OPEN ACCESS
OPUS AUGSBURG

Universität Augsburg
Universitätsbibliothek

Erneuerbare Energien von A bis Z

Gerd Peyke, Stephan Bosch, K. Färber, D. Tatu, K. Walter

Angaben zur Veröffentlichung / Publication details:

Peyke, Gerd, Stephan Bosch, K. Färber, D. Tatu, and K. Walter. 2013. Erneuerbare Energien von A bis Z. 3. Aufl. Augsburg: Institut für Geographie, Universität Augsburg.

Nutzungsbedingungen / Terms of use: **licgercopyright**

Dieses Dokument wird unter folgenden Bedingungen zur Verfügung gestellt: / This document is made available under these conditions:
Deutsches Urheberrecht
Weitere Informationen finden Sie unter: / For more information see:
https://www.uni-augsburg.de/de/organisation/bibliothek/publizieren-zitieren-archivieren/publiz/



Schutzgebühr 5,00 €

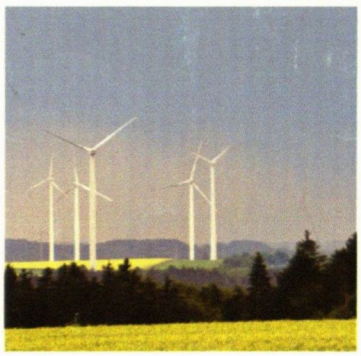
NEU WINDENERGIE PROJEKTENTWICKLUNG

GEOGRAPHICA AUGUSTANA

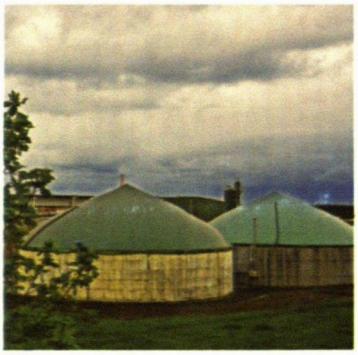
Gerd Peyke
Stephan Bosch Kathrin Färber
Diana Tatu Katrin Walter

Erneuerbare Energien von A bis Z











53

RB
10696
P515
(3)

Institut für Geographie UNIVERSITÄT AUGSBURG Band 13

GEOGRAPHICA AUGUSTANA

Universität Augsburg
Lehrstuhl für Humangeographie & Geoinformatik
Universitätsstrasse 10
86159 Augsburg

Prof. Dr. Gerd Peyke
gerd.peyke@geo.uni-augsburg.de

Dr. Stephan Bosch
stephan.bosch@geo.uni-augsburg.de

Dipl.-Geogr. Kathrin Färber
kathrin.faerber@geo.uni-augsburg.de

Diana Tatu
diana.tatu@geo.uni-augsburg.de

Dipl.-Geogr. Katrin Walter
katrin.walter@geo.uni-augsburg.de

Erneuerbare Energien von A bis Z

Augsburg 2013

ISSN 1862-8680
ISBN 3-923273-90-8

Copyright © 2013 Intitut für Geographie, Universität Augsburg
Alle Rechte vorbehalten

3. Auflage 2013

Mit freundlicher Unterstützung von

BayWa r.e.
renewable er

Art Direction: Hartmuth Basan (SAD), Simone Hufeld (JAD)
Umschlaggestaltung, Layout: Hartmuth Basan, Simone Hufeld
Layout, Bildoptimierung, Textverarbeitung: Simone Hufeld, Sebastian Purwins
Fotos Umschlag: Robert Giemsa (1), Klaus Leidorf (1), Hartmuth Basan (3)
Foto Vorwort: Hartmuth Basan
Druck: Senser Druck GmbH, Augsburg



Vorwort

Der 18. April in diesem Jahr ist als historisches Datum wohl für die meisten in Deutschland unbemerkt vorübergegangen. Immerhin geschah es an diesem Tag erstmals, dass an einem Werktag mehr Strom aus erneuerbaren Energien im Netz war als konventionell erzeugter, und dies über mehrere Stunden. Daran waren Solar- und Windstrom jeweils etwa in gleichem Umfang beteiligt.

So sehr man sich nun über diesen Meilenstein im Hinblick auf eine Energiewende freuen mag, so drastisch deutlich wird in diesem Zusammenhang das derzeit noch größte Problem auf dem Wege zum endgültigen Erfolg: erst wenn es gelingt, die Stromspeicherprobleme zu akzeptablen Kosten zu lösen, ist der Durchbruch erreicht. Genau hier liegt auch der Grund dafür, daß wir mit der Elektromobilität (bzw. den Plug-In-Hybrids als Zwischenschritt) noch nicht entscheidend vorankommen, ja sogar derzeit eine enttäuschende Stagnation erleben. Bei Akku-Kosten jenseits von 500 € pro kWh Kapazität und zu erheblicher Größe bzw. Gewicht bei erforderlicher Leistung schaffen wir die Schwelle noch nicht, kostengünstiger zu sein als herkömmliche Antriebe. Angesichts des vergleichsweise geringen Anteils von rund einem Zehntel am Gesamtstromverbrauch, den vollelektrisches Autofahren benötigen würde, mag dies auf den ersten Blick ein Nebenschauplatz des gesamten Energiemarktes sein, aber es geht ja nicht nur um die Mobilität: ist Akku-Kapazität kostengünstig verfügbar, wird sich schnell ein Konzept durchsetzen, das Hausbatterien vorsieht, um ggf. selbst erzeugten Strom zwischenzuspeichern, aber auch gleichzeitig zur Netzstabilität insgesamt beiträgt.

Wo liegt da die Lösung und wann ist mit ihr zu rechnen? – Nun, wie es scheint, sind wir wenige Jahre davon entfernt: es wird mit Hochdruck auf dem Gebiet der Akkutechnik geforscht und entwickelt; aktuelle Prognosen machen Hoffnung, daß wir in 3–5 Jahren über Akkus verfügen, die nur mehr ein Drittel bis ein Fünftel der heutigen Kosten verursachen bzw. entsprechend hohe Kapazitäten aufweisen. Damit würde sich umgekehrt auch der bedeutende Kostenvorteil für die Elektromobilität ergeben, der sehr schnell zu den bis dato nur erträumten Verkaufszahlen führt. Je nach Technologie können dabei Konzepte wie das von Yi Cui (Stanford University) mit möglichweise unter 100 $ pro kWh Speicherkapazität eventuell zuerst für die Festinstallation in Häusern verfügbar sein und für den Einsatz in Fahrzeugen weniger gut geeignet, aber es arbeiten verschiedene Gruppen an einer Reihe von Konzepten, so dass schon bald spannende Ergebnisse auf uns zukommen.

