



Stefan Döring

Energieerzeugung nach Novellierung des EEG

Konsequenzen für regenerative
und nicht regenerative
Energieerzeugungsanlagen

Energieerzeugung nach Novellierung des EEG

Konsequenzen für regenerative und nicht regenerative
Energieerzeugungsanlagen

Stefan Döring

Energieerzeugung nach Novellierung des EEG

Konsequenzen für regenerative und nicht
regenerative Energieerzeugungsanlagen

Stefan Döring
PLANT Engineering GmbH
Neuwied, Deutschland

ISBN 978-3-642-55170-3 ISBN 978-3-642-55171-0 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-642-55171-0

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Springer Vieweg

© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2015

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften. Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen.

Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier

Springer Berlin Heidelberg ist Teil der Fachverlagsgruppe Springer Science+Business Media
(www.springer.com)

Vorwort

Energie und Elektrizität im Besonderen ist die Basis unserer Zivilisation. Die erste Übertragung von elektrischer Energie über eine längere Strecke fand 1882 zwischen München und Miesbach (57 km) statt. Neun Jahre später, 1891, gelang erstmals die Übertragung von Dreiphasenwechselstrom zwischen Lauffen und Frankfurt über eine Distanz von 176 km. Seit diesen Ereignissen hat sich die Technologie rasant entwickelt.

Auch für die Zukunft stellt die Energieversorgung eine besondere Herausforderung dar. Einflüsse auf andere Lebensbereiche dürfen hierbei nicht vernachlässigt werden. Harmonische Lösungen im Einklang mit der Umwelt sind gefragt. Das Wachstum der Weltbevölkerung ist ein Einflussfaktor, der berücksichtigt werden muss. Gleichzeitig verbessert sich der Lebensstandard weltweit. Der Besitz und Verbrauch von Gütern und Dienstleistungen steigt damit an. Im Zuge des steigenden Energiebedarfs spielt der Klimawandel eine weitere entscheidende Bedeutung, der bereits durch entsprechende Abkommen und Gesetzgebungen die Energieerzeugung beeinflusst. Neben der Notwendigkeit, Energie immer effizienter und emissionsärmer sowie CO₂-neutraler zu erzeugen, kommen weitere Herausforderungen auf die Erzeugung zu. So wird es immer bedeutender, dass Energieerzeugungsanlagen möglichst flexibel bezüglich der Leistungsbereitstellung ausgelegt werden. Insbesondere der Ausbau der Windkraft und der Photovoltaik erzwingen diese Bedingung. Daher besteht die Lösung nicht aus einfachen, standardisierten Systemen.

Das Buch erläutert die wirtschaftlichen Konsequenzen und technischen Möglichkeiten aus den neuen gesetzlichen Vorgaben von EEG und KWKG (Gesetze zur Energieumlage und zur Umlage von Kraft-Wärme-Kopplung). Diese gesetzlichen Vorgaben beeinflussen die Organisationen hinsichtlich ihrer Investitionsentscheidung zur Energieerzeugung.

Besonders danken möchte ich dem Springer Verlag für die Unterstützung bei der Veröffentlichung dieses Buches. Weiterer Dank gilt meinen Mitarbeitern Marcus Engel, Alexander Nieratschker, Marc Muscheid und Fabian Henseler, die mich bei der Ausarbeitung maßgeblich unterstützt haben. Zuletzt danke ich meiner Frau Esther, meiner Tochter Nina und meinem Sohn Tom für Ihr Verständnis und die Geduld sowie meinem Vater für die Unterstützung.

Das Buch entstand parallel zu meiner Haupttätigkeit als Geschäftsführer der Plant Engineering GmbH. Alle aufgezeigten Zusammenhänge, Fakten, Zahlen und Berechnungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen sowie mit hoher Sorgfalt durchgeführt, recherchiert und dargestellt. Dennoch können Fehler und Unvollkommenheiten nicht ausgeschlossen werden. Daher bin ich für konstruktive und zielorientierte Anmerkungen mit Blick auf eine mögliche Neuauflage sehr dankbar.

Leutesdorf im November 2014
Stefan Döring

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	2
1.1	Primärenergieverbrauch in Deutschland, Europa und weltweit.....	2
1.2	Entwicklung des Energiemarktes in den letzten Jahren	6
1.3	Die Chancen und Grenzen regenerativer Energien in Deutschland	12
1.3.1	Thermische Solarenergie.....	14
1.3.2	Photovoltaik	14
1.3.3	Windenergie	15
1.3.4	Geothermie.....	15
1.3.5	Wasserkraft	16
1.3.6	Bioenergie	18
1.4	Die Chancen und Grenzen konventioneller Energien in Deutschland	18
1.4.1	Kohle.....	19
1.4.1.1	Steinkohle	19
1.4.1.2	Braunkohle.....	20
1.4.2	Uran und Kernenergie	20
1.4.3	Erdgas.....	21
1.4.4	Erdöl, Mineralöle und Kraftstoffe	21
1.5	Literaturverzeichnis	22
2	Zusammensetzung des Strompreises und dessen Entwicklung.....	28
2.1	Zusammensetzung des Strompreises für Industriekunden	28
2.1.1	Erzeugung, Transport, Vertrieb.....	29
2.1.2	Konzessionsabgabe	29
2.1.3	EEG-Umlage	30
2.1.4	KWK-Aufschlag	30
2.1.5	§ 19-Umlage.....	31
2.1.6	Stromsteuer	32
2.1.7	Offshore-Haftungsumlage	33
2.1.8	Umlage für abschaltbare Lasten	33
2.2	Entwicklung des Strompreises für Haushalts- und Industriekunden.....	34
2.3	Entwicklung der „begünstigten“ Abnahmestellen	43
2.4	Literaturverzeichnis	46
3	Die Bedeutung der Energiekosten für die deutsche Industrie – Vergangenheit und Zukunft	50
3.1	Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes und der Energiepreise.....	50
3.2	Bruttowertschöpfung und Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen.....	54
3.3	Der Einfluss des Strompreises auf die Industrie	56

