschutz

Gegen die Annahme einer verstärkten Nutzung der Wasserkraft werden vor allem Naturschutzgesichtspunkte ins Feld geführt. Nicht zuletzt aus diesem Grunde kommen die meisten vorliegenden Studien zu geringeren Ausbauerwartungen für Deutschland.

Auf ein erheblich höheres Potenzial deutet eine Erhebung des Umweltbundesamtes hin [UBA 2005]. Danach gibt es in Deutschland etwa 60.000 Querverbauungen an Gewässern. Davon werden jedoch bisher nur gut 7500 zur Stromproduktion genutzt. Der Anteil der Wasserkraftwerke an den Querverbauungen beträgt also 13,6 Prozent. Mehr als 85 Prozent der fehlenden Durchgängigkeit von Gewässern ist nicht durch die Wasserkraft bedingt.

Die Durchgängigkeit der Gewässer wird durch einen Ausbau der Wasserkraft deshalb nicht weiter verschlechtert. Vielmehr besteht die Möglichkeit, bei der Neueinrichtung eines Wasserkraftwerks an einer bestehenden Querverbauung, durch Fischtreppe die biologische Durchgängigkeit wiederherzustellen.

Im EEG 2009 wurde die Mindestvergütung erhöht und die Optionen für ökologische Verbesserungsmaßnahmen im Vergleich zum EEG 2004 erweitert. Damit lassen sich Gewässer- und Fischschutzmaßnahmen sowie Modernisierungsmaßnahmen an Wasserkraftanlagen miteinander verbinden. Mit der EEG-Vergütung steht eine verlässliche Finanzierungsgrundlage für Verbesserungsmaßnahmen an der Anlage und am Gewässer zur Verfügung. Anders als andere Naturschutz-Fördermittel sind die EEG-Vergütungen nicht von jährlichen Haushaltsverhandlungen abhängig.

Schafft man zusätzlich eine geschickte Kombination mit anderen Naturschutz- und/oder Landschaftsschutzprogrammen zum Beispiel dem Landesprogramm „Naturnahe Gewässer“ (Hessen), können auch größere Maßnahmen verwirklicht werden, die den ökologischen Zustand des Gewässers in einem großen räumlichen Ausmaß verbessern.

3.5 Entwicklung des Beitrags der Geothermie

Der Ausbau der tiefen Geothermie zur Stromerzeugung kam in Deutschland bislang nur sehr langsam voran. Die ersten größeren Projekte sind Ende 2007 / Anfang 2008 ans Netz gegangen. Danach ist aktuell eine elektrische Leistung von etwa 7 MW installiert. Geothermie trägt 150 Millionen Kilowattstunden jährlich zur Stromversorgung bei. Die installierte Leistung wird sich bis zum Jahr 2020 vervielfachen und auf über 600 MW ansteigen, die erzeugte Strommenge wird dann knapp 4 TWh betragen.

	2005	2007	2010	2020
Stromproduktion [TWh/a]	0,0002	0,004	0,2	3,8
Installierte Leistung [MW]	0,2	3,2	33	625
Volllaststunden [h/a]	1.000	1.250	6000	6000

Tabelle 3.6: Entwicklung der Geothermie im Überblick

Das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland liegt bei etwa 300.000 TWh, was etwa dem 600-fachen des deutschen Jahresstrombedarfs entspricht. Wirtschaftlich interessant für die Nutzung zur geothermischen Stromerzeugung sind insbesondere die Bereiche in Deutschland, die in ihren geologischen Formationen Schichten mit heißem Wasser bieten. Diese finden sich vor allem in der Oberrheinischen Tiefebene, im süddeutschen Molassegebiet und in der Norddeutschen Tiefebene.

Weisen die tief liegenden Wärmereservoirs keine oder nur eine sehr geringe Wasserführung auf, können petrothermale Techniken genutzt werden, bei der die hohe Temperatur des Gesteins über den Einsatz wärmeleitender Medien genutzt wird. Im Einsatz petrothermaler Systeme liegt mit etwa 90 Prozent der Hauptteil des Potenzials zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland.

Die Rahmenbedingungen für die tiefe Geothermie haben sich erheblich verbessert. Im EEG 2009 wurden die Vergütungen für Anlagen, die bis zum Jahr 2015 in Betrieb gehen, erheblich erhöht; ebenso die Boni für die Wärmeauskopplung und für den Einsatz petrothermaler Techniken.

Über das Marktanzreizprogramm erhalten Projekte der tiefen Geothermie eine sehr gute Förderung, die einen Teil ihres spezifischen Risikos abdeckt. Auf diese Weise lassen sich die Kapitalkosten für Kredite verringern oder die Finanzierung der Projekte erst ermöglichen.

Stromproduktion

Aufgrund der guten Rahmenbedingungen wird der Ausbau der tiefen Geothermie zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung in den nächsten Jahren einen starken Aufschwung erleben. Insbesondere der Frühstarterbonus bis zum Jahr 2015 wird zu einer Beschleunigung führen. Die Erfahrungen der ersten Projekte werden die Durchführung der Folgeprojekte beträchtlich erleichtern. Die erzeugte Strommenge wird auf knapp 4 TWh im Jahr 2020 ansteigen.

Installierte Leistung / Volllaststunden

Die installierte Leistung wird sich in den nächsten Jahren vervielfachen und bis zum Jahr 2020 auf über 600 MW ansteigen. Die Auslastung wird im Gegensatz zu Projekten in anderen Ländern bei nur rund 6000 Volllaststunden liegen. Das Branchenszenario geht davon aus, dass sich die Bedeutung der Geothermie als regelbare Erneuerbare Energie und Wärmelieferant hierin niederschlägt.

Abweichung von anderen Szenarien

Andere Prognosen kommen zu etwas geringeren Ausbautzahlen. Der BDEW [BDEW 2008] geht davon aus, dass die Leistung bis 2014 kontinuierlich auf 112 MW ansteigt und 465 Mio. kWh Strom erzeugt werden. Das sind 4.150 Volllaststunden im Jahr 2014. Die BMU-Leitstudie geht für das Jahr 2020 von einer Stromproduktion von dann 1,8 Mrd. kWh Strom bei einer installierten Leistung von 280 MW aus.

Dies ist aus Sicht der EE-Branche vor allem dem Umstand geschuldet, dass die inzwischen verbesserten Rahmenbedingungen des EEG und Marktanzreizprogramms in anderen Studien noch nicht berücksichtigt werden konnten. Aktuell gibt es in Deutschland rund 150 „Erlaubnisfelder zur Aufsuchung des Bodenschatzes Erdwärme“ nach dem Bundesberggesetz. Zum Teil sind diese Erlaubnisfelder so groß, dass jeweils mehrere Projekte verwirklicht werden könnten.

4. Integration in das Stromversorgungssystem 2020

4.1 Stromnachfrage

Zunächst wird die Entwicklung des Nettostromverbrauchs, also die Endenergienachfrage der Letztverbraucher im Elektrizitätssektor unter Berücksichtigung der aktuellen Beschlüsse in der EU und in Deutschland zur Erhöhung der Energieeffizienz fortgeschrieben. Die zur Abdeckung der Nachfrage notwendige Bruttostromerzeugung ergibt sich durch Addition

- des Eigenverbrauchs der Kraftwerke,
- des Pumpstromverbrauchs,
- der elektrischen Netzverluste,
- dem Saldo von Stromein- und ausfuhren.

Auf Basis des Nettostromverbrauchs und der Netzverluste wird die Entwicklung der Jahreshöchstlast berechnet.

Nettostromverbrauch

Der Nettostromverbrauch (ohne Netzverluste) betrug 2007 in Deutschland 539,5 TWh.

Es bestehen erhebliche wirtschaftliche Einsparpotenziale [EWI/Prognos 2007, WI 2006]. Die Bundesregierung hat sich das ambitionierte Ziel gesetzt, die Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Ein konkretes Einsparziel für den Elektrizitätssektor besteht nicht. In den drei für den Energiegipfel berechneten Szenarien sinkt der Nettostromverbrauch bis 2020 um 10 bis 11 Prozent gegenüber 2005, auf Werte zwischen 478,2 und 484,9 TWh⁷ [EWI/Prognos 2007].

Nach den Vorgaben der EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG) sollen die Mitgliedstaaten über einen Zeitraum von 9 Jahren den Energieverbrauch um insgesamt 9 Prozent im Vergleich zu einer Referenzperiode (für Deutschland: Durchschnitt der Jahre 2001–2005) reduzieren⁸. Die Umsetzung ist im Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) beschrieben⁹. Auch hier wird kein Unterziel für den Elektrizitätssektor angegeben. Der deutsche Nettostromverbrauch in der Referenzperiode 2001 bis 2005 betrug im Durchschnitt 523 TWh. Bei einer Reduktion um 9 Prozent entsprechend der Richtlinie würde der Nettostromverbrauch schon 2016 nur noch 476 TWh betragen¹⁰. Er müsste dazu im Mittel um knapp 1,4 Prozent pro Jahr sinken.

Im Folgenden wird konservativ unterstellt, dass die Maßnahmen des EEAP erst ab 2010 greifen und der jährliche Rückgang des Stromverbrauchs nur ein Viertel des oben angegebenen Wertes beträgt, also 0,35 Prozent pro Jahr. Dies ist nicht auszuschließen, da die Senkung des Gesamtenergieverbrauchs partiell auch durch den Einsatz von Strom erfolgen könnte (z.B. durch Wärmepumpen, elektrische Schienenbahnen, Hybrid- und Elektrofahrzeuge, etc.).

Hier wird daher angenommen, dass der Nettostromverbrauch bis 2010 mit 540 TWh zunächst konstant bleibt und dann durch Effizienzmaßnahmen jährlich um 0,35 Prozent bis auf 521 TWh im Jahr 2020 sinkt.

Netzverluste

Die Netzverluste (2007: 29,5 TWh) werden als konstant angenommen, obwohl die Stromnachfrage sinkt und die technische Effizienz in den Netzen weiter erhöht wird, was die Verluste verringert¹¹. Gegenläufig ist der Trend, nach dem durch die anwachsende Übertragung von Windstrom aus Nord- und Ostdeutschland in die west- und süddeutschen Verbrauchszentren, die mittleren Übertragungslängen steigen. Auf der anderen Seite werden aber zunehmend größere Strommengen dezentral und verbrauchsnahe produziert, was wiederum einen gegenteiligen Effekt zur Folge hat.

⁷ inkl. Stromverbrauch in den übrigen Umwandlungssektoren

⁸ http://ec.europa.eu/energy/efficiency/end-use_en.htm

⁹ http://www.energieeffizienz-online.info/fileadmin/edl-richtlinie/EEAP_Deutschland_0907.pdf

¹⁰ Das entspricht gegenüber dem Jahr 2005 einem Rückgang von 11 Prozent.

¹¹ [EWI/Prognos 2007] nehmen einen Rückgang um 20 Prozent an.

Pumpstrom

Der Bedarf an Pumpstrom für Pumpspeicherkraftwerke (2007: 9,2 TWh) steigt entsprechend dem Ausbau bzw. der Bilanzierung der Speicherkapazitäten (siehe unten) und dem häufigeren Einsatz der Speicher (auch intraday) auf rund 18 TWh im Jahr 2020. Dies ist ebenfalls eine konservative Annahme. In der Dena-Netzstudie I ergab sich bis 2015 nur eine Zunahme des Pumpstromaufwands von maximal einer TWh [Dena 2005].