Zusammen mit hoffentlich bald verfügbarem Smart-Metering, das von den Endverbrauchern offenbar sehnlicher erwartet wird als von den großen Stromerzeugern, stehen große Schritte bevor. Das vorgelegte Heft soll allen an dieser Thematik Interessierten viele Fakten und Anregungen liefern und dazu beitragen, den Gedanken nachhaltiger, weitgehend unsere Lebensgrundlagen schonender Stromerzeugung und -Nutzung zu verbreiten.

Gerd Peyke *im Mai 2013*

Glossar

Vorwort 01
Abkürzungsverzeichnis 04

A
Amortisation 05
Anbieter 05

B
Batterie 07
Bauleitplanung 07
BHKW (Blockheizkraftwerk) 08
Bioenergie 08
Bruttostromerzeugung 09
Bruttostromverbrauch 09

C
CO_2-Emissionen 09

D
Dauerleistung 11
Desertec 11

E
EEG 12
EEX 16
eMobility 16
Endenergieverbrauch 16
Energieimporte und Abhängigkeit 17
Energiespeicherung 17
Erneuerbare Energien 18
Externe Kosten 20

F
Faktoren des Energieverbrauchs 23
Flächenertrag Erneuerbarer Energien 23

G
Geothermie 24
Gestehungskosten 25
Grundlast 26

H
Handel 27
HGÜ 28

I
Installierte Leistung 29
Investitionen 29

J
Joule 31

K
Kombikraftwerk 31
Konversionsfläche 32
Kosten 32
Kraft-Wärme-Kopplung 33
Kurzumtriebsplantagen 33

L
Landschaftsästhetik 34
Liberalisierter Strommarkt 34

M
Meinung 35
Mittellast 35

N
Nachwachsende Rohstoffe 36
Nennleistung 38
Netto-Stromerzeugung 38
Netz 39
Netzausbau 39
Netzbetreiber 41
Netzparität 42

O
On-/Offshore 43
Osmosekraftwerk 44
OTEC 45

P
Photovoltaik 45
Potenzial 47
Primärenergieverbrauch 48

Q
Quotenmodell 50

R
Regionalplanung 51
Repowering 52

S
Sekundärenergie 53
Smart Grid/ Smart Meter 53
Solarthermie 54
Spitzenlast 54
Stromverbrauch 55

T
Teillast 56
Testfeld Borkum West 56

U
Überspannung 57
Umspannwerke 57
Untertagespeicherung 57

V
Verbrauchergruppen 58
Volllaststunden 58

W
Wasserkraft 59
Windenergie 59
Windenergie - Projektentwicklung 63

X
Flexible Fuel Vehicle 67

Y
Sydney-Kollektor 67

Z
Zentrales vs. Dezentrales Energiesystem 68
Ziele 68

Literatur 70

Abkürzungsverzeichnis

AWZ
Ausschließliche Wirtschaftszone

BauGB
Baugesetzbuch

BDEW
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

BHKW
Blockheizkraftwerk

BSH
Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

BTL
Biomass to Liquid

CCS-Technologien
Carbon Capture and Storage Technologien

ct/ kWh
Cent pro Kilowattstunde

EE
Erneuerbare Energie(n)

EEG
Erneuerbare Energien Gesetz

EEX
European Energy Exchange

FFH
Flora-Fauna-Habitat

GWh
Gigawattstunde

IWES
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

KUP
Kurzumtriebsplantagen

kW
Kilowatt

KWK
Kraft-Wärme-Kopplung

MW
Megawatt

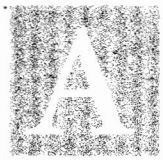
NaWaRo
Nachwachsende Rohstoffe

OTC
Over-the-counter, außerbörslicher Handel zwischen Finanzmarktteilnehmern

TWh
Terrawattstunde

WEA
Windenergieanlage(n)

ZSW
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg



Amortisation

(energetisch)

Die benötigte Betriebszeit, um den entstandenen Energieverbrauch aus Produktion, Transport, Auf- und Abbau sowie der Entsorgung der Anlagen auszugleichen, wird als energetische Amortisationszeit bezeichnet. Die Betriebszeit aller EE-Anlagen liegt bei mindestens 20 Jahren. Fossile Kraftwerke können sich aufgrund der kontinuierlichen Zufuhr von Brennstoffen nie energetisch amortisieren. Ihre Laufzeit wird im Durchschnitt mit rund 40 Jahren veranschlagt.

Energieträger	Amortisationszeit
Geothermie	7-10 Monate
Photovoltaik	24-60 Monate
Solarthermie	5-15 Monate
Wasserkraft	9-13 Monate
Windenergie	3-7 Monate

Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien

Amortisation

(finanziell)

Die finanzielle Amortisationszeit kennzeichnet die benötigte Betriebszeit, innerhalb der die Erträge der Anlage die entstandenen Kosten aus Beschaffung, Installation und Finanzierung ausgleichen. Die Energieerzeugungsanlage erzielt ab diesem Zeitpunkt Rendite – die anfänglichen Aufwendungen haben sich amortisiert.
Im Bereich der EE hängt der Zeitpunkt der finanziellen Amortisation neben der Höhe der anfänglichen Investitionskosten in hohem Maße von den im EEG festgelegten Vergütungen, der Leistung, der Effizienz der Anlagen sowie von der tatsächlichen Stromproduktion ab.