3.4	Ausblick dezentrale Energieversorgung	62
3.4.1	Reduzierung des Strompreises	63
3.4.2	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	64
3.4.3	Steigerung der Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit	64
3.4.4	Netzunabhängige Selbstversorgung	65
3.4.5	Steuer- und Finanzvorteile	66
3.4.6	Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich	66
3.4.7	Imagegewinn	66
3.5	Literaturverzeichnis	67
4	Vergleich der gesetzlichen Randbedingungen nach EEG-2012 und EEG-2014 (Energiewende)	72
4.1	Allgemeine Vorschriften/Bestimmungen	74
4.2	Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung	75
4.3	Finanzielle Förderung nach EEG-2012 und EEG-2014	75
4.4	Ausgleichsmechanismus	80
4.4.1	Bundesweiter Ausgleich	80
4.4.2	Besondere Ausgleichsregelungen für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen	83
4.5	Transparenz	89
4.6	Rechtsschutz und behördliche Verfahren	89
4.7	Verordnungsermächtigung, Erfahrungsbericht, Übergangsbestimmungen	89
4.8	Literaturverzeichnis	89
5	Haupteinflussfaktoren der Energiewende auf ausgewählte Technik und Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsanlagen	92
5.1	Windenergie	93
5.2	Biomasse	96
5.2.1	Biogasanlagen	96
5.2.2	Biomasse-Heizkraftwerke	98
5.2.3	Zusammenfassung Stromerzeugungsanlagen auf Basis nachwachsender Rohstoffe	101
5.3	Photovoltaik	101
5.4	Heizkraftwerke auf Basis von Gasturbinen (5-10 MW _{el})	103
5.5	Heizkraftwerke auf Basis von Gasmotoren (5-10 MW _{el})	110
5.6	Zusammenfassung	115
5.7	Literaturverzeichnis	117
6	Einfluss weiterer Randbedingungen auf Technik und Wirtschaftlichkeit	120
6.1	Strombörse	122
6.1.1	EEX Leipzig	122
6.1.2	EPEX Paris	122

6.2	Regelleistungsmarkt.....	122
6.2.1	Minutenreservemarkt	123
6.2.2	Primär- und Sekundärenergiemarkt.....	123
6.3	OTC-Handel.....	123
6.4	Konzepte zur Erhaltung der Versorgungssicherheit.....	124
6.4.1	Strategische Reserve	124
6.4.2	Kapazitätsmarkt.....	125
6.4.2.1	Umfassender Kapazitätsmarkt.....	125
6.4.2.2	Fokussierter Kapazitätsmarkt	125
6.4.3	Kapazitätssicherung durch Privatisierung der Versorgungssicherheit.....	126
6.5	Literaturverzeichnis	126
7	Vergleich verschiedener Gasturbinen anhand eines vorgegebenen Lastgangs	130
7.1	Vorstellung des Industrieverbrauchers.....	132
7.2	Technische Modellbeschreibung.....	134
7.3	Randbedingungen der Berechnungen	137
7.4	Gasturbinauswahl und Anlagenauslegung	137
7.5	Ergebnisse der Berechnung.....	141
7.5.1	Gasturbine 1	142
7.5.2	Gasturbine 2	149
7.5.3	Gasturbine 3	153
7.6	Auswertung und Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse.....	157
8.	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von erdgasbetriebenen Heizkraftwerken.....	166
8.1.	Grundbegriffe und Kennzahlen der Wirtschaftlichkeitsberechnung..	167
8.2.	Vorgehensweise	170
8.3.	Berechnungsmodell Gasturbine 5 MW _{el}	172
8.4.	Berechnungsmodell Gasmotor 5 MW _{el}	174
8.5.	Auswertung, Analyse und Vergleich	176
8.6.	Mittelgroße und große Erzeugungsanlagen	184
8.7	Literaturverzeichnis	185
	Anhang	188
	Anlage 1: Zusammenfassung des Vergleichs EEG-2012 und EEG-2014	188
	Anlage 2: Stromkosten- oder handelsintensive Branchen nach Anlage 4 des EEG-2014	200
	Sachwortverzeichnis	211

1	Einleitung	2
1.1	Primärenergieverbrauch in Deutschland, Europa und weltweit	2
1.2	Entwicklung des Energiemarktes in den letzten Jahren	6
1.3	Die Chancen und Grenzen regenerativer Energien in Deutschland	12
1.3.1	Thermische Solarenergie	14
1.3.2	Photovoltaik	14
1.3.3	Windenergie	15
1.3.4	Geothermie	15
1.3.5	Wasserkraft	16
1.3.6	Bioenergie	18
1.4	Die Chancen und Grenzen konventioneller Energien in Deutschland	18
1.4.1	Kohle	19
1.4.2	Uran und Kernenergie	20
1.4.3	Erdgas	21
1.4.4	Erdöl, Mineralöle und Kraftstoffe	21
1.5	Literaturverzeichnis	22

1 Einleitung

Das Thema der Energiewende und die damit verbundene Erhaltung der Versorgungssicherheit lässt sich heute kaum noch aus den täglichen medialen Berichterstattungen ausblenden. Angetrieben von dem Ziel, den Ausstoß an klimaschädlichem Kohlendioxid (CO_2) nachhaltig deutlich zu mindern, wird, zusammengefasst unter dem Begriff „Energiewende“, zunehmend versucht, die Energieversorgung unseres Landes auf regenerativ erzeugten Strom umzustellen. Zur klaren Definition der Klima- und Ausbauziele werden fortlaufend immer wieder Verträge und Abkommen verhandelt und beschlossen. Kontinuierlich wird es notwendig, bereits bestehende Gesetze an sich schnell ändernde Gegebenheiten in der Praxis anzupassen. Die Aufgabe der Politik besteht darin, mit Hilfe von Gesetzen kontrollierend und regelnd auf die Entwicklung Einfluss zu nehmen und Anreize zur Umgestaltung der Energieversorgung sowie zur Erhaltung der Versorgungssicherheit zu schaffen. Die Versorgung mit Strom bzw. Energie im Allgemeinen ist eine öffentliche Angelegenheit und spielt in unserer Gesellschaft eine fundamentale Rolle, da kaum eine Aktivität ohne den Einsatz von Energie möglich ist. Energie gibt uns unter anderem die Möglichkeit, Güter zu produzieren und transportieren und ist somit ein grundlegender Bestandteil jeder Bruttowertschöpfungskette.

Um den Stellenwert der Energienutzung in Deutschland und der Welt zu verdeutlichen, sind nachfolgend die Entwicklung des Primärenergiebedarfs, die Entwicklung des Energiemarktes sowie die Chancen und Grenzen regenerativer Energiequellen im Hinblick auf die Energiewende analysiert worden.