Einfuhren, Ausfuhren, Austauschsaldo

Deutschland hat sich in den letzten Jahren zu einem Nettoexporteur von Strom entwickelt. 2007 stand der Einfuhr von 44,3 TWh die Ausfuhr von 63,3 TWh gegenüber. Der Austauschsaldo entspricht über 19 TWh, also etwa der Jahresproduktion von zwei durchschnittlichen Kernkraftwerken. Im Folgenden wird angenommen, dass der Austauschsaldo bis 2015 auf Null gesenkt werden kann, die Ein- und Ausfuhren aber jeweils auf 75 TWh ansteigen. Damit wird neben den Handelstransiten ein stärkerer Austausch mit dem Ausland zur Nutzung der alpinen und skandinavischen Speicherkraft und überregionaler Ausgleichseffekte beim Wind- und Solarenergieangebot berücksichtigt.

Kraftwerkseigenverbrauch

Während bei Erneuerbaren Energien in der Regel nur die Nettostromerzeugung statistisch erfasst wird, ist bei konventionellen thermischen Kraftwerken der Eigenverbrauch (2007: 39,3 TWh) von der Bruttoerzeugung an den Generatorklemmen zu subtrahieren. Der Kraftwerkseigenverbrauch sinkt entsprechend der Produktion aus konventionellen Kraftwerken linear auf 25 TWh im Jahr 2020. Dies ist ebenfalls eine konservative Annahme, denn durch die Modernisierung des konventionellen Kraftwerksparks wird der Eigenverbrauch eher überproportional sinken. Zudem wird der Strombedarf von Zechen und Gruben für die inländische Kohlegewinnung, der in der Statistik im Nettostrombedarf der Industrie berücksichtigt wird, eigentlich aber wie der Kraftwerkseigenverbrauch dem Umwandlungssektor zugeschlagen werden müsste, ebenfalls zurückgehen, siehe [EWI/Prognos 2007].

Bruttostromerzeugung

Die notwendige Bruttostromerzeugung ergibt sich damit wie in Tabelle 4.1 dargestellt.

TWh		2005	2006	2007	2020
Nettostromverbrauch	1	534,2	539,6	539,5	521
Netzverluste	2	29,3	28,8	29,5	30
Speicher (Pumpstromverbrauch)	3	9,5	9,0	9,2	18
Einfuhren	4	53,4	46,1	44,3	75,0
Ausfuhren	5	61,9	65,9	63,3	75,0
Nettostromerzeugung	$6=1+2+3-4+5$	581,6	597,2	597,2	569
Kraftwerkseigenverbrauch	7	39,0	39,6	39,3	25
Bruttostromerzeugung	$8=6+7$	620,6	636,8	636,5	595
Bruttostromverbrauch	$9=8+4-5$	612,1	617,0	617,5	595
Austauschsaldo	$10=5-4$	8,5	19,8	19,0	0,0

Tabelle 4.1: Bilanz Stromverbrauch und -erzeugung.

Quelle: AGEB, eigene Berechnungen

Entwicklung der Jahreshöchstlast

Zur Erstellung der Leistungsbilanz im Jahre 2020 muss auf Basis des jährlichen Nettostromverbrauchs und der Netzverluste die höchste viertelstündliche Nachfragespitze, die Jahreshöchstlast, ermittelt werden.

Das Verhältnis zwischen Nettostromverbrauch und der Jahreshöchstlast (jeweils inklusive der Netzverluste) war in den letzten fünf veröffentlichten Leistungsbilanzen des BDEW (vormals VDN) praktisch konstant, siehe Tabelle 4.2. Es wird daher angenommen, dass sich die Höchstlast auch in Zukunft linear mit dem Nettostromverbrauch verändert und die Benutzungsstunden mit 7.250 h/a am unteren Ende der Bandbreite der Jahre 2003 bis 2007 liegt. Im Jahr 2020 beträgt die

Jahreshöchstlast 76 GW. Sowohl dieser Wert als auch der ermittelte Bruttostromverbrauch im Jahre 2020 stehen in guter Übereinstimmung mit dem Gutachten zum Monitoring-Bericht des BMWi [EWI, IAEW, Consentec 2008]. Die Gutachter gehen darin von einem Bruttostromverbrauch von 581 TWh und einer Jahreshöchstlast von 76,2 GW im Jahr 2020 aus.

	2003	2004	2005	2006	2007	2020
Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste [TWh/a]	552	560	564	568	569	551
Jahreshöchstlast [GW]	76,3	77,2	76,7	77,8	78,5	76,0
Benutzungsstunden [h/a]	7.237	7.255	7.348	7.305	7.248	7.250

Tabelle 4.2: Benutzungsstunden des Stromverbrauchs inkl. Netzverluste

Quelle: BDEW (VDN), eigene Berechnungen

Lastmanagement

Möglichkeiten des Lastmanagements werden hier nicht betrachtet, obwohl diese sowohl ETSO als auch UCTE inzwischen prinzipiell berücksichtigen.

4.2 Stromangebot

Ausgangspunkt sind die im Monitoringbericht 2008 der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Daten zu den Nettokapazitäten der gesamten Elektrizitätswirtschaft im Jahr 2007.

Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Die Entwicklung hinsichtlich Arbeit und Nennleistung der Erneuerbaren Energien ist im vorhergehenden Kapitel ausführlich beschrieben. An dieser Stelle sei nur darauf hingewiesen, dass der Einsatz von Bioenergieanlagen zunehmend von der Grundlast in die Mittel- und Spitzenlast verschoben wird. Im Rahmen der konservativen Abschätzung geht die Branche davon aus, dass sich dieser Zusammenhang bis 2020 zunächst nur in einer geringen Absenkung der Volllaststunden der Bioenergieanlagen auf 5.800 zeigt.

Die Abbildung 4.1 zeigt die Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Ihr Anteil wächst von gut 14 Prozent des Bruttostromverbrauchs auf rund 47 Prozent im Jahr 2020.

Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland bis 2020

Bis 2020 wächst der Anteil Erneuerbarer Energien auf 47%.

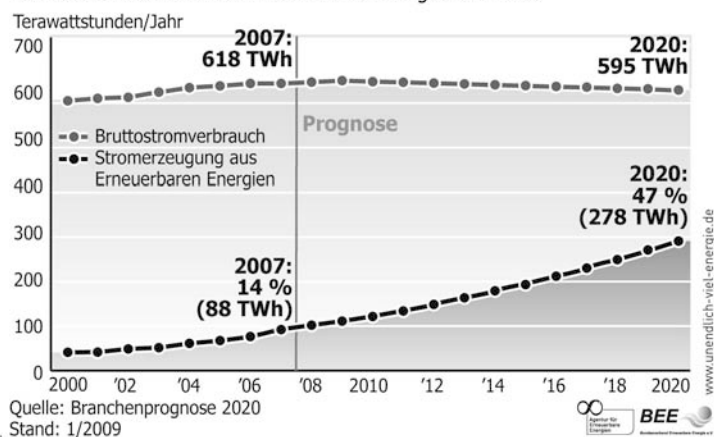


Abbildung 4.1 : Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung aus Erneuerbaren Energien

Quelle: eigene Berechnungen

Bestandsveränderung der konventionellen Wärmekraftwerke

Für die Bestandsveränderung der konventionellen Wärmekraftwerke werden ebenfalls konservative Annahmen gemacht. Es wird unterstellt, dass alle bis 2020 im Monitoringbericht 2008 der Bundesnetzagentur [BNetzA 2008] aufgeführten Außerbetriebnahmen durchgeführt werden. Auf der anderen Seite wird angenommen, dass nur die Mitte 2008 tatsächlich in Bau befindlichen Kraftwerke mit rund 12 GW Leistung bis 2016 als Neubauten realisiert werden. D.h. es wird unterstellt, dass alle weiteren in Planung befindlichen Projekte nicht realisiert werden. Tatsächlich sind seitdem bereits neue Anlagen in Bau gegangen.

Daraus folgt netto ein Abbau der konventionellen Kraftwerkskapazitäten von 102,8 GW im Jahr 2007 um 18,5 GW auf 84,3 GW im Jahr 2020. (s. Tabelle 4.3).

	Installierte Leistung		Tatsächlich in Bau befindlich (2008)	Außerbetriebnahmen	Resultierende Bestandsveränderung	Resultierende installierte Leistung
	2006	2007	2008-2016	2008-2020	2008-2020	2020
MW						
Kernenergie	20.430	20.470	0	19.000	-19.000	1.470
Braunkohle	20.305	20.385	2.830	5.424	-2.594	17.791
Steinkohle	27.774	27.705	5.554	2.332	3.222	30.927
Erdgas	21.027	22.400	3.304	545	2.759	25.159
Öl	6.314	6.250	60	0	60	6.310
Übrige	5.530	5.550	187	3.118	-2.931	2.619
Summe	101.380	102.760	11.935	30.419	-18.484	84.276

Tabelle 4.3: Bestandsveränderung konventioneller Kraftwerke nach dem Monitoringbericht 2008 der Bundesnetzagentur
Quelle: BNetzA 2008

Die gesamte prognostizierte Stromerzeugung aus konventionellen thermischen Kraftwerken ergibt sich aus der Differenz zwischen der notwendigen Bruttostromerzeugung und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Für die Ausnutzung der verschiedenen Typen konventioneller Wärmekraftwerke im Jahr 2020 wird von einer gleichmäßigen linearen Reduktion in allen Lastbereichen ausgegangen, da die Einspeisung aus EE-Anlagen nicht oder nur sehr schwach mit der Last korreliert. Für das Jahr 2020 ergibt sich damit im Vergleich zu 2007 die in Tabelle 4.4 dargestellte Bilanz von Stromverbrauch und -erzeugung.

	2007	2020	Veränderung	
	TWh	TWh	TWh	%
Verbrauch				
Nettostromverbrauch	539,5	521	-18	-3%
Netzverluste und Nichterfasstes Speicher	29,5	30	0	0%
(Pumpstromverbrauch)	9,2	18	9	99%
Einfuhren	44,3	75	31	69%
Ausfuhren	63,3	75	12	18%
Nettostromerzeugung	597,2	569	-28	-5%
Kraftwerkseigenverbrauch	39,3	25	-14	-36%
Bruttostromerzeugung	636,5	595	-42	-7%
Bruttostromverbrauch	617,5	595	-23	-4%
Austauschsaldo	19,0	0	-19	-100%
Erzeugung				
Biomasse	24,8	54	30	119%
Geothermie	0,0	4	4	
Photovoltaik	3,0	40	37	1217%
Wasserkraft	20,7	32	11	54%
Windenergie an Land	39,7	112	72	182%
Windenergie auf See	0,0	37	37	
Summe Erneuerbare	88,2	278	190	216%
Steinkohlen	145,0	114	-31	-21%
Braunkohlen	156,0	99	-57	-37%
Mineralöl	8,0	8	0	-2%
Erdgas	74,5	65	-9	-12%
Kernenergie	140,5	9	-132	-94%
Sonstige	17,0	6	-11	-63%
Summe konventionell	541,0	301	-240	-44%
Speicher	7,4	15	7	99%
Bruttostromerzeugung	636,5	595	-42	-7%

Tabelle 4.4: Stromverbrauch und -erzeugung im Jahr 2007 und 2020

Quelle: BNetzA 2008, eigene Berechnungen

4.3 Entwicklung der Speicherkapazitäten

Für die Integration großer Mengen von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen wie Sonnen- und Windenergie spielt die Entwicklung der Speicherkapazitäten eine besondere Rolle. Heute haben praktisch nur Speicher- und Pumpspeicher-Wasserkraftwerke eine Bedeutung. Die von mehreren Unternehmen der Versorgungsbranche und der Kraftwerksindustrie angekündigten Pilotvorhaben für neue Druckluftspeicher sowie der bestehende Druckluftspeicher in Huntorf (290 MW) werden in dieser Analyse nicht berücksichtigt. Genauso wird der Einsatz neuer Technologien (unterirdische Pumpspeicher, Batterien, vehicle-to-grid, etc.) bis 2020 nicht unterstellt.