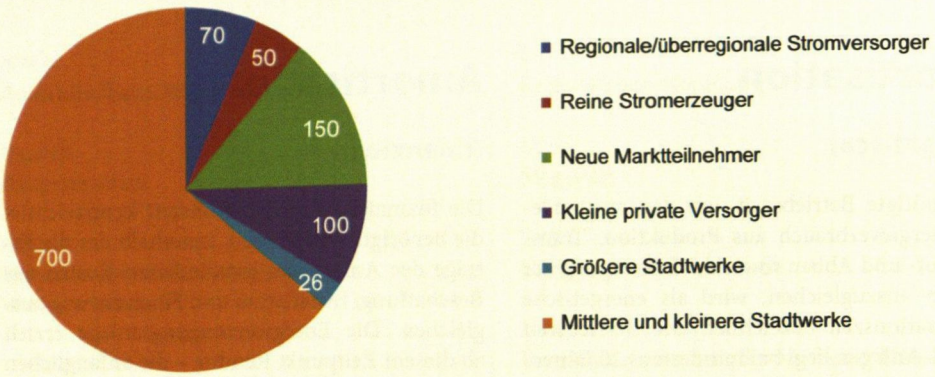
Energieträger	Amortisationszeit
Geothermie	10-20 Jahre
Photovoltaik	8-10 Jahre
Solarthermie	20 Jahre
Wasserkraft	20-25 Jahre
Windenergie	10 Jahre

Quellen: EE Magazin, HT Handelsagentur, Renerco AG

Anbieter

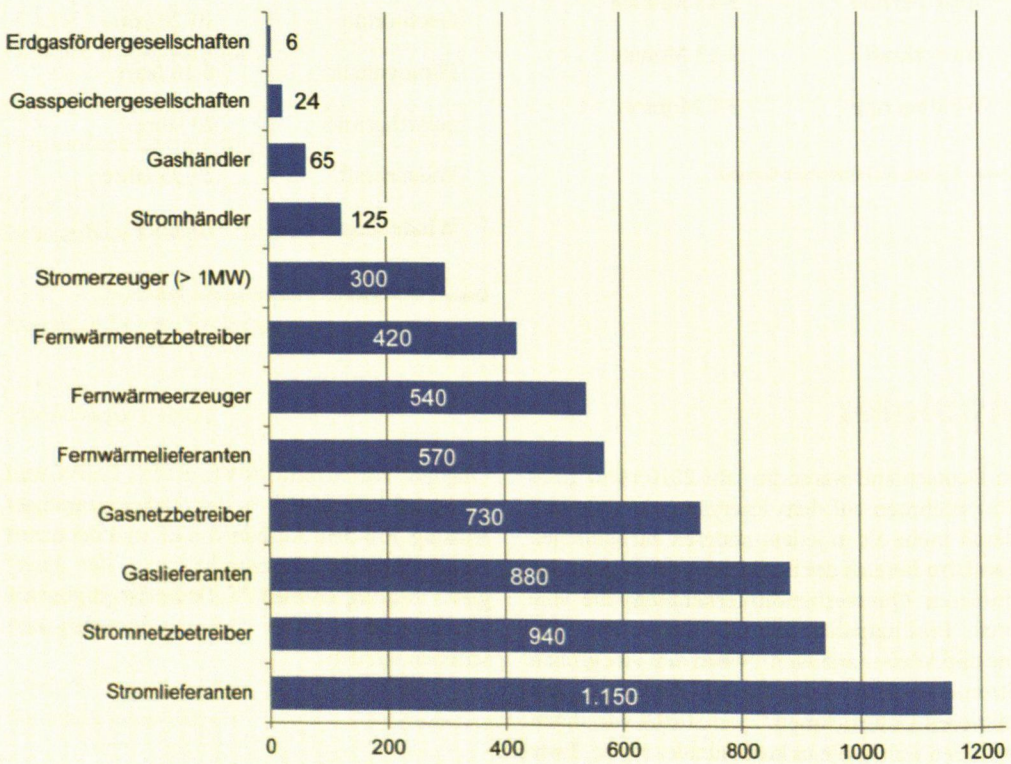
In Deutschland waren im Jahr 2010 rund 1.700 Unternehmen auf dem Energiemarkt tätig und damit mehr als in jedem anderen europäischen Land. Im Bereich der Endkundenversorgung dominieren Querverbundunternehmen, die eine breite Produktpalette aus Gas, Strom, Fernwärme und Wasser anbieten. Neben den vier großen Stromerzeugern wächst die Zahl der kleinen und mittleren Unternehmen. Zwei Drittel von ihnen befinden sich heute in kommunaler Hand. Trotz der großen Anzahl an Unternehmen muss berücksichtigt werden, dass in Deutschland ein Oligopol vorherrscht. RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall liefern 46,9 % der Stromerzeugungsleistung. Mit dem Ausbau von EE und der damit einhergehenden Dezentralisierung der Energieversorgung können Marktanteile zugunsten kleiner und mittlerer Stromproduzenten verschoben werden.

Anzahl der Marktteilnehmer am deutschen Strommarkt 2010

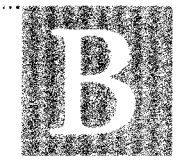


Quelle: BDEW

Anzahl der Marktteilnehmer am deutschen Gesamtenergiemarkt 2013



Quelle: BDEW



Batterie

Hausbesitzer mit gebäudeintegrierten Photovoltaikmodulen werden mit dem Problem konfrontiert, dass Stromproduktion und -bedarf nicht synchron verlaufen. Aus diesem Grund erscheint es den vielen unabhängigen Produzenten sinnvoll, den Solarstrom nicht selbst zu verbrauchen, sondern zu großen Teilen ins Stromnetz einzuspeisen. Dies beeinträchtigt jedoch die Netzstabilität, da es sich bei der Sonnenenergie um eine intermittierende Quelle handelt. Darüber hinaus drückt der immer zur Mittagszeit massenhaft anfallende Solarstrom den Börsenpreis für Strom, wodurch der Betrieb von schnell reagierenden, für die Energiewende doch so wichtigen Spitzenlastkraftwerken (Pumpspeicher-, Gaskraftwerke) nicht mehr lukrativ erscheint. Der Einsatz von Großbatterien in Privathaushalten stellt daher ein geeignetes Konzept dar, den Verbrauchern den Solarstrom bedarfsgerecht vorzuhalten und so für mehr Stabilität im Stromnetz zu sorgen. Mittels Hausbatterien ist nicht zuletzt eine Steigerung des Eigenverbrauches von 30 auf 70 % zu konstatieren. Experten gehen davon aus, dass ihr Einsatz in den nächsten Jahren vor allem deswegen stark ansteigen wird, da mit höheren Strompreisen zu rechnen ist. Mit 29 ct/ kWh liegt der Strompreis bereits heute deutlich über den Kosten der solaren Eigenerzeugung von lediglich 18 ct/ kWh. Dieser Preisvorteil kann jedoch nicht immer die geringe Lebensdauer sowie die hohen Kosten für Batterien wettmachen, die im Falle des Solarworld-Angebotes „SunPac" bei 13 Jahren sowie 7.000 € liegen. Bei einer Lebensdauer der Solarmodule von etwa 25 Jahren wäre folglich ein Akkuwechsel und damit eine weitere Investition von 2.000 € notwendig. Solarworld arbeitet sowohl mit herkömmlichen Blei-Gel-Akkus als auch mit effizienteren Lithium-Ionen-Batterien, deren Haltbarkeit sich mit der Lebensdauer von Solarmodulen weitestgehend deckt. Lithium-Ionen-Akkus sind jedoch wiederum sehr teuer. Das Produkt des Unternehmens Voltwerk Electronics GmbH „VS 5 hybrid" kostet immerhin 20.000 € (Berkel 2013, S. 74f.). Hier stellt sich unmittelbar die Frage nach der finanziellen Amortisation, die ohne Subventionierung bislang noch nicht gegeben ist. Aus diesem Grund ist die Bundesregierung dazu bereit, Hausbatterien mit bis zu 2.500 € zu unterstützen und so langfristigen Preissenkungen über die Bildung eines Massenmarktes Vorschub zu leisten.