1.1 Primärenergieverbrauch in Deutschland, Europa und weltweit

Der Primärenergieverbrauch¹ gibt Auskunft über den gesamten Energieverbrauch inklusive aller auftretenden Verluste bei der Umwandlung zu Sekundärenergie, dem Transport sowie der Verwendung der Endenergie. Er ist somit ein wichtiges Maß für die Effizienz der eingesetzten Technologien. Aus einem geringen Primärenergieverbrauch kann jedoch nicht geschlussfolgert werden, dass nur

¹ Im technischen Sinne wird Primärenergie als diejenige Energie bezeichnet, die keinem technischen Umwandlungsprozess unterworfen wurde. Die Bundesregierung definiert Primärenergie mit dem folgenden Wortlaut [1.34]: „Primärenergie ist die direkt in den Energiequellen vorhandene Energie [...]. Primärenergieträger sind zum Beispiel Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas [...]. Die Primärenergie wird in Kraftwerken, Raffinerien und so weiter in die sogenannte Endenergie umgewandelt.“

hocheffiziente Techniken zum Einsatz kommen, da er zugleich Auskunft über den Entwicklungsstand eines Landes oder einer Region geben kann.

Erst im Zusammenhang mit weiteren Daten, wie Wirtschaftsleistung, Beschäftigung und Lebensstandard, können Abschätzungen über die Effizienz der eingesetzten Primärenergie getätigt werden.

Auf Grund der Höhe des Verbrauchs und den daraus resultierenden hohen Werten wird der Betrag der Energie in Petajoule ($\text{PJ} = 10^{15} \text{ Joule} = 10^{12} \text{ kJ} \approx 2,778 \cdot 10^{11} \text{ kWh} \approx 2,778 \cdot 10^8 \text{ MWh}$) oder in Exajoule ($\text{EJ} = 10^{18} \text{ Joule}$) angegeben.

In der nachfolgenden Abbildung 1-1 ist der tatsächliche Energieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland von 1965 bis 2012, basierend auf den gemittelten Daten des Bundesumweltamtes und von BP, abgebildet.

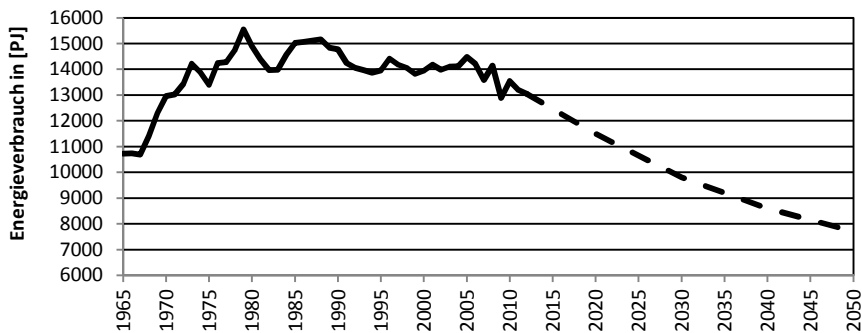


Abbildung 1-1: Energieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland in [PJ] (Datengrundlage [1.1] und [1.2])

Der prognostizierte Verlauf bis 2050 ist gestrichelt dargestellt. Da diese Vorhersage auf jetzigen Erkenntnissen und Annahmen beruht, kann es bei Veränderungen von politischen und gesellschaftlichen Randbedingungen zu Abweichungen, teils auch erheblichen Änderungen oder konträren Entwicklungen kommen. Insgesamt wird ersichtlich, dass der deutsche Energieverbrauch bis zum Ende des 20. Jahrhunderts kontinuierlich gestiegen ist, seitdem jedoch langsam fällt.

Dies ist zum einen auf effizientere Technologien bei der Erzeugung und Umwandlung sowie der Nutzung der Energie zurückzuführen und zum anderen auf günstigere meteorologische Bedingungen sowie den bewussteren Umgang mit Energie.

Im internationalen Vergleich benötigt Deutschland, trotz der in Abbildung 1-1 dargestellten Reduzierung des Bedarfs an Primärenergie, verhältnismäßig viel Energie.

Um den Verbrauch einordnen zu können, ist in Tabelle 1-1 eine größen- bzw. mengenmäßige Einordnung des deutschen Verbrauchs in Bezug zum europäischen und weltweiten Verbrauch aufgezeigt.

Tabelle 1-1: Deutschlands Anteil am europäischen und weltweiten Primärenergieverbrauch (Datengrundlage [1.1] und [1.2])

Jahr	Deutschland in [PJ]	EU in [PJ]	prozentualer Anteil Deutschlands an der in Europa verbrauchten Energie in [%]	weltweit in [PJ]	prozentualer Anteil Deutschlands an der weltweit verbrauchten Energie in [%]
1965	10.723	41.204	26,02%	157.216	6,82%
1975	13.392	58.880	22,74%	241.761	5,54%
1985	15.025	67.175	22,37%	300.264	5,00%
1990	14.771	69.149	21,36%	339.552	4,35%
1995	13.954	69.106	20,19%	358.973	3,89%
2000	13.942	72.175	19,32%	391.012	3,57%
2005	14.473	75.794	19,10%	448.311	3,23%
2010	13.550	73.083	18,54%	500.045	2,71%
2012	13.052	70.060	18,63%	522.371	2,50%

Bezogen auf die Europäische Union (EU) hat sich der anteilige Energieverbrauch von Deutschland von ca. einem Viertel im Jahre 1965 auf ca. ein Fünftel im Jahre 2012 zwar verringert, der gesamte Energieverbrauch in der EU hat sich jedoch nahezu verdoppelt. Daher nimmt der prozentuale Anteil ab, der deutsche Verbrauch an Primärenergie bleibt im betrachteten Zeitraum jedoch relativ konstant.

Der gestiegene Gesamtverbrauch der EU lässt sich zum einen auf die zunehmende Industrialisierung und den damit verbundenen steigenden Energiebedarf der EU-Staaten, zum anderen auf den gesamten wirtschaftlichen Fortschritt und die steigende Lebensqualität der Gesellschaft zurückführen. Des Weiteren kam es im Zuge der Entwicklung der EU immer wieder zu Erweiterungen und Angliederungen von weiteren Staaten. So wuchs die EU von anfänglich 6 Gründerstaaten auf 28 Staaten an. Die Entwicklung ist in der nachfolgenden Tabelle 1-2 zusammengefasst. Aus dieser wird der enorme Zuwachs an Staaten zur EU ersichtlich. Der durch die EU-Erweiterung entstehende Einfluss auf den Primärenergieverbrauch wurde nicht näher untersucht und soll hier nicht weiter thematisiert werden.