Bestand der Pumpspeicherwerke im Inland

Pumpspeicherwerke (PSW) erreichen heute Wirkungsgrade von über 80 Prozent. In Deutschland sind Anlagen mit über 6.200 MW Erzeugungs- und mehr als 6.000 MW Pumpleistung installiert, die mit sehr hoher Verfügbarkeit für die Erzeugung von Spitzenstrom bereitstehen, siehe Tabelle 4.5.

Name Gruppe / Stufe	Land / Bundesland	Inbetrieb- nahme	Betreiber	Leistung Turbine	Leistung Pumpe
				MW	MW
Goldisthal	Thüringen	2003	Vattenfall	1.060,0	1.140,0
Markersbach	Sachsen	1979	Vattenfall	1.050,0	1.140,0
Schluchseewerk Hotzenwaldgruppe			Schluchseewerk AG (50% RWE; 37,5% EnBW)		
Hornbergstufe bei Wehr	Baden- Württemberg	1975		910,0	980,0
Unterstufe Säckingén	Baden- Württemberg	1967		360,0	301,0
Schluchseeegrúppe					
Unterstufe Waldshut	Baden- Württemberg	1951		150,0	80,0
Häusern	Baden- Württemberg	1931		100,0	100,0
Mittelstufe Witznau	Baden- Württemberg	1943		220,0	128,0
Waldeck			E.on Wasserkraft AG		
Waldeck II	Hessen	1974		440,0	476,0
Waldeck I	Hessen	1931		140,0	96,0
Hohenwarte			Vattenfall		
Hohenwarte II	Thüringen	1966		320,0	310,0
Hohenwarte I	Thüringen	1959		62,8	34,0
Erzhausen	Niedersachsen	1964	E.on Wasserkraft AG	220,0	230,0
Happurg	Bayern	1958	E.on Wasserkraft AG	160,0	126,0
Leitzachwerk	Bayern		SW München		
Leitzachwerk 2		1960		44,0	40,0
Leitzachwerk 1		1983 (1929)		49,0	45,4
Koepchenwerk	Nordrhein- Westfalen	1989 (1930)	RWE Power	153,0	153,6
Rönkhausen	Nordrhein- Westfalen	1969	Mark-E	140,0	140,0
Kraftwerksgruppe Jansen/Pfreimd	Bayern	1951-61	E.on Wasserkraft		
Tanzmühle				35,0	35,0
Reisach				70,0	70,0
Rudolf-Fettwels-Werk	Baden- Württemberg	1926	EnBW Kraftwerke AG		
Schwarzenbachwerk				46,0	20,0
Niederwartha	Sachsen	1930	Vattenfall	120,0	117,6
Geesthacht	Schleswig- Holstein	1958	Vattenfall	120,0	96,0
Glems	Baden- Württemberg	1964-69	EnBW Kraftwerke AG	90,0	68,0
Bleiloch	Thüringen	1926-32	Vattenfall	80,0	32,0
Wendefurth	Sachsen- Anhalt	1967	Vattenfall	80,0	72,0
Summe				6.219,8	6.030,6

Tabelle 4.5: Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland (exklusive PSW Langenprozelten, das der Bahnstromversorgung dient)

Quelle: Unternehmensangaben

Die Bundesnetzagentur und der BDEW führen in ihren Statistiken nur 5.710 MW Nettoleistung von PSW an, was etwa der Leistung der Anlagen ab 100 MW Nennleistung entspricht. Für diese Analyse wird jedoch die gesamte installierte Leistung berücksichtigt.

Bestand der Speicher- und schwellbetriebsfähigen Laufwasserkraftwerke im Inland

Der Bestand an Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken (ohne die Erzeugung aus natürlichen Zuflüssen in Pumpspeicherkraftwerke) betrug 2007 in Deutschland 3.959 MW [Wagner/Rindelhardt 2008]. Die Leistung der Laufwasserkraftwerke in Deutschland nach Abzug nichtdeutscher Anteile an Grenzkraftwerken (701 MW) beträgt 3.592 MW [ZSW 2007]. Davon sind etwa 516 MW schwellbetriebsfähige Laufwasserkraftwerke [Fichtner 2003]. Schwellbetriebsfähige Laufwasserkraftwerke halten im Tagesrhythmus eine bestimmte Wassermenge zurück und können diese flexibel als Spitzenleistung dem Netz zur Verfügung stellen.

Tabelle 4.6 zeigt die Gesamtkapazität der inländischen Wasserkraftanlagen. Die Summe inklusive des nichtdeutschen Anteils der Grenzkraftwerke stimmt mit den Angaben des Monitoringberichts 2008 der Bundesnetzagentur überein. Rund 7.100 MW bzw. 70 Prozent der installierten Wasserkraftleistung im Inland sind dabei regelfähig.

		Nennleistung [MW]
Pumpspeicherwerke (ohne Bahnstrom)		6.220
davon	Pumpspeicherwerke ohne nat. Zufluss	5.108
	Pumpspeicherwerke mit nat. Zufluss	1.112
Speicher und Laufwasserkraftwerke		3.959
davon	Speicherwasserkraftwerke	367
	Laufwasserkraftwerke	3.592
	davon	
	reine Laufwasserkraftwerke	3.076
	schwellbetriebsfähige Laufwasserkraftwerke	516
Summe		10.179
Nichtdeutscher Anteil an Grenzkraftwerken		701
Summe zzgl. nichtdeutscher Anteil der Grenzkraftwerke		10.880

Tabelle 4.6: Gesamtkapazität der inländischen Wasserkraftanlagen

Quellen: Wagner/Rindelhardt 2008; ZSW 2007; Fichtner 2003.

Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Inland

In Deutschland besteht ein noch unbekanntes aber sicher nicht unerhebliches Potenzial für den Neubau von Pumpspeicherkraftwerken, da die geographischen Grundvoraussetzungen in allen Mittelgebirgsregionen zu finden sind. Zudem bieten sich zahlreiche für die Trinkwasserversorgung genutzte Talsperren als Unterbecken an. Allein für die ehemalige DDR wurde ein konkretes Potenzial von 20 Standorten mit rund 14 GW Leistung und durchschnittlich 5,5 Volllaststunden Speicherkapazität ermittelt [Czisch 2005]. Realisiert wurden davon die PSW Markersbach und Goldisthal mit zusammen gut 2 GW.

Konkret sind in Deutschland zwei neue Projekte in der Vorbereitung:

- PSW Blaubeuren der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm¹² mit 45 MW Leistung
- PSW Atdorf der Schluchseewerke AG¹³ mit ca. 1.000 MW Leistung

Beide Anlagen sollen vor 2020 realisiert sein.

Neben dem Neubau gibt es die Möglichkeit, ältere bestehende PSW durch die Erhöhung des hydraulischen und elektrischen Wirkungsgrades, die Erhöhung des maximalen Durchflusses sowie des Speicherinhaltes in ihrer Leistungsfähigkeit zu erhöhen („Repowering“). Zur Zeit wird die Leistung des PSW Waldeck II von 440 MW auf 480 MW, also um 9 Prozent erhöht. Könnte man

¹² http://www.swu.de/file/headnavi/10700.php?we_objectID=900&pid=1652

¹³ <http://www.schluchseewerk.de/130.0.html>

weiterhin in nur einem Viertel des Bestands die Leistung um 5 Prozent bis 2020 erhöhen, so ergäbe sich eine zusätzliche Kapazität von über 770 MW.

Bestand und Ausbau von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken im Ausland

Traditionell besitzen deutsche Stromversorger Eigentums- und langfristige Strombezugsrechte an ausländischen Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerken. Soweit diese Anlagen darüber hinaus

- über Direktleitungen an das deutsche Netz angeschlossen sind,
- dem deutschen Regelblock innerhalb der UCTE angehören und
- der Einsatz der Kraftwerke entsprechend den Bedürfnissen des deutschen Übertragungsnetzes erfolgt,

können und müssen sie für ein vollständiges Bild der Leistungsbilanz Deutschlands mit einbezogen werden. Konkret betrifft dies

- das Pumpspeicherwerk Vianden (Luxemburg) der SEO (40 Prozent RWE) mit 1.096 MW Leistung¹⁴
- die Speicherkraftwerksgruppe Obere Ill – Lünensee der Illwerke im Vorarlberg mit 1.154 MW Leistung¹⁵
- die Speicherkraftwerksgruppe Sellrain-Silz der Tiwag in Tirol mit 789 MW Leistung¹⁶
- das Kraftwerk Kaunertal der Tiwag in Tirol mit einem deutschen Leistungsanteil (66,66 Prozent) von 240 MW.

Seit einigen Jahren findet gerade in den Alpenländern ein erheblicher Aus- und Zubau von Speicherkraftwerken statt. Für die Leistungsbilanz Deutschlands sind nach eigenen Recherchen dabei zu berücksichtigen:

- Leistungserhöhung des PSW Vianden um 200 MW, wobei mindestens 100 MW als Spitzenenergie dem deutschen Netz zuzurechnen sind
- Bau des PSW Kops II mit 450 MW Leistung der Illwerke
- Ausbau des Speicherkraftwerks Kühtai der Tiwag um 140 MW.

¹⁴ www.rwe.com

¹⁵ www.illwerke.at

¹⁶ www.tiwag.at

Nennleistung [MW]			Turbine	Pumpe
Bestand 2007	Inland	Pumpspeicher	6.220	6.031
		Speicherkraftwerke und Schwellketten	883	
	Ausland	SEO / Vianden (LUX)	1.096	836
		Illwerke / Obere Ill -Lünersee (AT)	1.154	538
		Tiwag / Kühtai und Silz (AT)	789	250
	Tiwag/Kaunertal (AT)	240		
Summe Bestand 2007			10.382	7.655
Zubau	Inland	Schluchseewerk / Atdorf	1.000	1.000
		SWU Energie / Blaubeuren	45	45
		Leistungserhöhung Waldeck II	40	40
		Repowering bestehender Anlagen (1/4 + 5 %)	777	754
	Ausland	SEO / Vianden (LUX)	100	100
		Illwerke / Kops II (AT)	450	450
	Tiwag / Kühtai (AT)	140		
Summe Zubau			2.552	2.389
Bestand 2020			12.934	10.043

Tabelle 4.7: Bestand an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken für das deutsche Übertragungsnetz 2007 und 2020
Quelle: Unternehmensangaben

Die Tabelle 4.7 zeigt den voraussichtlichen Bestand an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken die für das deutsche Übertragungsnetz im Jahr 2020 eingesetzt werden können. Im Sinne einer konservativen Annahme wird im Folgenden nur ein Bestand von 10.000 MW Speicherleistung (vor allem Tages- aber auch einige Jahresspeicher) im Jahre 2020 angenommen.