Bauleitplanung

Privilegierung im Außenbereich

§ 35 Abs. 1 Baugesetzbuch (BauGB) sieht eine Privilegierung der Windenergie im Außenbereich einer Gemeinde, d. h. außerhalb des Geltungsbereichs eines Bebauungsplans, vor. Somit sind Windenergieanlagen im Außenbereich grundsätzlich zulässig, unter dem Vorbehalt, dass keine öffentlichen Belange wie bspw. Denkmakal-,Naturschutz entgegenstehen und dass die Gemeinden in ihrer Flächennutzungsplanung keine bestimmten Standortzuweisungen vorgenommen haben. Ziel der Bayerischen Staatsregierung ist es, bei der anstehenden Novellierung des BauGB auch für Anlagen anderer regenerativer Technologien eine Privilegierung in § 35 Abs. 1 BauGB zu erreichen.

Konzentrationsplanung

Bei raumbedeutsamen Vorhaben wie der Verortung von Windenergieanlagen sind die Gemeinden in ihrer Bauleitplanung zwar an die Ziele der Raumordnung gebunden, dennoch haben sie die Möglichkeit, die Errichtung von Windenergieanlagen innerhalb der von der Regionalplanung/ Landesplanung ausgewiesenen Flächen räumlich zu steuern, d. h. zu konzentrieren. Aufgrund des Tatbestandes der Privilegierung der Windkraft gemäß § 35 Abs. 1 Baugesetzbuch (BauGB) muss ein Ausgleich für Bereiche, die die Gemeinde für die Windkraftnutzung ausschließt, durch positiv belegte Gebiete stattfinden. Einer sog. Verhinderungsplanung soll damit vorgebeugt werden.

Blockheizkraftwerk
(BHKW)

Blockheizkraftwerke sind Anlagen zur Produktion von Strom und Wärme mittels des Prinzips der Kraft-Wärme-Kopplung. Das Herzstück eines BHKWs ist entweder ein herkömmlicher Verbrennungsmotor, ein Dampfmotor oder ein Stirlingmotor. Die Wärme, die bei der Stromerzeugung anfällt, wird mithilfe eines Wärmetauschers nutzbar gemacht. Die so gewonnene Wärme kann zum Heizen oder zur Warmwasseraufbereitung verwendet werden. In einem BHKW können nahezu alle gängigen Brennstoffe, wie Diesel, Biodiesel, Heizöl, Erdgas, Biogas und Holzpellets verstromt werden.
Je nach Einsatzbereich gibt es eine Vielzahl von Leistungsklassen. Mikro-BHKWs haben eine Leistung von bis zu 15 kW und werden vor allem in Einfamilienhäusern installiert. In Zwei- und Mehrfamilienhäusern werden Mini-BHKWs mit einer Leistung von bis zu 50 kW eingesetzt. Große Anlagen können eine Leistung von bis zu fünf Megawatt aufweisen.
Die Umwandlung von Primärenergie am Verbrauchsort und die damit vermiedenen Verluste bei der Übertragung sind der wesentliche Vorteil von BHKWs. Der Wirkungsgrad moderner Anlagen liegt zwischen 80 und 90 %. Überschüssiger Strom kann in das öffentliche Netz eingespeist werden.

Bioenergie

Der Begriff "Bioenergie" beschreibt die Energiebereitstellung auf Basis nachhaltig erzeugter Biomasse. Bioenergie ist gleichermaßen zur Deckung von Grund- und Spitzenlast geeignet. Ein Vorteil liegt in der guten Speicherbarkeit von Bioenergie. Sie kann in Form von Biogas, Biotreibstoff oder Holzpellets gespeichert werden. 2012 wurden 2,52 Mio. ha, das entspricht etwa 21 % der deutschen Ackerfläche, mit Energiepflanzen bewirtschaftet. Dabei steht die Bioenergie in direkter Konkurrenz zur Futter- und Nahrungsmittelproduktion. Der Konflikt lässt sich beispielsweise durch Ertragssteigerungen entschärfen.

Verfahren zur Umwandlung

- Thermo-chemische Umwandlung
  Biogas wird durch die Zugabe eines Vergasungsmittels und unter Sauerstoffausschluss erzeugt. Die hohe Temperatur ermöglicht einen guten Wirkungsgrad dieser Technologie.
- Physikalisch-chemische Umwandlung
  Pflanzenöle und -fette werden durch Pressung und Extraktion gewonnen.
- Biologisch-chemische Umwandlung
  Biogas und -ethanol werden durch die Vergärung mit Pilzen oder Bakterien erzeugt.

Quelle: Bundesverband BioEnergie e.V.

Bioenergie 2011

Gesamtzahl Anlagen	7.100
Erzeugte Strommenge	36,9 TWh
Anteil am Stromverbrauch	6,1%
Erzeugte Wärmemenge	126,5 TWh
Anteil am Wärmeverbrauch	9,4%
Biokraftstoffproduktion	33,7 TWh (3,72 Mio. t)
Anteil am Kraftstoffverbrauch	5,4 %
CO_2-Vermeidung	67,3 Mio. t
Arbeitsplätze	128.000
Branchenumsatz	12,1 Mrd. €

Quelle: BBE e.V.

Bruttostromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen. Sie beinhaltet den Eigenverbrauch der Kraftwerke, den Speicherverlust und die Netzverluste.

Bruttostromverbrauch =
Inländische Bruttostromerzeugung
+ Einfuhren
– Ausfuhren

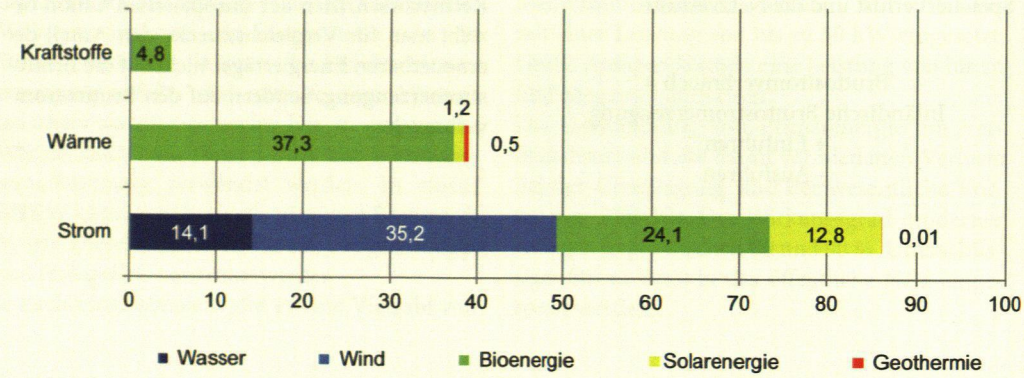
Bruttostromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch definiert sich als die inländische Bruttostromerzeugung (einschließlich Eigenerzeugung) zuzüglich der Einfuhren und abzüglich der Ausfuhren. Aufgrund von Rechtsvorschriften der Europäischen Union bezieht man für Vergleichszwecke den Anteil der erneuerbaren Energieträger nicht auf die Bruttostromerzeugung, sondern auf den Bruttostromverbrauch.

CO_2-Emissionen

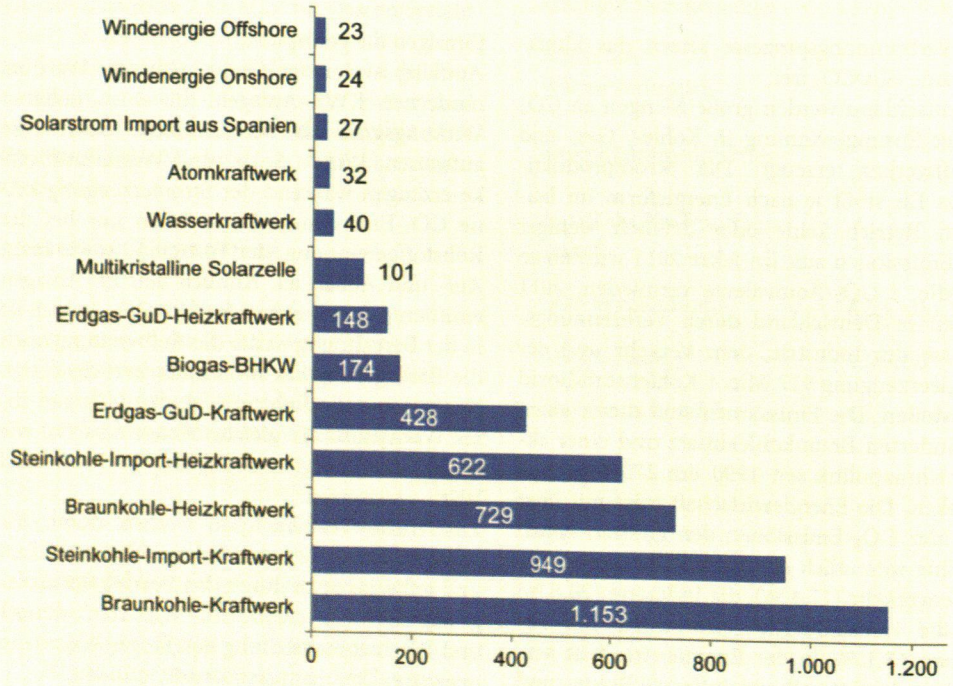
Alle Verbrennungsprozesse setzen das klimawirksame Gas CO_2 frei.
In Deutschland werden große Mengen an CO_2 bei der Stromgewinnung in Kohle-, Gas- und Ölkraftwerken erzeugt. Die Stromproduktion aus EE stößt je nach Energieform im laufenden Betrieb keine oder deutlich weniger CO_2-Emissionen aus. Im Jahre 2011 wurden so 129 Mio. t CO_2-Äquivalente vermieden. 2011 wurden in Deutschland durch Verbrennungsprozesse der Industrie, dem Verkehr und der Energieerzeugung 917 Mio. t Kohlenstoffdioxid ausgestoßen. Die Emissionen sind durch einen verminderten Braunkohleeinsatz und einer aktiven Klimapolitik seit 1990 um 275 Mio. t/ a gesunken. Die Energiewirtschaft trägt mit über 40 % der CO_2-Emissionen den größten Anteil bei. Eine wesentlich geringere Rolle spielen der Straßenverkehr (17,4 %), die Industrie (20,8 %) und die Haushalte/Kleinverbraucher mit zusammen 18,1 %. In der Energiewirtschaft verursachen die festen Brennstoffe wie Braun- und Steinkohle die höchsten Emissionwerte, die Gasförmigen die geringsten.
Auffällig ist der signifikant niedrigere Wert bei modernen KWK-Anlagen, die einen höheren Wirkungsgrad als herkömmliche Kraftwerke aufweisen. Wind-, Solar- und Wasserkraftwerke erzeugen während der Stromerzeugung keine CO_2-Emissionen. Diese fallen nur bei der Rohstoffgewinnung, der Fertigung, sowie beim Auf- und Abbau an. Ähnlich den EE-Anlagen emittieren Atomkraftwerke kein CO_2. Jedoch ist in der Berechnung weder die Aufbereitung noch die Endlagerung des Atommülls berücksichtigt. Nachwachsende Rohstoffe binden während ihres Wachstums die gleiche Menge an CO_2, wie sie bei der Energieumwandlung in Strom und Wärme freisetzen.
Zusätzliche Treibhausgase werden durch die Aussaat, Ernte, Bau der Anlage, Methanschlupf und teilweise auch durch den Betrieb der Anlage emittiert. Gutschriften für Wirtschaftsdünger und Wärmebereitstellung aus Biogas können in negativen Treibhausgasbilanzen münden.