Tabelle 1-2: Entwicklung der EU von 1958 bis 2013

Staat	Beitritt	Bezeichnung										
Belgien	1958	EWG-6	EG-9	EG-10	EG-12	EG-15	EG-25	EG-27	EG-28			
Deutschland	1958											
Frankreich	1958											
Italien	1958											
Luxemburg	1958											
Niederlande	1958											
Dänemark	1973											
Irland	1973											
Vereinigtes Königreich	1973											
Griechenland	1981											
Portugal	1986											
Spanien	1986											
Finnland	1995											
Österreich	1995											
Schweden	1995											
Estland	2004											
Lettland	2004											
Litauen	2004											
Malta	2004											
Polen	2004											
Slowakei	2004											
Slowenien	2004											
Tschechien	2004											
Ungarn	2004											
Zypern	2004											
Bulgarien	2007											
Rumänien	2007											
Kroatien	2013											

Betrachtet man den deutschen Verbrauch im Vergleich zum weltweiten Primärenergiebedarf, ist dieser Anteil mit ca. 7 % im Jahr 1965 und 2,5 % im Jahr 2012 relativ gering. Dennoch ist das Sinken des prozentualen Anteils durch den enorm großen Anstieg des weltweiten Gesamtbedarfs um mehr als das Dreifache zu begründen.

Deutlich wird, dass der weltweite Gesamtbedarf an Energie, trotz leichtem Rückgang des Verbrauches Deutschlands, permanent steigt. Diese Entwicklung ist graphisch in Abbildung 1-2 dargestellt. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend im Zuge der zunehmenden Globalisierung und des technischen Fortschritts

der sogenannten Schwellenländer fortsetzen wird und es zu einer weiteren Steigerung des weltweiten Primärenergiebedarfes kommt.

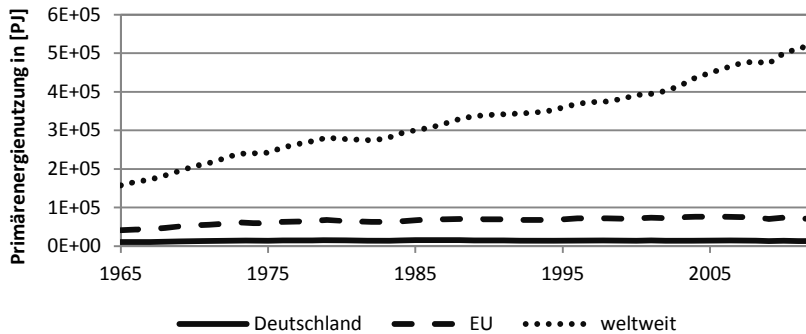


Abbildung 1-2: Primärenergieverbrauch Deutschland, EU und weltweit im Vergleich (Datengrundlage [1.2])

1.2 Entwicklung des Energiemarktes in den letzten Jahren

Der Energiemarkt wurde über Jahrzehnte von wenigen großen Energieversorgungsunternehmen angeführt, die zur Deckung des Energiebedarfs überwiegend Braun- und Steinkohle in sehr großen zentralen Kraftwerken verbrannten. Seit Mitte des letzten Jahrhunderts wurde die Kernkraft zur Energieversorgung entdeckt und später kommerziell in Kraftwerken genutzt.

Die Entwicklung des deutschen Strommarktes von 1990 bis 2013 ist, basierend auf Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., in Abbildung 1-3 dargestellt, wobei einige Werte von 2013 teilweise geschätzt wurden.

Die Menge des erzeugten Stroms aus den jeweiligen Primärenergieträgern ist auf der linken Ordinate und die Brutto-Stromerzeugung sowie der Brutto-Inlandsverbrauch auf der rechten Ordinate dargestellt. Als Brutto-Stromerzeugung wird die Strommenge bezeichnet, die ein Kraftwerk bzw. ein Kraftwerkspark insgesamt produziert. Sie unterscheidet sich von der Netto-Stromerzeugung durch den Eigenverbrauch für Aggregate, Pumpen und sonstiger anlagenrelevanter Komponenten zur Aufrechterhaltung des Betriebes des Kraftwerks. Der Brutto-Inlandsverbrauch ist der tatsächlich von den Kraftwerken zu deckende Bedarf an Energie. Der Wert des Brutto-Inlandsverbrauchs liegt, u.a. bedingt durch Verluste während der Stromübertragung und dem Kraftwerkseigenverbrauch, höher als der Nettowert.

Ersichtlich wird, dass der Anteil der traditionellen Brennstoffe Braun- und Steinkohle, nach Einführung des europäischen Emissionszertifikate-Handels im Jahr 2005 zunächst sank, in den letzten Jahren jedoch wieder gestiegen ist.