4.4 Netzinfrastuktur und Systemdienstleistungen

Entwicklung der Netzinfrastuktur

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfordert einen Umbau der Netzinfrastuktur. Die dafür notwendigen gesetzlichen Grundlagen sind u.a. mit dem EEG 2009, dem Entwurf des Energieleitungsausbaugesetzes und den Anforderungen aus der neuen Richtlinie der EU zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (KOM(2007) 19 final) im Wesentlichen geschaffen. Notwendige Nachbesserungen können bis 2020 vollzogen werden. Der schon eingetretene Verzug bei Neubautrassen kann durch Verstärkung oder Optimierung der vorhandenen Leitungen (z.B. Leistungsflusssteuerung, Freileitungs-Monitoring, Hochtemperaturleiter) kompensiert werden. Im Folgenden wird daher unterstellt, dass die erforderlichen Netzkapazitäten 2020 bereitstehen. Vorübergehende Netzengpässe können mit dem bestehenden Instrumentarium von netz- und marktbezogenen Maßnahmen (kuratives Engpassmanagement) beherrscht werden.

Systemdienstleistungen

Durch den Zubau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen wird ceteris paribus ein erhöhter Bedarf an Regelkapazitäten (vor allem Minutenreserve) induziert. Diesem Trend wird durch immer bessere Prognosen und kürze Fristen im Stromhandel (z.B. intraday-Geschäfte) entgegengewirkt. Dies hat dazu geführt, dass die Vorhaltung von Regelkapazitäten in den letzten Jahren trotz deutlichem Ausbau der Windenergie in Deutschland nicht erhöht werden musste. Schon heute ist sicher, dass die Prognosen des Windenergieangebots weiter verbessert werden können. Für Prognosen des Solarstromangebots – die bisher noch nicht im Netzbetrieb genutzt werden – bestehen ähnliche Optimierungspotenziale. Zudem können die Regelenergiemärkte weiter optimiert werden.

Trotzdem ist in Zukunft mit einem moderat anwachsenden Bedarf an Regelleistung zu rechnen. Daher wird die Reserve für Systemdienstleistungen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast¹⁷ von heute 7.000 MW auf 8.000 MW heraufgesetzt.

Der Einbezug von EEG-Anlagen in die Leistungs-Frequenz-Regelung, die Blindleistungs-Spannungs-Regelung sowie der Netzstützung bei Störungen erfolgt kontinuierlich. U.a. sieht das EEG 2009 entsprechende Anforderungen an Windenergieanlagen vor. Die Übertragungsnetzbetreiber fordern bereits seit 2003 definierte Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen beim Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz. Daneben befinden sich neue Richtlinien des BDEW zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen in der Mittelspannung und der Niederspannung in der Einführung bzw. Vorbereitung.

¹⁷ Konzeptgemäß wird bei der Leistungsbilanz zur Jahreshöchstlast unterstellt, dass die Windenergieanlagen nur mit der statistisch gesicherten Leistung einspeisen. Sollte die Einspeisung tatsächlich höher sein, so können andere Kraftwerke einen höheren Anteil als Regelkapazität bereitstellen. Im Extremfall können dies auf Abruf auch die Windkraftanlagen selber sein. Dies wird bereits heute vom irischen Übertragungsnetzbetreiber gefordert.

4.5 Gesicherte Leistung und Leistungsbilanz 2020

Gesicherte Leistung

Die mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stehende Leistung aus **Windenergie** beträgt nach [Kaltschmitt/Wiese/Streicher 1995] knapp 7 Prozent, nach der Dena-Netzstudie I [Dena 2005] im Winter etwa 6 Prozent der Nennleistung. Hier wird der letztere Wert angenommen. Da moderne Windenergieanlagen deutlich höhere Volllaststunden erreichen, als in der Dena-Netzstudie I angenommen, ist dies eine konservative Annahme¹⁸.

Für die **Photovoltaik** haben [Kaltschmitt/Wiese/Streicher 1995] eine gesicherte Leistung im Jahresverlauf für Deutschland von knapp 2 Prozent bezogen auf die installierte Photovoltaikleistung (peak) ermittelt. Hier wird vorsichtig mit 1,5 Prozent ein etwas geringerer Wert angenommen.

Die für das ganze Jahr relevante gesicherte Leistung von **Laufwasserkraftwerken** geben [Kaltschmitt/Wiese/Streicher 1995] mit 40 bis 60 Prozent der installierten Leistung an. [Fichtner 2003] gibt 50 Prozent für Laufwasserkraftwerke mit hohem Ausbaugrad und Niedrigwasser an. Im Folgenden wird sehr vorsichtig 40 Prozent angesetzt. Für die Speicher wird, in Anlehnung an [Fichtner 2003] und die Dena-Netzstudie I [Dena 2005] die gesicherte Leistung zu 99 Prozent der Nennleistung angesetzt.

Für die gesicherte Leistung der thermischen Kraftwerke werden die Angaben nach [Dena 2008] übernommen. Die Tabelle 4.8 zeigt alle Annahmen im Überblick.

	Gesicherte Leistung
Bioenergie	88,0%
Geothermie	90,0%
Photovoltaik (peak!)	1,5%
Wasserkraft	40,0%
Windenergie an Land	6,0%
Windenergie auf See	6,0%
Steinkohlen	86,0%
Braunkohlen	92,0%
Mineralöl	64,0%
Erdgas	64,0%
Kernenergie	93,0%
Sonstige	86,0%
Speicher	99,0%

Tabelle 4.8: Annahmen zur gesicherten Leistung im Verhältnis zur Nennleistung (bei Photovoltaik die Peak Leistung des Generators)

Leistungsbilanz 2006 und 2007

Mit diesen Angaben kann ein Vergleich dieses Modells mit den Angaben des BDEW (vormals VDN) für die Leistungsbilanzen zur Jahreshöchstlast 2006 und 2007 durchgeführt werden. Dabei wird die Kapazität der Pumpspeicher noch wie bisher nach BDEW-Angaben angesetzt. Die installierte Leistung im BEE-Modell ist höher, weil alle Erzeugungsanlagen entsprechend dem Monitoringbericht 2008 der Bundesnetzagentur berücksichtigt sind. Der BDEW (VDN) berücksichtigt z.B. Eigenerzeugungsanlagen der Industrie nur, soweit sie nicht dem Eigenverbrauch dienen. Öffentlich liegen dazu aber keine detaillierten Angaben vor, so dass eine Berücksichtigung dieses Effektes hier nicht möglich war.

Trotz dieser Einschränkung passen die Ergebnisse hinsichtlich der gesicherten Leistung bemerkenswert gut zusammen. Der Fehler liegt in der Größenordnung von einem GW und ist damit deutlich kleiner als etwa die hier nicht in Ansatz gebrachte, schon heute für das deutsche Netz, aber im Ausland installierte Speicher- und Pumpspeicherkapazität von rund 3 GW. Daher wird

¹⁸ Interessant - wenn auch für die Betrachtung des ungünstigsten Falles nicht maßgeblich - ist die Tatsache, dass zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007 (3. Dezember, 18:00-18:15 Uhr) und 2006 (11. Dezember, 17:30 – 17:45 Uhr) die Einspeisung aller Windenergieanlagen in Deutschland 14.738 MW bzw. 13.177 MW betrug – also deutlich mehr als 50 Prozent der installierten Leistung.

dieses vereinfachte Modell, ähnlich wie in [Dena 2008] als hinreichend genau für die Ermittlung der Leistungsbilanz im Jahr 2020 angesehen.

GW	Angaben BDEW (VDN)		BEE-Modell		Unterschied		
	2006	2007	2006	2007	2006	2007	
Install. Konventionelle	1		101,4	102,8			
Install. EE	2		31	34,9			
Speicher	3		5,7	5,7			
Summe install. Leistung	4 = 1+2+3	124,3	129,2	138,1	143,3	11,1%	10,9%
Gesicherte Leistung EE	5		5,6	6,9			
Gesicherte Leistung Konventionelle	6		83,8	84,7			
Gesicherte Leistung Speicher	7		5,7	5,7			
Summe Gesicherte Leistung inkl. SDL	8=5+6+7	94,1	96,3	95,1	97,3	1,1%	1%
- Reserve für SDL	9	7,9	7,0	7,9	7,0		
= Gesicherte Leistung	10=8-9	86,2	89,3	87,2	90,3	1,2%	1,1%
- Höchstlast	11	77,8	78,5	77,8	78,5		
= Verbleibende Leistung	12=10-11	8,4	10,8	9,4	11,8	11,9%	9,3%

Tabelle 4.9.: Vergleich des BEE-Modells zur gesicherten Leistung mit den Leistungsbilanzen des BDEW (VDN) von 2006 und 2007

Leistungsbilanz 2020

Die Tabelle 4.10 zeigt die Leistungsbilanz für das Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2007 nach dem oben beschriebenen Modell.

GW	2007	2020	Veränderung	
Install. Konventionelle	1	102,8	84,3	-18,5
Install. EE	2	34,9	111	76,1
Speicher	3	5,7	10,0	4,3
Summe install. Leistung	4 = 1+2+3	143,3	205,2	61,9
Gesicherte Leistung EE	5	6,9	15,3	8,4
Gesicherte Leistung Konventionelle	6	84,7	66,7	-18,0
Gesicherte Leistung Speicher	7	5,7	9,9	4,2
Summe gesicherte Leistung inkl. SDL	8=5+6+7	97,3	91,9	-5,4
- Reserve für SDL	9	7,0	8,0	1,0
= Gesicherte Leistung	10=8-9	90,3	83,9	-6,4
- Höchstlast	11	78,5	76,0	-2,5
= Verbleibende Leistung	12=10-11	11,8	7,9	-3,9

Tabelle 4.10: Leistungsbilanz 2007 und 2020

Quelle: eigene Berechnungen

Die Leistungsbilanz zeigt auch zur Jahreshöchstlast 2020 eine verbleibende Leistung von 7,9 GW bzw. 10,4 Prozent der Höchstlast. Dies ist mehr als die verbleibende Leistung zur Jahreshöchstlast 2005 nach BDEW (VDN) (s. Tabelle 4.11). Sie steht als Reserve für extreme Situationen (z.B. außergewöhnliche Kälteperioden), Stundenreserve für überdurchschnittlich hohe Kraftwerksausfälle und darüber hinaus als Exportkapazität zur Verfügung.

Der Wegfall an gesicherter Leistung von rund 18 GW in konventionellen thermischen Kraftwerken kann durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien (+8,4 GW), den vollen Einbezug und Ausbau von Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerken (+4,2 GW) sowie Effizienzmaßnahmen (+2,5 GW) weitgehend kompensiert werden.

Dabei sind ganz überwiegend konservative Annahmen getroffen worden:

- geringe Stromeinsparung, konstante Netzverluste,
- Verdopplung des Pumpstromaufwands,
- keine Senkung des relativen Kraftwerkeigenverbrauchs,
- kein Lastmanagement,
- keine vertraglich vereinbarte Importleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast,
- kein Neubau konventioneller Wärmekraftwerke über die Mitte 2008 in Bau befindlichen Projekte hinaus,
- Abgang von über 30 GW konventioneller Kraftwerkskapazität,
- keine Berücksichtigung des zu erwartenden Zubaus von Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerken über den Bestand von 2007 hinaus (s. Tabelle 4.7),
- kein Einsatz „neuer“ Speichertechnologien wie etwa adiabater Druckluftspeicher oder der Nutzung von Elektrofahrzeugen für das Netzmanagement.
- Die mögliche Realisierung der beiden Seekabelverbindungen nach Norwegen NorGer und Nordlink mit jeweils bis zu 1.400 MW wird nicht berücksichtigt.