Vermeidung von CO_2-Emissionen 2011 in Mio. t



Quelle: BMU

Gesamte Treibhausgas-Emissionen verschiedener Kraftwerkstypen in CO_2 Äquivalenten inkl. aller vorgelagerten Prozesse und Stoffeinsatz zur Anlagenherstellung in g CO_2/ kWh



Quelle: Deutscher Bundestag

Dauerleistung

Die Dauerleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt.
Die Dauerleistung kann mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.

Desertec

Das Desertec-Konzept wurde in den Jahren 2003-2007 von der Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC) auf Initiative des Club of Rome gegründet. Im Jahre 2009 entstand aus der TREC die Desertec Foundation, welche zusammen mit dem Rückversicherer Munich RE das Konzept aufgriff und mit zwölf weiteren bedeutenden Firmen, wie bspw. Siemens, E.ON, RWE, Abengoa Solar, Schott Solar, HSH Nordbank und Deutsche Bank, die Gründung der Industrieinitiative Dii GmbH hervorrief (vgl. Desertec Foundation 2013, Dii GmbH 2013a). Deren Aufgabe ist es, technische, ökonomische, politische und regulatorische Rahmenbedingungen für den Aufbau einer interkontinentalen Energieversorgung zu schaffen, Referenzprojekte anzustoßen und ein langfristiges Umsetzungskonzept zu entwickeln (vgl. Dii GmbH 2013b).
Das Desertec-Konzept beinhaltet die Stromerzeugung aus EE in den energiereichen Regionen der Erde und die Versorgung der Erzeugerländer sowie weit entfernter Verbrauchszentren. Die nationalen Potenziale sollen dabei mittels eines verlustarmen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetzes (HGÜ) verbunden und so optimal genutzt werden. Prinzipiell gilt es, alle Formen von EE in die Systemüberlegungen miteinzubeziehen. Der Fokus ist derzeit jedoch auf die Stromerzeugung mittels konzentrierenden Systemen der Solarthermie (CSP) sowie der Photovoltaik (CPV) gerichtet. Zwar liegen die Gestehungskosten der Photovoltaik mittlerweile unter jenen der Solarthermie, jedoch ist es mittels CSP-Technologien möglich, Grundlastfähigkeit zu erreichen. Den räumlichen Schwerpunkt der Vision bilden die Wüstengebiete Nordafrikas, wobei die dort entstehenden Anlagen nicht immer im Kontext von Desertec, sondern oftmals als einzelstaatliche Initiativen zu begreifen sind. Im Besonderen ragt dabei Marokko hervor, ein Staat, der sich von fossilen Energieimporten unabhängig machen will und deshalb engagiert auf das eigene Solar- und Windpotenzial setzt. Unabhängig von diesen Alleingängen besteht langfristig dennoch das Ziel, Desertec weltweit umzusetzen und dabei den Großteil der Menschheit in die Versorgungsstrukturen zu integrieren. Nicht zuletzt leben 90 % der Weltbevölkerung in ca. 1.000 km Entfernung zu den Wüstengebieten der Erde und sind damit gut erreichbar. Somit ließe sich Desertec in Subsahara-Afrika, Südafrika, Indien, Ostasien, Australien und Amerika effizient realisieren. Desertec könnte folglich einen wesentlichen Beitrag zu einem ganzheitlichen Lösungskonzept für eine sichere Energieversorgung und Klimaschutz leisten (vgl. Desertec Foundation 2013).
Die Begeisterung für das Desertec-Projekt ist in erster Linie vor dem Hintergrund des Faszinationsraumes Wüste zu verstehen (Schmitt 2012, S. 244ff.). Die Wüste stellt nicht nur einen Gegensatz zu den technisierten urbanen Räumen dar, vielmehr ist diese Raumkategorie für einen

Mitteleuropäer kein erlebbarer Alltagsraum. Die Wüste als ambivalenter Ort zwischen Einsamkeit, Selbsterfahrung und Gottesbegegnung ist primär durch Überlieferungen (z. B. Bibel) präsent und hierdurch fest im kollektiven Gedächtnis der Menschheit verankert. Darüber hinaus wird darauf verwiesen, dass die Umsetzung einer derart großtechnischen Vision das Schicksal eines Großteils der Menschheit zu binden scheint, ähnlich, wie es bspw. beim Apollo-Programm der Fall war. Das positive Image der sauberen Sonnenenergie als Gegensatz zu den traditionellen „dreckigen" Energieformen, wird vom Marketing natürlich dankbar aufgegriffen. Schließlich wird mit Desertec die Hoffnung verbunden, die Teilung von Nord und Süd zumindest partiell zu überwinden und ein Friedensprojekt mit globaler Ausstrahlungskraft zu initiieren. In jedem Fall bettet Desertec die EE in zentralistische Strukturen ein und steht dadurch im krassen Gegensatz zur dezentralen, demokratischen Energieversorgung, wie sie auf kommunaler Ebene nachzuvollziehen ist. Die Ankurbelung regionaler Wirtschaftskreisläufe und die Verringerung von Energieimporten würden demnach entfallen.