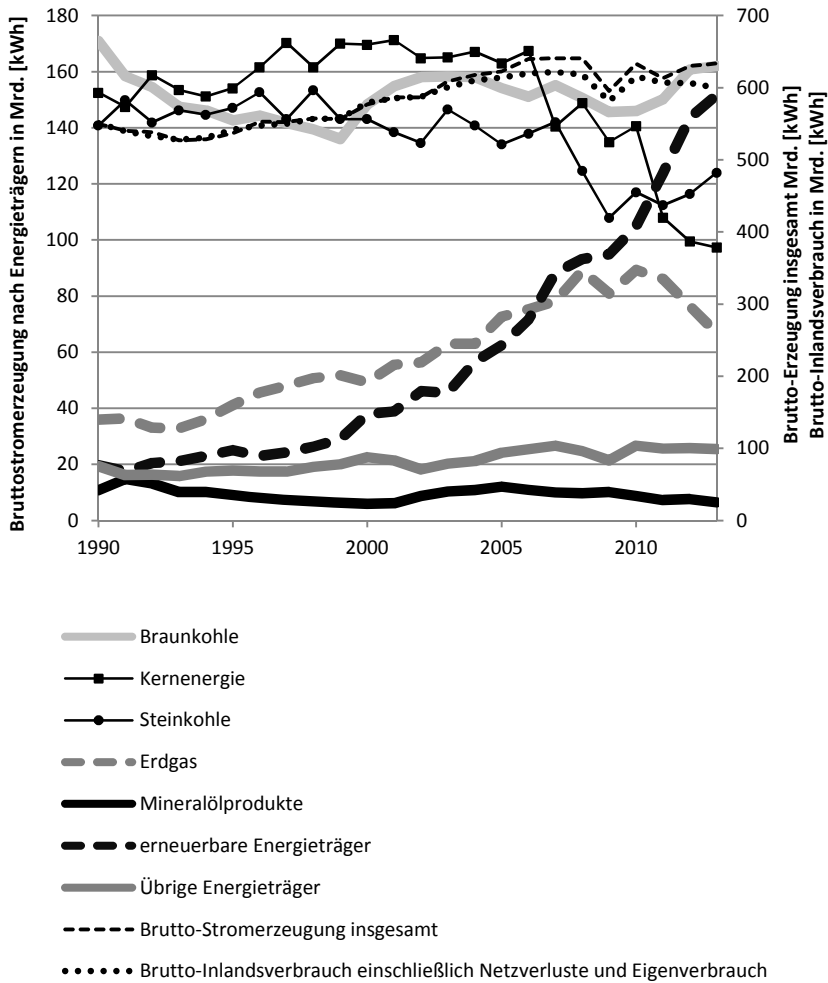


Abbildung 1-3: Entwicklung des deutschen Strommarktes von 1990 bis 2013
(Datengrundlage [1.3])

Der Anteil der Kernkraft sinkt seit 2006 in Deutschland, bedingt durch den beschlossenen Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie und der damit verbundenen teilweise auch schon vollzogenen Abschaltung älterer Kraftwerke, deutlich. Dieser Trend wird sich bis zum vollständigen Ausstieg fortsetzen. Der Anteil der erneuerbaren Energien (schwarz gestrichelte Linie) steigt seit 1990 kontinuierlich an. Seit dem Jahr 2010 kommt es wieder zu einer vermehrten Nutzung von Braunkohle und Steinkohle. Durch diesen Anstieg und das starke Wachstum der erneuerbaren Energien wird der sinkende Kernenergieanteil kompensiert.

Erdgasbetriebene Kraftwerke mit sehr effizienter Verbrennung und sehr geringen Kohlendioxid-Emissionen erreichten bis 2008/2009 einen immer größer werdenden Anteil am Energiemarkt. Seitdem fällt dieser jedoch wieder und befindet sich derzeit auf dem Niveau von 2004/2005 (vgl. Abbildung 1-3, grau gestrichelte Linie). Dieser Verlauf basiert vor allem auf Nutzung von Erdgas in zentralen Großkraftwerken die stromgeführt, ohne Nutzung der Abwärme, Strom produzieren. Erdgasbetriebene dezentrale Blockheizkraftwerke haben nur einen geringen prozentualen Anteil der Erdgasnutzung und können trotz steigender Anzahl in Deutschland, diesen Verlauf bislang nicht maßgeblich beeinflussen.

Erdgaskraftwerke emittieren in der Regel weniger CO₂ als Braunkohlekraftwerke. Gründe für die geringere Nutzung von Erdgas liegen u.a. in den aktuellen politischen Randbedingungen des Emissionshandelsrechts. Die mittlerweile geringen Kosten der Emissionszertifikate machen große, zentrale, energieeffiziente Gaskraftwerke aufgrund ihrer hohen Grenzkosten² nicht konkurrenzfähig gegenüber großen zentralen Braun- und Steinkohlekraftwerken (vgl. [1.4]) und fördern indirekt die Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke. Die Emissionszertifikate werden an der Strombörse EEX gehandelt. Die Entwicklung des Preises der Emissionszertifikate kann der Abbildung 1-4 entnommen werden.

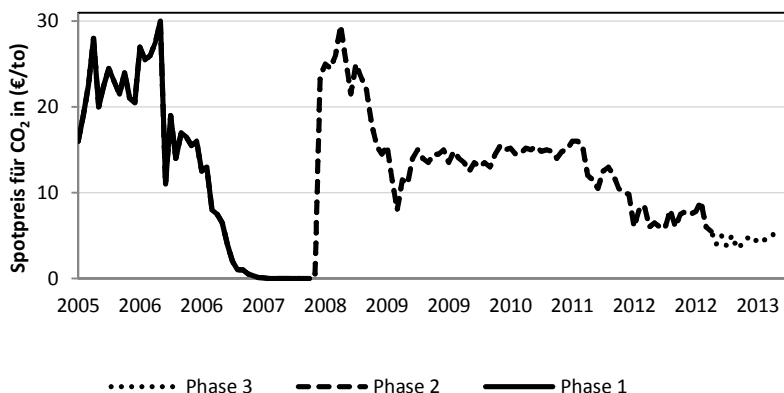


Abbildung 1-4: Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate der EEX von 2005 bis 2013 (Datengrundlage: [1.5])

Es wird ersichtlich, dass die Kosten pro Tonne CO₂ mit weniger als 5 € sehr gering sind. Dies führt dazu, dass alte, bestehende Kohlekraftwerke aufgrund der ohnehin günstigen Kohle sowie der bereits vollzogenen Investitionen und Abschreibungen sehr viel günstiger Strom produzieren können als neu zu errichtende, hocheffiziente, aber brennstoffkostenintensive Gaskraftwerke bzw. Gasheiz-

² Der Begriff „Grenzkosten“ kommt aus der Betriebswirtschaftslehre und bezeichnet die Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Mengeneinheit eines Produktes entstehen (vgl. [1.35]).

kraftwerke. Die Situation für Gaskraftwerke verschlechtert sich zusätzlich durch die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien in das Netz.

Der Zusammenhang zwischen erneuerbaren Energien und der Verstromung von Kohle und Erdgas sowie der Kernenergie ist im Folgenden erklärt (vgl. [1.6]). Wird die benötigte Leistung beispielsweise durch Windräder erzeugt, müssen Kohlekraftwerke ihre Leistung drosseln, was zu einem geringeren CO₂-Ausstoß des Kohlekraftwerkes führt. Dieser auf den ersten Blick positive Effekt sorgt dafür, dass vom Kohlekraftwerksbetreiber nichtbenötigte Zertifikate verkauft werden können. Die Käufer müssen technisch keine Maßnahmen zur CO₂-Reduzierung umsetzen. Folglich kommt es demnach dazu, dass der europaweite Gesamtausstoß nur geringfügig reduziert wird und durch die vergrößerte Anzahl der nichtbenötigten Zertifikate der Preis der Emissionsrechte weiter sinkt (vgl. [1.6]).