Wollte man – was ökonomisch wenig sinnvoll wäre – die verbleibende Leistung noch weiter erhöhen, stünden dafür demnach mehrere Ansätze zur Verfügung. Wäre der zu erwartende Zubau an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken von rund 2,5 GW und (nur) das für Deutschland von der UCTE [UCTE 2009] erwartete Potenzial für Lastmanagement von 0,5 GW angesetzt worden, so läge die verbleibende Leistung bei rund 11 GW und damit praktisch im Bereich des Jahres 2007. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2007 hat Deutschland im Saldo 5 GW Strom exportiert (siehe Tabelle 4.11).

GW	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Inländische Kraftwerksleistung	105,8	111,4	114,6	119,4	124,3	129,2
- nicht einsetzbare	12,2	16,5	17,9	22,8	23,8	24,8
- Ausfälle	3,5	3,0	2,8	4,1	4,0	5,3
- Revision	1,6	1,9	0,7	2,7	2,4	2,8
- Reserve für Systemdienstleistungen	7,1	7,0	7,2	7,1	7,9	7,0
= Stundengesicherte Leistung	81,4	83,0	86,0	82,7	86,2	89,3
- Höchstlast	79,7	76,3	77,2	76,7	77,8	78,5
= Verbleibende Leistung	1,7	6,7	8,8	6,0	8,4	10,8
Importe	10,8	9,3	7,7	10,8		
Export	5,7	5,9	7,5	10,3		
Austauschsaldo ("-" Import, "+" Export)	-5,1	-3,4	-0,2	-0,5	2,1	5,0
Datum	10.12.02	3.12.03	16.12.04	15.12.05	11.12.06	3.12.07
Uhrzeit	18:00	17:45	18:00	17:45	17:30	18:00

Tabelle 4.11: Leistungsbilanzen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2002-2007

Quelle: Leistungsbilanzen des BDEW (VDN), BNetzA 2008

Die Tabelle 4.11 zeigt darüber hinaus, dass die deutsche Stromversorgung hinsichtlich der Leistungsbilanz zur Höchstlast seit 2002 deutlich zuverlässiger geworden ist. In diesem Zeitraum ist die stundengesicherte Leistung um 7,9 GW angewachsen. Gleichzeitig stieg die Höchstlast praktisch nicht. Die verbleibende Leistung ist um 9,1 GW gestiegen. 2007 konnte Deutschland sogar zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast netto 5 GW Leistung exportieren.

Eine Untersuchung der maximalen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bei Schwachlast zeigt, dass im Jahre 2020 die Leistungsbilanz im Regelfall durch den Pumpbetrieb der PSW und den Export ohne Einschränkung der Einspeisung aus EE hergestellt werden kann. In extrem seltenen Fällen (Starkwind bei hoher Sonneneinstrahlung und schwacher Nachfrage) kann – unter den getroffenen vorsichtigen Annahmen – eine Drosselung der Einspeisung notwendig sein. Ggf. können diese Energiemengen aber vor Ort in anderen Sektoren (Wärme, Mobilität) genutzt werden.

5. Kosten-Nutzen-Analyse²¹

5.1 Beiträge zur gesamtwirtschaftlichen Entlastung

Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene externe Kosten

Im Jahr 2020 werden die Erneuerbaren Energien im Stromsektor mehr als 200 Millionen Tonnen CO₂ vermeiden. Dies ist mehr als doppelt soviel wie im Jahr 2007 (75 Mio. t/a). Damit bringen die Erneuerbaren Energien den wesentlichen Beitrag zu Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung.

	Einheit	2007	2010	2015	2020
EE-Stromerzeugung gesamt	TWh	88	116	187	278
CO ₂ -Vermeidung EE-Strom gesamt	Mio. t	75	97	146	202
CO ₂ -Vermeidung EEG-Strom mit Vergütungsanspruch	Mio. t	57	79	130	187
CO ₂ -Vermeidungskosten für EEG-Strom mit Vergütungsanspruch	€ ₂₀₀₈ /t CO ₂	91	58	42	13
Vermiedene externe Kosten ²²	Mrd. €	5,3	4,5	5,6	6,3

Tabelle 5.1: Eckdaten EE-Strom und CO₂-Vermeidung, EE-Branchenpreisfad

Wie oben ausgeführt, sinken gleichzeitig mit der steigenden CO₂-Vermeidung die EEG-Differenzkosten. Damit reduzieren sich die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten des EEG-Stroms auf 13 €/t CO₂ im Jahr 2020. Liegt der Preis für CO₂-Zertifikate dann oberhalb von 13 Euro, ist eine Investition in den Ausbau Erneuerbarer Energien im Durchschnitt günstiger als der Kauf von Emissionszertifikaten.

Die angenommenen CO₂-Zertifikatepreise steigen von 24 Euro pro Tonne CO₂ (2010) auf 39 €/t im Jahr 2020. Damit ist ein Teil der externen Kosten des mit der konventionellen Stromerzeugung verbundenen CO₂-Ausstoßes bereits internalisiert. Den Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien müssen aber die gesamten durch den EE-Strom vermiedenen externen Kosten gegenübergestellt werden. Diese belaufen sich auf zusätzlich 6,3 Milliarden Euro im Jahr 2020.

Vermiedene Brennstoffimporte zur Stromerzeugung

Die Erneuerbaren Energien werden im Jahr 2020 zudem Importe von Steinkohle und Erdgas zur Stromerzeugung im Wert von knapp 22,6 Mrd. EUR vermeiden. Im Jahr 2007 lag dieser Wert erst bei 1,3 Mrd. EUR. Kumuliert für den Zeitraum 2009 bis 2020 werden Kosten für den Import von Brennstoffen in Höhe von rund 140 Mrd. €₂₀₀₈ vermieden. Die vermiedenen Brennstoffimporte sind ein wesentlicher Bestandteil der vermiedenen Strombezugskosten, sie gehen daher bereits in die Differenzkostenberechnung ein. Jedoch zeigt die genannte Summe in welcher Größenordnung der Ausbau Erneuerbarer Energien die Verlagerung von Wertschöpfung ins Inland erlaubt.

	Einheit	2007	2010	2015	2020
Substituierte Primärenergie (Import)					
Steinkohle	PJ	380	519	901	1.370
Erdgas	PJ	73	109	200	319
Brennstoffpreise EE-Branche					
Steinkohle	€ ₂₀₀₈ /GJ	2,33	6,14	9,06	11,98
Erdgas	€ ₂₀₀₈ /GJ	5,55	10,19	15,04	19,89
Vermiedene Importkosten gesamt	Mrd. € ₂₀₀₈	1,3	4,2	11	22,6

Tabelle 5.2: Entwicklung der vermiedenen Importkosten bis zum Jahr 2020.

²¹ Das Kapitel beruht auf Berechnungen von Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für Erneuerbare Energien (IfnE).

²² Nicht über den CO₂-Preis internalisierte externe Kosten, d.h. die Differenz zwischen 70 €/t nach [Krewitt/Schlomann 2005] und dem unterstellten CO₂-Zertifikatspreis im jeweiligen Jahr (Anstieg des CO₂-Preises von 24 €/t (2010) auf 39 €/t (2020)).

5.2 Entwicklung der EEG-Differenzkosten

Die Differenzkosten des EEG bezeichnen die Differenz zwischen der Summe der EEG-Vergütungszahlungen und den durch die EEG-Strommengen vermiedenen Strombezugskosten der Energieversorgungsunternehmen.

Allgemeine Modellannahmen und Parameter

Folgende Annahmen sind für diese Kosten-Nutzen-Analyse im Einzelnen getroffen worden:

- Die Regelungen des EEG 2009 bestehen bis zum Jahr 2020 in unveränderter Form fort.
- Die Umrechnung der im Gesetz in jeweiligen Preisen angegebenen (nominalen) Vergütungssätze auf die Preisbasis 2008²¹ (reale Preise) erfolgt unter der Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2 % p. a.
- Zur Ermittlung der spezifischen EEG-Kosten pro kWh (EEG-Umlage) wird angenommen, dass der Anteil des Letztverbrauchs am Bruttostromverbrauch wie in den vergangenen Jahren bei etwa 80 % verbleibt.
- Die besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen (§§ 41/42 EEG; privilegierte Letztverbraucher), wird im ganzen Betrachtungszeitraum durchgehend mit einem pauschalen Aufschlag von 20 % auf die EEG-Umlage für alle anderen Stromverbraucher berücksichtigt.

Stromgroßhandelspreise

Die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom sind von zentraler Bedeutung für die EEG-Differenzkostenberechnung. Der im Jahr 2005 einsetzende Trend deutlich steigender Großhandelspreise wird sich auch in Zukunft mit großer Wahrscheinlichkeit fortsetzen. Gründe hierfür sind insbesondere die steigenden Weltmarktpreise der wichtigsten fossilen Brennstoffe sowie steigende CO₂-Zertifikatepreise im Rahmen des Emissionshandelssystems der EU.

Die langfristig zu erwartende Großhandelspreisentwicklung ist aufgrund der Merit-Order im Kraftwerkseinsatz über die voraussichtliche Entwicklung der Stromerzeugungskosten von Kohle- bzw. Gaskraftwerken abzuschätzen. Hierfür nimmt die Branchenprognose den „EE-Branchenpreisfad“ an. Zur Illustration wird ebenfalls der „Preisfad BMU“ abgebildet:

- *EE-Branchenpreisfad:* Angenommen wird ein Anstieg des Ölpreises auf 200 \$₂₀₀₈ / bbl im Jahr 2020. Daraus abgeleitet wird ein Anstieg des Gaspreises auf 20 €₂₀₀₈/GJ und des Preises für Steinkohle auf rund 350 €₂₀₀₈/t.
- *Preisfad BMU:* Dieser Preisfad wurde aus der Leitstudie [BMU 2008] übernommen und geht von einem Ölpreis von rund 100 \$₂₀₀₈ / bbl im Jahr 2020 aus. Die damit korrespondierenden Preise für Steinkohle und Erdgas betragen 172 €₂₀₀₈/t bzw. 11,4 €₂₀₀₈/GJ.

Die nach dem „EE-Branchenpreisfad“ deutlich ansteigenden Stromgroßhandelspreise führen dazu, dass erstens immer mehr Anlagen ihren Vergütungsanspruch nicht mehr geltend machen, da sie ihre Stromproduktion außerhalb des EEG zu höheren Preisen verkaufen können und zweitens die Differenz zwischen der gezahlten Vergütung und den vermiedenen Strombezugskosten immer geringer wird.

Die Summe dieser Differenzkosten erreicht unter den Annahmen der Branchenprognose im Jahr 2013 mit 5,6 Mrd. €₂₀₀₈ ihren höchsten Stand und sinkt bis 2020 auf 2,4 Mrd. €₂₀₀₈.

Abbildung 5.1 zeigt die Entwicklung der EEG-Differenzkosten für die zwei beschriebenen Preisfade im Vergleich. Daran wird beispielsweise deutlich, dass der Rückgang der insgesamt höheren Differenzkosten im „Preisfad BMU“ erst drei Jahre später einsetzt.