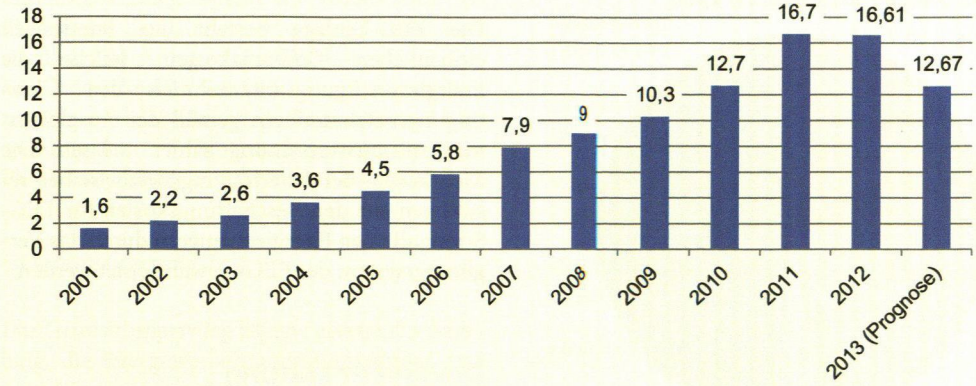


EEG - Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das EEG fördert die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen.
Ein System von Vergütungen, die einer Degression unterliegen, führte seit dem Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes von 1990 zu einer Versechsfachung des Anteils von EE am deutschen Strommix. Im Jahre 2007 wurde das Ziel von 14 % der EU bereits überschritten.

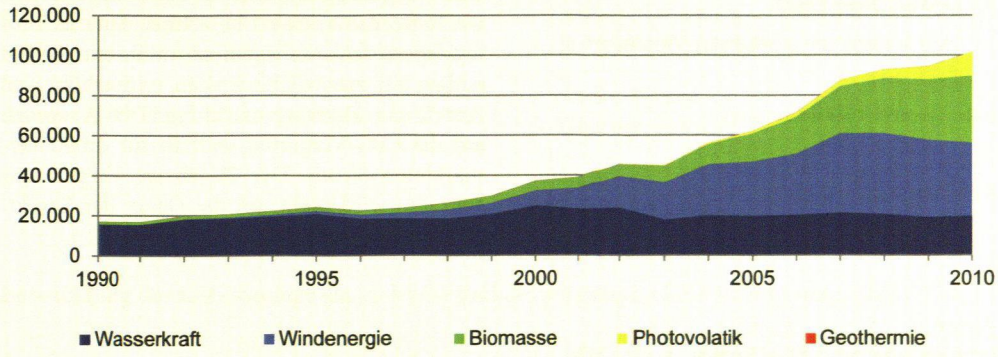
- Die Mindestvergütung, die zwischen den einzelnen Energiequellen variiert, induziert einen vermehrten Ausbau der EE und gewährleistet eine hohe Investitionssicherheit. Bis 2020 wird ein Anteil von 35 % EE am Bruttostromverbrauch angestrebt.
- Das Gesetz regt die Entwicklung effizienter Technologien und den Wettbewerb auf dem Energiemarkt an.
- Die Finanzierung wird durch den Strompreis gedeckt und nicht etwa durch staatliche Subventionen (EEG-Umlage).
- Die Vergütungssätze weisen Laufzeiten von 20 Jahren auf, wobei sie degressiv gestaffelt sind.
- Die Mehrkosten betragen dabei maximal 5 %, d. h. etwa 3,30 € pro Monat für einen Drei-Personen Haushalt.
- Der Erfolg des EEGs in Deutschland führte zu ähnlichen Gesetzen in 46 Ländern weltweit.