Hinzu kommt, dass mit einem zunehmenden Anteil der erneuerbaren Energien im Strommix, als Folge des Merit-Order-Effekts, gasbetriebene Kraftwerke immer öfter abgeschaltet bleiben. Dies ist dadurch zu begründen, dass sich gemäß des Merit-Order-Effekts der aktuelle Strompreis grundsätzlich nach dem Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten richtet, welches gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu befriedigen.

Merit-Order (englisch für Reihenfolge der Leistung) bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese wird durch die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt. Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis (Market Clearing Price). Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. Dieses Kraftwerk wird auch als Grenzkraftwerk bezeichnet.

Der Merit-Order-Effekt ist die Verdrängung teuer produzierender Kraftwerke durch den Markteintritt eines Kraftwerks mit geringeren Grenzkosten, z. B. durch Aufschaltung eines solchen Kraftwerks auf das Netz. Entsprechend der Ausgleichsmechanismus-Verordnung wird in Deutschland der nach EEG (Strom aus Wind, Wasser, Solarenergie, Biomasse, etc.) eingespeiste Strom seit 2010 von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) am Spotmarkt (EPEX SPOT) vermarktet. Vor 2010 mussten die Übertragungsnetzbetreiber die fluktuierenden EEG-Strommengen zu einem Leistungsband veredeln und waren dazu auch an der Strombörse aktiv. In Zeiten hoher EEG-Strom-Einspeisung verdrängt der EEG-Strom den Strom aus den teuersten konventionellen Kraftwerken und senkt so über den Merit-Order-Effekt den Börsenpreis. Allerdings erhöht die von den inländischen Stromabnehmern zu zahlende EEG-Umlage den Gesamtpreis für Strom, so dass die mit dem vollen EEG-Umlagesatz (aktuell: 6,17 €-Cent/kWh) belasteten Endverbraucher (private, gewerbliche und ein Teil der industriellen Verbraucher) insgesamt mehr für Strom zahlen (vgl. [1.7]).

Wird also immer mehr „grüner“ Strom ins Netz eingespeist, kommt es zu einer Verschiebung der Grenzkostenkurve aus Abbildung 1-5 nach rechts, wodurch die Wahrscheinlichkeit einer Inbetriebnahme eines teuren Erdgas-Heizkraftwerkes

stetig geringer wird (vgl. [1.8] und [1.9]). Dieser Effekt ist grafisch in Abbildung 1-5 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Strompreis bei steigender Nachfrage, bedingt durch die Zuschaltung von Kraftwerken mit höheren Grenzkosten, steigt.

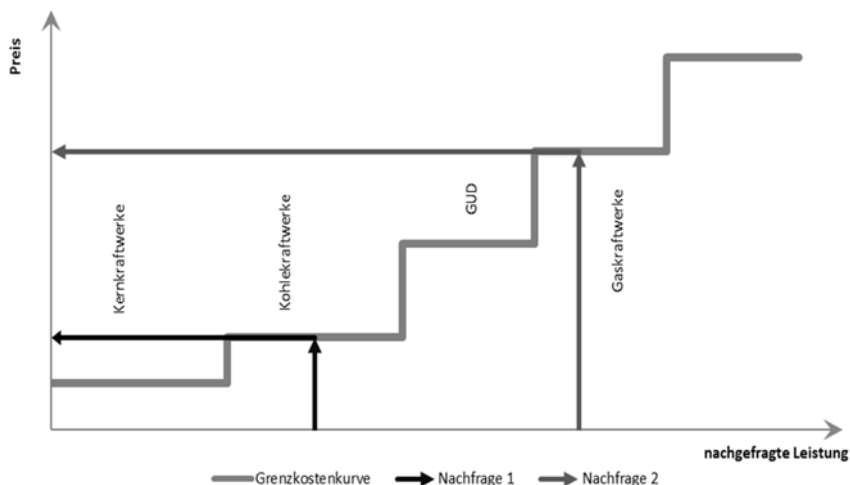


Abbildung 1-5: Veranschaulichung des Merit-Order-Effekts (eigene Darstellung)

Der Einfluss eines wachsenden Anteils der erneuerbaren Energien ist in der Abbildung 1-6 dargestellt. Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien verschiebt sich, durch die nach dem EEG garantierte Abnahme des „grünen“ Stroms durch den Netzbetreiber, die Grenzkostenkurve nach rechts. Dadurch sinkt der Strompreis bei gleichzeitiger Deckung eines Grundbedarfs. Daher kommen kostenintensive Kraftwerke (hohe Brennstoffkosten und allgemeine Betriebskosten) erst bei einer deutlich höheren Nachfrage bei bereits stark erhöhten Strompreisen zum Einsatz.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, CO₂-Gutschriften durch Klimaschutzprojekte im Ausland, sogenannte Offsets, zu erhalten, was zu einer weiteren Vermehrung der nicht benötigten CO₂-Zertifikate führt und damit den Preis der Zertifikate weiter reduziert (vgl. [1.4]).

Alle genannten Faktoren führen zu einem Überschuss an Emissionszertifikaten und somit, gemäß der Preisregulierung durch Angebot und Nachfrage, zu den derzeit sehr geringen Kosten für den Ausstoß von Kohlendioxid.

In den vergangenen Jahren führte u.a. dies zu einem wieder steigenden Anteil des Kohlestroms im Energiemix und einer extremen Senkung des Erdgas-Anteils im Großkraftwerkspark.

Die genaue Zusammensetzung des Primärenergiebedarfs in Deutschland in den Jahren 1990 und 2013 kann der Abbildung 1-7 entnommen werden. Während der Anteil an erneuerbaren Energien im Jahr 1990 mit ca. 3,6 %, überwiegend aus Wasserkraft, sehr gering war, ist er im Energiemix im Jahr 2013 auf fast ein Viertel der Primärenergienutzung angewachsen.