²¹ Dargestellt als €₂₀₀₈

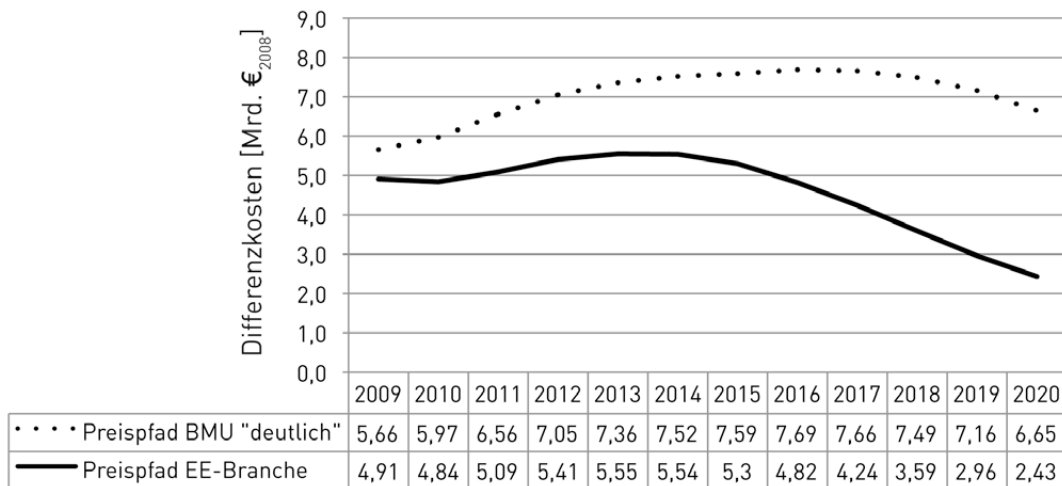


Abbildung 5.1: Entwicklung der EEG-Differenzkosten

EEG-Umlage

Für den Stromverbraucher bedeutsamer ist die Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Umlage, die sich aus der Division der gesamten Differenzkosten durch die gesamte an Letztverbraucher gelieferte Strommenge²² errechnet. Sie erreicht analog zur Entwicklung der Differenzkosten ebenfalls im Jahr 2013 ihren maximalen Wert von 1,4 Cent₂₀₀₈/kWh. Bis 2020 geht sie auf 0,6 Cent₂₀₀₈/kWh zurück. Im angenommenen Preisfad verbleibt damit für Haushaltsstromkunden der Anteil der EEG-Umlage am gesamten Strompreis bis 2013 bei rund 5 % und sinkt anschließend bis 2020 auf nur noch 2 % ab.

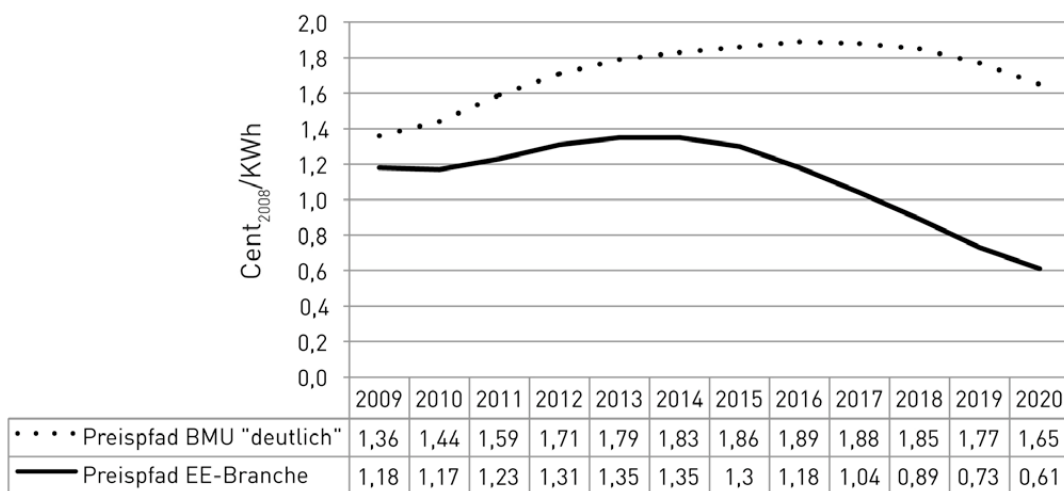


Abbildung 5.2: Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Umlage

Der steigende Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wird demnach 2020 nicht zu höheren Kosten für die Stromverbraucher führen. Vielmehr werden die steigenden Preise für fossile Energieträger zu einem signifikanten Anstieg der Strompreise führen. Diesem wirkt der vermehrte Einsatz Erneuerbarer Energien tendenziell entgegen, da ein immer größerer Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien zu geringeren Kosten produziert wird als Strom aus anderen Energieträgern.

²² Strommenge an Letztverbraucher enthält keinen Eigenverbrauch der Stromwirtschaft, keine Netzverluste und keine Eigenstromerzeugung von Unternehmen.

6. Schlussfolgerungen

Werden die positiven Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland erhalten und weiterentwickelt, werden sich ihre **Kapazitäten und die Stromproduktion bis 2020 etwa verdreifachen**. Das durchschnittliche Wachstum beträgt über 9 Prozent.

Alle Sparten der Erneuerbaren Energien können sich durch technische Effizienzerhöhung, Erschließen neuer Potenziale und Modernisierung vorhandener Anlagen weiter dynamisch entwickeln. In Summe tragen die Erneuerbaren Energien 2020 **insgesamt 278 Milliarden Kilowattstunden (278 TWh²³) zur Stromproduktion** bei. Die **installierte Leistung wächst auf 111 Gigawatt (GW)**.

Gelingt es, die ambitionierten Ziele Deutschlands und der EU zur Steigerung der Energieeffizienz auch nur teilweise im Stromsektor umzusetzen, so entspricht die für 2020 prognostizierte Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien bereits einem **Anteil am Bruttostromverbrauch von 47 %**.

Schon heute ist das deutsche Stromversorgungssystem flexibler als allgemein bekannt. **Es stehen rund 10 GW Kapazität in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie schwelfähigen Laufwasserkraftwerken bereit**. Bis 2020 wird dieser Wert voraussichtlich auf rund 13 GW ansteigen. Hinzu kommt ein **Anwachsen der regelfähigen Bioenergieleistung von heute gut 4 auf dann 9,3 GW**.

Auch unter konservativen Annahmen steht im Jahre 2020 zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung.

Rund zwei Drittel der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (189 TWh) werden die fluktuierenden Quellen Wind und Sonnenstrahlung erbringen. **Das Einspeiseverhalten der verbleibenden fossil-nuklearen Kraftwerkskapazitäten sowie der Einsatz der vorhandenen Speicherwasserkraftwerke wird zunehmend von ihrem Angebot bestimmt**. Die Auslastung aller Kondensationskraftwerke geht zurück. Unter den getroffenen Annahmen und Berücksichtigung der Veränderungen im thermischen Kraftwerkspark folgt daraus eine **Mindererzeugung von 37 Prozent für Braunkohle, 21 Prozent für Steinkohle und 12 Prozent für Erdgas²⁴**. Die **Stromerzeugung aus Kernenergie vermindert sich um 94 Prozent gegenüber 2007**.

Ein weiteres Ergebnis der vorliegenden Prognose ist, dass über die Mitte 2008 in Bau befindlichen Kraftwerksprojekte hinaus, voraussichtlich **keine neuen fossilen Kraftwerke** benötigt werden, um 2020 eine sichere Stromversorgung in Deutschland zu gewährleisten.

Die Kosten-Nutzen-Analyse des beschriebenen Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 47 % am Bruttostromverbrauch zeigt, dass dieser Ausbau die Volkswirtschaft im Jahr 2020 erheblich entlastet. Die **CO₂-Vermeidung durch Erneuerbare Energien im Stromsektor steigt von 75 Millionen Tonnen im Jahr 2007 auf über 200 Mio. t im Jahr 2020**. Neben der teilweisen Einpreisung der Klimafolgekosten durch CO₂-Zertifikate werden **externe Kosten der fossilen Stromproduktion²⁵ in Höhe von 6,3 Milliarden Euro vermieden**. Zudem reduziert sich der fossile Brennstoffbedarf deutlich und führt im Jahr 2020 zur **Einsparung fossiler Energieimporte im Wert von 22,6 Mrd. EUR**.

Die Beiträge zur gesamtwirtschaftlichen Entlastung überwiegen damit die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Stromsektor bei Weitem. So belaufen sich die **EEG-Differenzkosten im Jahr 2020 auf noch 2,4 Mrd. Euro**.

Aus den vorgenannten wesentlichen Ergebnissen der Branchenprognose lassen sich im Zusammenhang mit anderen energiewirtschaftlichen Untersuchungen und der energiepolitischen Diskussion folgende Schlussfolgerungen ziehen:

²³ 1 TWh = 1 Terawattstunde = 1 Mrd. Kilowattstunden

²⁴ Auch die Dena-Netzstudie I [Dena 2005] kam in allen Szenarien zu einer Verminderung der Erdgasverstromung durch den Zubau von Windenergieleistung.

²⁵ Dies sind nur die zusätzlich vermiedenen externen Kosten, die nicht bereits über den Emissionshandel internalisiert sind.

- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im **Stromsektor** wird einen **wesentlichen Beitrag zur Erreichung des von der EU für Deutschland festgelegten Gesamtziels von 18 % Anteil Erneuerbarer Energien** am Energieverbrauch erbringen.

Erneuerbare Energien im Stromsektor leisten damit auch einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

- **Die Erneuerbaren Energien werden mehr und mehr zum prägenden Bestandteil des Stromversorgungssystems.**

Die Flexibilitäten im Kraftwerkspark sind schon heute groß genug, um die volle Integration ohne Abstriche bei der Versorgungszuverlässigkeit bis 2020 sicher zu stellen.

Die Flexibilität könnte und sollte trotzdem schon heute gezielt erhöht werden, um die organisatorischen, technischen, infrastrukturellen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen, um diese nach 2020 im wesentlich breiteren Maße einsetzen zu können (siehe unten).

Damit wird gleichzeitig der Möglichkeit vorgebeugt, dass sich einzelne Annahmen dieser Prognose – vor allem hinsichtlich der Verbrauchsentwicklung, dem Abgang konventioneller Kraftwerke und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien – real anders entwickeln. Es sind genug Optionen vorhanden, um auch in diesem Fall die Zuverlässigkeit der Stromversorgung unter Einhaltung der Ziele für den Ausbau der EE und die CO₂-Minderung zu gewährleisten.

- Der sowohl rechtlich als auch ökonomisch begründete vorrangige Einsatz und Netzzugang Erneuerbarer Energien hat zwingend eine **niedrigere Auslastung der thermischen Kraftwerke** zur Folge. Bei Investitionen in neue Kraftwerke muss dieser Effekt beachtet werden.

Ein Neubau von konventionellen Kraftwerken ist unter den getroffenen Annahmen über die Mitte 2008 im Bau befindlichen Anlagen nur notwendig, wenn im Gegenzug zusätzlich ältere, noch betriebsfähige Kraftwerke abgeschaltet werden. Andernfalls würde sich ein Kapazitätsüberhang entwickeln, der nur auf ausländischen Märkten absetzbar wäre. Große zusätzliche inländische Verwendungen, die mit den Zielvorgaben zur Endenergieeffizienz vereinbar sind, sind nicht erkennbar.