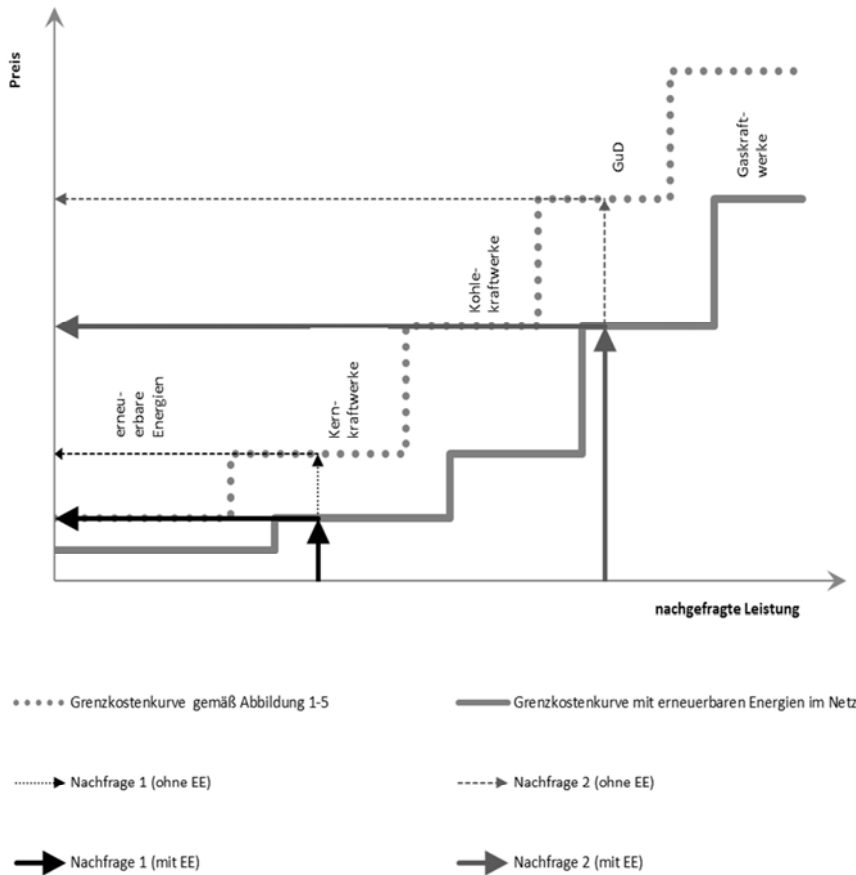
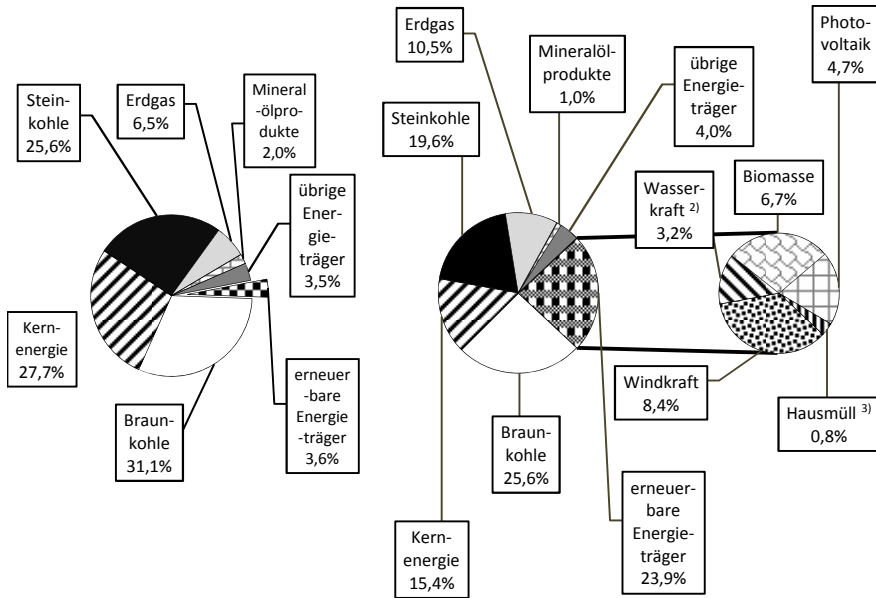


Abbildung 1-6: Veranschaulichung des wachsenden Einflusses der erneuerbaren Energien (EE) (eigene Darstellung)

Trotz der wieder wachsenden Kohleverstromung ist der prozentuale Anteil des Kohlestroms im Vergleich zu 1990 um ca. 11 % gesunken. Bedingt durch die gesellschaftlichen und politischen Veränderungen in Bezug auf Kernenergie ist der Anteil des durch Kernspaltung erzeugten Stroms deutlich gesunken. Der Anteil am Primärenergieverbrauch des Erdgases ist im Jahr 2013 höher als 1990. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass seit 2009 der Anteil der aus Erdgas erzeugten elektrischen Leistung wieder rückläufig ist und sich dieser Trend bezogen auf Großkraftwerke, u.a. bedingt durch den geringen Preis für Emissionszertifikate, unter den aktuellen Randbedingungen weiter fortsetzen wird. Für erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke auf Basis von Gasturbinen oder Gasmotoren hingegen

wird, abhängig vom Strom- und Gaspreis, mit einem weiteren Wachstum gerechnet (vgl. [1.10]).



- 1) vorläufige Angaben, zum Teil geschätzt
- 2) Erzeugung in Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie Erzeugung aus natürlichem Zufluss in Pumpspeicherkraftwerken
- 3) nur Erzeugung aus biogenem Anteil des Hausmülls (ca. 50%)

Abbildung 1-7: Prozentuale Zusammensetzung der verwendeten Primärenergienutzung zur Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 (links) und 2013 ¹⁾ (rechts) (Datengrundlage [1.14])

1.3 Die Chancen und Grenzen regenerativer Energien in Deutschland

Die zukünftige Entwicklung der regenerativ erzeugten Energien wird regelmäßig von zahlreichen Studien beurteilt. Dabei wird versucht, anhand der aktuellen Entwicklung, Prognosen für die Zukunft zu stellen.

Die zahlreichen verschiedenen Studien basieren auf unterschiedlichen Datengrundlagen und Annahmen und kommen daher nicht alle zu den gleichen Ergebnissen. Das zuständige Bundesamt für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geht davon aus, dass sich der Anteil der erneuerbaren Energien in den nächsten

Jahren stark erhöhen wird (vgl. [1.11]). Die erwartete Entwicklung der erneuerbaren Energien sowie der Ausbau des EU-Stromverbundes³ kann der Abbildung 1-8 entnommen werden.

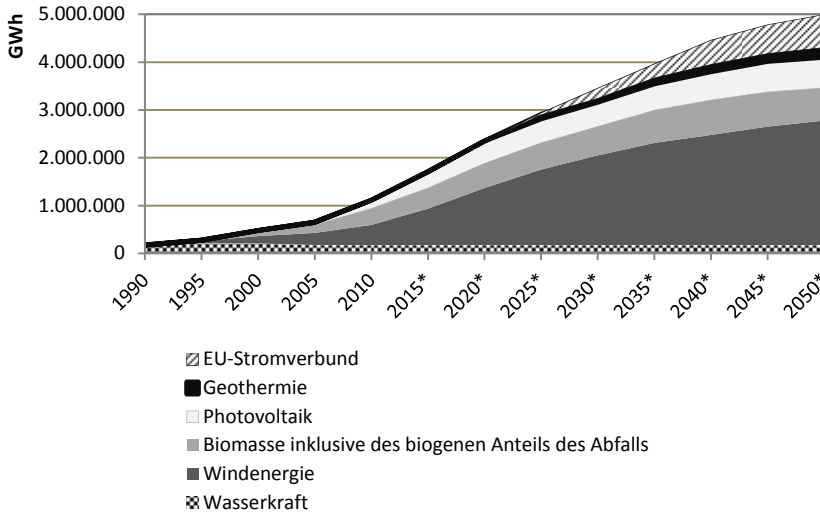


Abbildung 1-8: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 (* Prognose anhand des BMU-Basissszenarios 2011 A der Leiststudie „2011“) [1.11]

Insgesamt geht das zuständige Bundesamt für Umwelt (BMU) davon aus, dass bis 2020 das Mindestausbauziel von 35 % [1.11] regenerativ erzeugtem Strom erreicht wird. Bis 2050 sollen sogar 80 % [1.11] des Stroms aus regenerativen Energiequellen produziert werden.

Die Bereitstellung von regenerativ erzeugtem Strom basiert auf unterschiedlichen Technologien. Zu den aktuell bekanntesten und technisch umsetzbaren regenerativen Energiequellen gehören die Nutzung der Solarthermie, der Photovoltaik, der Windenergie, der Geothermie, der Wasserkraft und der Bioenergie. Jede dieser Techniken hat ihre individuellen Vor- und Nachteile und ist geologisch und geographisch bedingt nicht überall wirtschaftlich nutzbar.

Grundsätzlich wird bei regenerativen Energiequellen zwischen fluktuierenden und nahezu konstant verfügbaren Technologien unterschieden. Zu den fluktuierenden Arten gehören naturgemäß die Solarenergie und die Windenergie.

Da sowohl die Nutzung der Windenergie als auch der Sonnenenergie zu den nicht dauerhaft und planbar verfügbaren Energieerzeugungstechnologien gezählt werden kann, ist eine bedarfsgerechte Produktion von Strom derzeit nicht mög-

³ Das EU-Verbundnetz verbindet die Stromversorgungsnetze westeuropäischer Staaten und hat das Ziel, eine grenzübergreifende Versorgung mit Strom zu fördern damit die Auslastung der Kraftwerke und die Versorgungssicherheit erhöht wird (vgl. [1.36]).

lich. Um fluktuierende Energieressourcen besser nutzen zu können, wären geeignete Techniken zum Speichern des Stroms erforderlich. Diese sind jedoch gegenwärtig nicht effizient anwendbar oder die Investitionskosten sind zu hoch, um eine wirtschaftliche Nutzung zu ermöglichen.

Die Möglichkeiten, Energie zu speichern, wenn diese gerade nicht benötigt wird, sind grundsätzlich vielfältig. Zu den konventionellen Technologien gehören Pumpspeicherkraftwerke, Schwungräder, Akkumulatoren und die Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie unter Einsatz oder Erzeugung eines Speichergases. Auf die Funktionsweise sowie die Vor- und Nachteile soll hier nicht weiter eingegangen werden. Nähere Information zum Bedarf, zur Technologie und Integration von Energiespeichern können dem im Herbst 2014 im Springer-Verlag erscheinenden Buch „Energiespeicher- Bedarf, Technologien, Integration“ entnommen werden [1.12].

1.3.1 Thermische Solarenergie

Thermische Solarenergie-Kraftwerke nutzen die Energie der Sonne, die durch Spiegel, auf ein Dampfsystem gebündelt, heißen Dampf erzeugt, der dann in Dampfturbinen entspannt wird, die Generatoren antreiben. Da für diese Technologie der Standort und die damit verbundene direkte Sonneneinstrahlung ohne Bewölkung von enormer Bedeutung ist, gibt es derzeit in Deutschland kein kommerziell genutztes Kraftwerk dieser Bauart. Es gibt ein Forschungskraftwerk in Jülich (NRW), welches vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) betrieben wird. Eine wirtschaftliche Nutzung eines sonnenthermischen Kraftwerkes ist zurzeit in Deutschland nicht möglich, da zum Betrieb der Anlagen dauerhaft direkte ungetrübte Sonnenstrahlung benötigt wird. Diffuses Streulicht kann mit dieser Technologie derzeit nicht in Strom umgewandelt werden. Aus diesem Grund befinden sich gegenwärtig betriebene Solarthermie-Kraftwerke überwiegend in Wüsten, wie zum Beispiel im Westen der USA, in Nevada und Kalifornien, aber auch im Süden Europas, beispielsweise in Spanien. Trotz der Notwendigkeit direkter Sonneneinstrahlung steckt in dieser Technologie ein enormes Potential, da auf eine unbegrenzt vorhandene Energieressource zurückgegriffen werden kann.

1.3.2 Photovoltaik

Die Photovoltaik, die direkte Umwandlung der Energie des Sonnenlichts in elektrische Energie durch Absorption in der Solarzelle, wird in Deutschland sehr häufig verwendet. Der große Vorteil dieser Technologie ist, dass auch diffuses Sonnenlicht, etwa bei Bewölkung, in Strom umgewandelt werden kann (vgl. [1.13]) und die Technologie nahezu überall installierbar ist. Die Bruttostromerzeugung aller deutschen Photovoltaik-Anlagen lag im Jahre 2013 bei ca. 30 GWh [1.14]. Der weitere Ausbau dieser Anlagen wird bis zu einer Gesamtkapazität von 52 GW nach EEG-2012 und EEG-2014 finanziell gefördert. Ein dar-