Dementsprechend ist es auch **nicht erforderlich, die Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke zu verlängern**. Für die Erneuerbare-Energien-Branche ist der Ausstieg aus der Kernenergie ein Teil der Investitionsbedingungen für den in dieser Prognose skizzierten Ausbau ihrer Kapazitäten. Sieht man von einer deutlichen Zunahme des Nettostromexports ab, kann eine Laufzeitverlängerung bei annähernd konstanter Stromnachfrage nur durch eine drastische **Einschränkung des Vorrangs beim Netzzugang** der Erneuerbaren Energien praktisch umgesetzt werden. Dies würde eine **massive Beeinträchtigung der Investitionssicherheit für die Erneuerbare-Energien-Branche** bedeuten.

Eine gegenüber heute unveränderte Auslastung der fossil-nuklearen Kraftwerke durch Nettostromexporte würde zudem zu erheblichem zusätzlichem Netzausbaubedarf führen. Die Analyse des Bedarfs in der Dena-Netzstudie I [Dena 2005] erfolgte beispielsweise unter der Annahme der im sogenannten Atomkonsens vereinbarten Reststrommengen. Sollte aber neben der wachsenden Menge von Windstrom auch die Grundlastzeugung aus den küstennahen Kernkraftwerken dauerhaft übertragen werden, wären neben den geplanten weiteren Neubauvorhaben für Höchstspannungsleitungen notwendig. Deren Umsetzung bis 2020 erscheint aus heutiger Sicht nicht möglich.

- **Auch nach 2020 wird ein dynamischer Ausbau der EE im Stromsektor erfolgen.** Dauerhaft muss die Stromversorgung vollständig auf Erneuerbare Energien umgestellt werden. Dies erfordert eine deutlich höhere Flexibilität des elektrischen Versorgungssystems.

Bei Anteilen von über 50 Prozent regenerativem Strom und großen Mengen der fluktuierenden Quellen Sonne und Wind, wird es zeitweise Überschussmengen geben, die nicht zeitgleich verbraucht werden können. Da aufgrund der EU-Rahmengesetzgebung auch andere

Länder den Ausbau der Erneuerbaren Energien vorantreiben werden, ist ein Export solcher Überschüsse nur unter bestimmten Bedingungen möglich (siehe unten).

In jedem Fall ist der Ausgleich auch mit flexibelsten konventionellen Kraftwerken nicht dauerhaft erreichbar. Zwar können diese gesicherte Leistung bereitstellen, aber keine Überschussleistung bei hohem Solar- und Windangebot aufnehmen.

Es muss daher ein vorrangiges Ziel sein, neue Energiespeicher in allen geeigneten Formen zu erschließen und den Zugang zu vorhandenen Speichern zu verbessern. Damit sind nicht nur Stromspeicher sondern auch Speicher auf der Nutzenergieseite gemeint.

Daneben wird die Nutzung von Überschüssen des Stromsektors in den Sektoren Wärme und Mobilität nach 2020 eine wachsende Bedeutung erfahren.

Folgende Optionen zur Energiespeicherung im beschriebenen Sinn werden von der Branche der Erneuerbaren Energien gesehen.

- **Regenerative Kombikraftwerke:** Dezentrale Anlagen nutzen die inhärente Speicherbarkeit von Biomasse und Wasserkraft sowie anderer lokaler Optionen und werden gemeinsam geregelt. Sie dienen gleichzeitig der Netzentlastung und der Erhöhung der regionalen Versorgungssicherheit.

Im Rahmen der EEG-Novelle hat der BEE bereits Vorschläge für einen so genannten Integrationsbonus eingebracht. Das Modellprojekt „Regeneratives Kombikraftwerk“ der EE-Branche anlässlich der Energiegipfel der Bundesregierung hat die technische Möglichkeit gezeigt, mit einem rein regenerativen Kraftwerkspark eine dauerhaft nachfragegerechte Stromproduktion zu gewährleisten²⁶. Ein Bonus für solche Kombikraftwerke kann dazu beitragen, dass vermehrt Projekte realisiert werden, in denen verschiedene Erneuerbare-Energien-Anlagen ihr Einspeiseverhalten aufeinander abstimmen.

- **Lastmanagement:** Durch Nutzbarmachung der inhärenten Speicherkapazitäten (insbesondere in der Wärme- und Kälteversorgung, Druckluftzeugung) bei Endverbrauchern sowie in der Fernwärmeversorgung können erhebliche Flexibilisierungspotenziale erschlossen werden. In Norwegen, Dänemark und Finnland sind heute bereits Abnahmen in Höhe von 6 bis 9 Prozent der Höchstlast beeinflussbar [ETSO 2007]. Entscheidend dafür ist die Einführung lastvariabler Stromtarife und Netzentgelte (smart-metering).
- **Neubau inländischer Speicherkraftwerke:** Neben dem Repowering bestehender Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sollten systematisch neue Standorte und neue technologische Optionen (Druckluftspeicher, untertägige Pumpspeicher, etc.) untersucht und eingesetzt werden.
- **Ausbau des Stromaustausches mit Skandinavien und den Alpenländern:** Die alpinen und skandinavischen Wasserkräfte beinhalten erhebliche Speicherpotenziale. Ein Ausbau des Stromaustausches erfordert aber insbesondere in Richtung der nordischen Länder den Abbau von Netzengpässen. Zur Zeit werden bereits zwei zusätzliche Seekabel-Verbindungen Deutschland-Norwegen mit jeweils bis zu 1.400 MW Übertragungskapazität untersucht - die Projekte NorGer und Nord.Link. Ein Seekabel zwischen den Niederlanden und Norwegen (NorNed) ist Anfang 2008 in Betrieb genommen worden. Ferner soll noch vor 2017 die Kapazität der Grenzkuppelstelle zu Dänemark um 1.000 MW erweitert werden. Bis dahin wird auch eine Verbindung über den großen Belt und eine vierte Leitung über das Skagerrak fertiggestellt sein. Der Ausbau dieser Verbindungen sollte politisch und regulatorisch stark unterstützt werden.
- **Elektro-Mobilität:** Die EE-Branche teilt und unterstützt das Ziel der Bundesregierung, bis 2020 rund eine Million Fahrzeuge ans Netz bzw. auf die Straße zu bringen. Danach bieten die Elektrofahrzeuge beträchtliche Potenziale für die Nutzung der ohnehin notwendigen Batterien für das Netzmanagement (vehicle-to-grid).

²⁶ www.kombikraftwerk.de

Literatur

[BDEW 2008] BDEW: EEG-Mittelfristprognose - Entwicklungen 2000 bis 2014, Stand: 22.04.2008

[BDEW/VDN] BDEW, vormals VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast, Jahre 2002 - 2005

[BMU 2004] DLR, ifeu, Wuppertal Institut: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, März 2004

[BMU 2007a] Bundesumweltministerium: Leitstudie 2007. „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Februar 2007

[BMU 2007b] Bundesumweltministerium: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung - Stand: November 2007

[BMU 2008] Bundesumweltministerium: Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Oktober 2008

[BMU 2008a] Bundesumweltministerium: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007. Stand: 12. März 2008

[BNetzA 2008] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2008. Bonn, 2008

[Brandenburg 2008] Bericht der Landesregierung „Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg“ – Umsetzung des Beschlusses des Landtages, DS 4/2893-B, vom 18. Mai 2006. Potsdam, 2008

[Czisch 2005] Gregor Czisch: Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung - Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation an der Universität Kassel, 2005

[Dena 2005] DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Endbericht. Köln, 24. Februar 2005

[Dena 2008] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) - Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin, März 2008

[ETSO 2007] European Transmission System Operators (ETSO): Demand Response as a resource for the adequacy and operational reliability of the power systems, Explanatory Note; 12 January 2007

[EWI/Prognos 2007] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Prognos AG: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007 – Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln, 3. Juli 2007

[EWI, IAEW, Consentec 2008] EWI, IEAW, Consentec: Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Abschlussbericht, 30.5.2008

[FNR 2007] Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen. 2007

- [Fichtner 2003] Fichtner: Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt. Endbericht (Langfassung) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. November 2003
- [IE 2005] Institut für Energetik und Umwelt: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 2: Biomassepotenziale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade. 2005
- [IE 2007] Institut für Energetik und Umwelt: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht. 2007
- [Kaltschmitt/Wiese/Streicher 1995] Martin Kaltschmitt, Andreas Wiese, Wolfgang Streicher: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1995
- [Krewitt/Schlomann 2006] Wolfram Krewitt, Barbara Schlomann: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart 2006
- [Saarland 2007] Ministerium für Umwelt des Saarlandes: Saarländisches Klimaschutzkonzept 2008 – 2013. Saarbrücken, 2008
- [Schleswig-Holstein 2007] Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein: Schleswig-Holstein Energie 2020 – Grünbuch. Kiel, Juni 2007
- [Schleswig-Holstein 2008] Innenministerium des Landes Schleswig-Holstein: Entwurf Landesentwicklungsplan 2009. Kiel, Januar 2008
- [TLL 2008] Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Entwicklungstendenzen und Faktoren der Ertragsbildung bei Getreide in Thüringen. 2008
- [TU Cottbus 2008] Brandenburgische Technische Universität Cottbus: Netzintegration Erneuerbarer Energien in Brandenburg, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg in Kooperation mit Vattenfall Europe Transmission GmbH, envia Verteilnetz GmbH, E.ON edis Netz GmbH, ENERTRAG AG, NAWARO, BioEnergie AG. Cottbus, 2008
- [UBA 2005] Dr. Thomas Zumbroich, Dr. Andreas Müller GbR: Bundesweites Kataster der ökologisch wirksamen, funktional differenzierten Querverbauungen der Fließgewässer. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. UBA-FBNr: 000946, Förderkennzeichen: 203 24 289
- [UCTE 2009] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE): System Adequacy Forecast 2009 – 2020. Brüssel, Januar 2009
- [Wagner/Rindelhardt 2008] Eberhard Wagner, Udo Rindelhardt: Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft – Potenzialanalyse; in ew Jg.106 (2007), Heft 25-26
- [WI 2006] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: Optionen und Potentiale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen. Studie im Auftrag der E.on AG. Wuppertal, 23. Mai 2006
- [ZSW 2007] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. November 2007

Arbeit

alle Angaben in Terawattstunden (TWh) = Mrd. Kilowattstunden (kWh)

Verbrauch	Vergangenheit										Prognose										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nettostromverbrauch	501,3	507,7	516,2	525,1	531,9	534,2	539,6	539,5	540,0	540,0	540,0	538,1	536,2	534,3	532,5	530,6	528,8	526,9	525,1	523,2	521,4
Netzerluste und Nichterfasstes	34,1	33,2	27,5	27,1	28,2	29,3	28,8	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
Speicher (Pumpenstromverbrauch)	4,0	4,0	6,3	7,7	9,3	9,5	9,0	9,2	12,9	13,0	13,1	13,4	13,6	14,6	14,7	15,9	16,9	17,1	17,3	18,4	
Einführen	4	45,1	43,5	46,2	45,8	44,2	53,4	46,1	44,3	45,0	47,5	50,0	52,5	55,0	60,0	62,5	65,0	67,5	70,0	72,5	75,0
Ausführen	42,1	44,8	45,5	53,8	51,5	61,9	65,9	63,3	63,0	64,0	65,0	66,0	67,0	68,0	69,0	70,0	71,0	72,0	73,0	74,0	75,0
Nettostromerzeugung	538,4	548,2	549,3	567,9	576,7	581,6	597,2	597,2	600,4	599,0	597,6	594,6	591,3	588,9	585,7	580,1	577,8	574,7	571,5	569,3	569,3
Kraftwerksgegenverbrauch	38,1	38,2	37,4	38,8	38,5	39,0	39,6	39,3	38,2	37,7	36,9	36,2	35,2	34,2	33,1	32,0	30,8	29,5	28,2	26,8	25,3
Bruttostromerzeugung	576,5	586,4	586,7	606,7	615,2	620,6	636,8	636,5	638,5	636,7	636,5	630,8	626,5	623,1	618,8	615,3	611,0	607,4	602,9	598,3	594,5
Bruttostromverbrauch	579,5	585,1	587,4	598,7	607,9	612,1	617,0	617,5	620,5	620,2	619,5	617,3	614,5	612,6	609,8	607,8	605,0	602,9	599,9	596,8	594,5
Austauschsaldo	-3,0	1,3	-0,7	8,0	7,3	8,5	19,8	19,0	18,0	16,5	15,0	13,5	12,0	10,5	9,0	7,5	6,0	4,5	3,0	1,5	-
nachrichtlich Netzstromverbrauch inkl. Netzverluste	535,4	540,9	543,7	552,2	560,1	563,6	568,4	569,0	569,5	569,5	569,5	567,6	565,7	563,9	562,0	560,1	558,3	556,4	554,6	552,7	550,9
Erzeugung	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biomasse	4,1	5,1	6,0	9,1	10,5	13,6	19,2	24,8	28,7	28,7	30,8	33,7	36,5	39,3	41,9	44,6	46,9	48,9	50,9	52,7	54,3
Geothermie	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,8	1,2	1,5	1,9	2,3	2,7	3,1	3,5	3,8
Photovoltaik	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6	1,3	2,2	3,0	4,3	5,6	6,9	8,7	10,6	12,7	15,2	17,7	20,7	24,4	28,6	33,4	39,5
Wasserkraft	24,9	23,4	23,8	20,4	21,0	21,5	20,0	20,7	21,8	22,7	23,1	24,4	25,1	25,8	26,5	27,2	28,0	28,7	29,4	30,1	31,9
Windenergie an Land	9,5	10,5	15,8	18,7	25,5	27,2	30,7	39,7	40,2	48,9	53,6	58,6	63,7	69,1	74,6	80,6	86,9	93,4	99,7	106,5	112,1
Windenergie auf See	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,9	2,6	5,3	8,6	12,0	15,0	19,1	23,1	27,4	31,6	37,0
Summe Erneuerbare	38,6	39,1	45,8	48,5	57,6	63,7	72,2	88,0	95,0	105,9	115,6	128,4	142,0	156,6	171,7	187,0	203,8	221,2	239,0	257,9	276,4
Steinkohlen	143,1	138,4	134,6	146,5	140,8	134,1	137,9	145,0	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1
Braunkohlen	148,3	154,8	158,0	158,2	158,0	154,1	151,1	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0	156,0
Mineralöl	5,9	6,1	8,7	9,9	10,3	11,6	10,5	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Erdgas	49,2	55,5	56,3	61,4	61,4	71,0	73,4	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5
Kernenergie	169,6	171,3	164,8	165,1	167,1	163,0	167,4	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5
Sonstige	17,3	16,7	13,8	11,4	13,2	16,0	17,7	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Summe konventionell	533,4	542,8	536,2	552,4	550,7	549,8	557,9	541,0	533,9	521,0	509,1	492,2	474,4	455,6	436,1	416,5	395,2	373,5	351,1	327,4	301,4
Speicher	4,5	4,5	4,7	5,8	7,0	7,1	6,8	7,4	9,7	9,7	9,8	10,1	10,2	10,9	11,0	11,8	11,9	12,7	12,8	12,9	14,7
Bruttostromerzeugung	576,5	586,4	586,7	606,7	615,3	620,6	636,8	636,5	638,5	636,7	636,5	630,8	626,5	623,1	618,8	615,3	611,0	607,4	602,9	598,3	594,5
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	6,7%	6,7%	7,8%	8,1%	9,5%	10,4%	11,7%	14,2%	15,3%	17,1%	18,7%	20,8%	23,1%	25,6%	28,2%	30,8%	33,7%	36,7%	39,8%	43,2%	46,8%

Leistung

alle Angaben netto in Megawatt (MW)

	Vergangenheit										Prognose										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Jahreshöchstlast	78.200	79.700	76.300	77.200	76.700	77.800	78.500	78.554	78.554	78.554	78.554	78.554	78.554	77.775	77.517	77.260	77.004	76.748	76.494	76.241	75.988
Installierte Kraftwerksleistung (netto)																					
1 Biomasse	664	770	952	1.137	1.550	2.192	2.740	4.092	4.298	4.643	4.988	5.433	5.878	6.323	6.768	7.193	7.628	8.063	8.498	8.933	9.338
2 Geothermie	-	-	-	0	0	0	0	3	10	22	33	50	74	104	146	189	246	325	425	525	625
3 Photovoltaik	100	178	258	408	1.018	1.881	2.711	3.811	5.300	6.800	8.300	10.300	12.300	14.500	17.000	19.500	22.500	26.000	30.000	34.500	39.500
4 Wasserkraft	4.572	4.600	4.620	4.640	4.660	4.680	4.700	4.720	4.755	4.825	4.925	5.075	5.225	5.375	5.525	5.675	5.825	5.975	6.125	6.275	6.500
5 Windenergie an Land	6.112	8.754	11.965	14.409	16.629	18.428	20.811	22.247	23.847	25.847	27.647	29.447	31.247	33.047	34.847	36.647	38.447	40.247	42.047	43.847	45.000
6 Windenergie auf See	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	450	1.050	1.750	2.450	3.250	4.050	4.850	5.650	6.450	7.250	8.050
Summe Erneuerbare	11.448	14.322	17.795	20.794	23.857	27.181	30.962	34.873	38.210	42.237	46.343	51.355	56.474	61.799	67.526	73.254	79.796	86.800	94.495	102.430	110.963
8 Steinkohlen	-	-	-	-	-	-	27.774	27.795	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.927
9 Braunkohlen	-	-	-	-	-	-	20.305	20.385	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.791
10 Mineralöl	-	-	-	-	-	-	6.314	6.250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.310
11 Erdgas	-	-	-	-	-	-	21.027	22.400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.159
12 Kernenergie	-	-	-	-	-	-	20.430	20.470	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.470
13 Sonstige	-	-	-	-	-	-	5.550	5.550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.619
Summe konventionell	14=8+9+10+11+12+13	101.380	102.760	138.052	143.363	158.052	164.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145	167.145
Speicher																					
Summe																					
Gesicherte Leistung (netto)																					
1 Biomasse	584	695	838	1.001	1.364	1.929	2.411	3.601	3.782	4.086	4.389	4.781	5.173	5.564	5.947	6.330	6.713	7.095	7.478	7.861	8.217
2 Geothermie	-	-	-	0	0	0	0	3	9	20	30	45	67	94	131	170	221	293	383	473	563
3 Photovoltaik	2	3	4	6	15	28	41	57	80	102	125	155	185	218	255	293	338	390	450	518	593
4 Wasserkraft	1.829	1.840	1.848	1.856	1.864	1.872	1.880	1.888	1.902	1.920	1.970	2.030	2.090	2.150	2.210	2.270	2.330	2.390	2.450	2.510	2.600
5 Windenergie an Land	367	525	718	877	998	1.106	1.249	1.335	1.431	1.551	1.659	1.767	1.875	1.983	2.091	2.199	2.307	2.415	2.523	2.631	2.700
6 Windenergie auf See	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	27	63	105	147	195	243	309	375	444	513	600
Summe Erneuerbare	2.781	3.043	3.408	3.739	4.241	4.935	5.581	6.884	7.204	7.694	8.199	8.840	9.494	10.155	10.829	11.504	12.217	12.958	13.728	14.505	15.272
8 Steinkohlen	-	-	-	-	-	-	23.886	23.826	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.597
9 Braunkohlen	-	-	-	-	-	-	18.481	18.754	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.368
10 Mineralöl	-	-	-	-	-	-	4.041	4.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.008
11 Erdgas	-	-	-	-	-	-	13.457	14.336	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.102
12 Kernenergie	-	-	-	-	-	-	19.000	19.037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.367
13 Sonstige	-	-	-	-	-	-	4.756	4.773	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.253
Summe konventionell	14=8+9+10+11+12+13	83.820	84.727	95.054	97.263	108.052	113.633	119.214	124.795	130.376	135.957	141.538	147.119	152.700	158.281	163.862	169.443	175.024	180.605	186.186	191.767
Speicher																					
SUMME gesicherte Leistung inkl. SDL	16=7+14+15	95.054	97.263	108.052	113.633	119.214	124.795	130.376	135.957	141.538	147.119	152.700	158.281	163.862	169.443	175.024	180.605	186.186	191.767	197.348	202.929
Bilanz zur Jahreshöchstlast																					
1 Installierte Kraftwerksleistung (netto)	78.200	79.700	76.300	77.200	76.700	77.800	78.500	78.554	78.554	78.554	78.554	78.554	78.554	77.775	77.517	77.260	77.004	76.748	76.494	76.241	75.988
2 Gesicherte Leistung inkl. SDL	95.054	97.263	108.052	113.633	119.214	124.795	130.376	135.957	141.538	147.119	152.700	158.281	163.862	169.443	175.024	180.605	186.186	191.767	197.348	202.929	208.509
3 Reserve für SDL (BDEW/DN)	7.900	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Gesicherte Leistung	4=2+3	87.154	90.263	115.052	120.633	126.214	131.795	137.376	142.957	148.538	154.119	159.700	165.281	170.862	176.443	182.024	187.605	193.186	198.767	204.348	209.929
5 Vergleichswert BDEW/DN	86.200	89.300	92.400	95.500	98.600	101.700	104.800	107.900	111.000	114.100	117.200	120.300	123.400	126.500	129.600	132.700	135.800	138.900	142.000	145.100	148.200
Höchstlast	6	77.800	78.500	79.200	79.900	80.600	81.300	82.000	82.700	83.400	84.100	84.800	85.500	86.200	86.900	87.600	88.300	89.000	89.700	90.400	91.100
7 Vergleichswert BDEW/DN	8.400	10.800	13.200	15.600	18.000	20.400	22.800	25.200	27.600	30.000	32.400	34.800	37.200	39.600	42.000	44.400	46.800	49.200	51.600	54.000	56.400
Verbleibende Leistung	7=4-6	9.354	11.763	14.172	16.581	18.990	21.400	23.810	26.220	28.630	31.040	33.450	35.860	38.270	40.680	43.090	45.500	47.910	50.320	52.730	55.140
8 Vergleichswert BDEW/DN	8.400	10.800	13.200	15.600	18.000	20.400	22.800	25.200	27.600	30.000	32.400	34.800	37.200	39.600	42.000	44.400	46.800	49.200	51.600	54.000	56.400
Systemdienstleistungen																					

47%

erneuerbar

2020



Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Reinhardtstraße 18
10117 Berlin

Tel 030/275 81 70-0
Fax 030/275 81 70-20

presse@bee-ev.de



Agentur für
Erneuerbare
Energien

Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Reinhardtstraße 18
10117 Berlin

Tel 030/200535-45
Fax 030/200535-51

presse@unendlich-viel-energie.de