Vergütungen nach dem EEG in Deutschland in Mrd. €



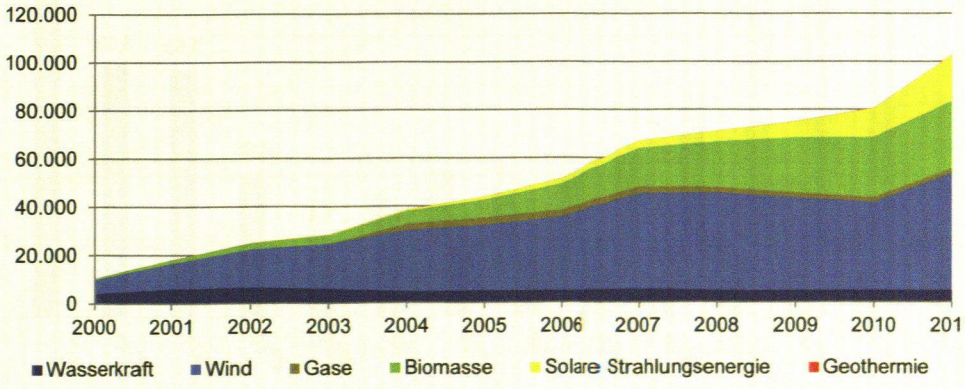
Quelle: BDEW, EEG-KWK

Beitrag der EE zur Stromversorgung in GWh



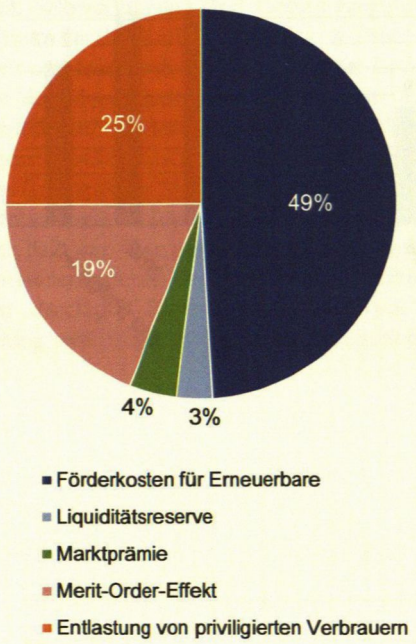
Quelle: BMU

EEG vergütete Strommengen in GWh



Quelle: BMU

Zusammensetzung der EEG Umlage 2013
EEG Umlage 2013: 5,27 ct/ kWh



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien

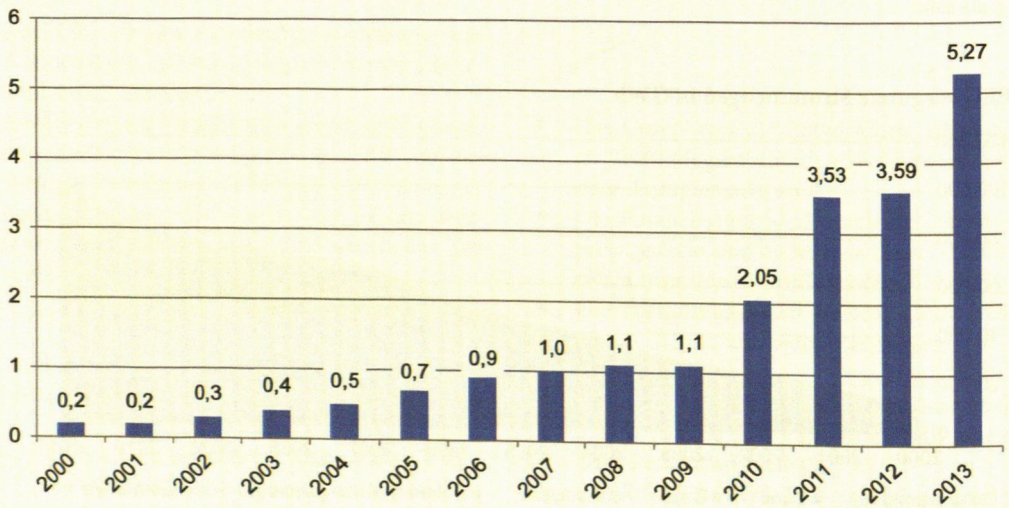
EEG-Umlage

Die EEG-Umlage besteht aus bundesweit einheitlichen Differenzkosten, welche die Energieversorgungsunternehmen den Übertragungsnetzbetreibern gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung zahlen müssen. Die Mehrkosten der Übertragungsnetzbetreiber resultieren aus den Beschaffungskosten für EEG-Strom, die den Energieerzeugern durch das Vergütungssystem des EEGs gewährleistet werden.

Direktvermarktung

Nach dem EEG steht Anlagenbetreibern die Möglichkeit offen, den produzierten Strom vollständig oder teilweise direkt an Händler zu veräußern. Zusätzlich zum Börsenstrompreis erhalten die Anlagenbetreiber dann die sog. Marktprämie, die sich aus der Differenz von EEG-Vergütung und dem an der Börse ermittelten Referenzmarktwert berechnet. Eine technologiespezifische Managementprämie entschädigt zudem für zusätzliche Kosten und erhöht den Anreiz zur Direktvermarktung. Der Anspruch auf die EEG-Vergütung entfällt für direkt vermarkteten Strom. Der 20-jährige Vergütungszeitraum wird nicht um die Dauer der Direktvermarktung verlängert.

Entwicklung der EEG-Umlage in ct/ kWh



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien, EEG/KWG-G

Der Übertragungsnetzbetreiber muss zudem mindestens einen Monat im Voraus über die Maßnahme der Direktvermarktung informiert werden. Die Anlagenbetreiber können monatlich zum herkömmlichen Vergütungssystem zurückwechseln. Bei bedarfsorientierter Einspeisung können Biogasanlagenbetreiber eine Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen.

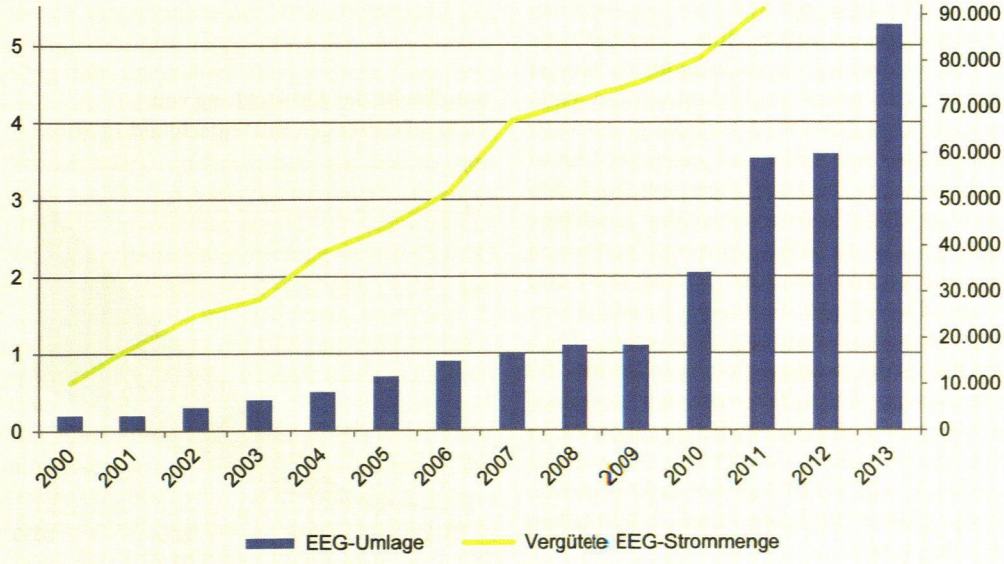
Grünstromprivileg

Das Grünstromprivileg ist eine gesetzliche Regelung, die Energieversorgungsunternehmen von der EEG-Umlage befreit, die in mindestens acht Monaten eines Jahres mehr als 50 % ihres Stroms aus EEG-Anlagen und mindestens 20 % Sonnen- und Windstrom an ihre Kunden verkaufen.
Das Grünstromprivileg hat sich positiv auf den Ausbau der EE ausgewirkt, da Unternehmen durch die Befreiung von der EEG-Umlage einen Kostenvorteil von 3,53 ct/ kWh gegenüber Konkurrenten haben, die von der Zahlung nicht befreit sind. Die von der EEG-Umlage befreite Strommenge ist 2010 auf über eine Terrawattstunde (2009: 0,4 TWh) angestiegen. Der wirtschaftliche Vorteil wird 2012 auf 2 ct/ kWh begrenzt.

EEG-Vergütungen ab dem 1. Januar 2012

Wasserkraft (bis 500 kW)	12,7 ct/ kWh
Wasserkraft (ab 500 kW)	3,4-8,3 ct/ kWh
Klär-, Gruben-, Deponiegas	3,98-6,84 ct/ kWh
Biomasse (ohne Güllekleinanlagen)	6-14,3 ct/ kWh
Geothermie	25 ct/ kWh
Wind onshore (Anfangsvergütung für 5 Jahre)	8,93 ct/ kWh
Wind Onshore (Grundvergütung)	4,87 ct/ kWh
Wind Offshore (Anfangsvergütung für 12 bzw. 8 Jahre)	15 bzw. 19 ct/ kWh
Wind Offshore (Grundvergütung)	3,5 ct/ kWh
Solare Strahlungsenergie	15,25-28,74 ct/ kWh

Entwicklung der EEG-Umlage (in ct/ kWh) und der vergüteten EEG-Strommenge (in GWh)



Agentur für Erneuerbare Energie, EEG/KWK-G, AGEE

EEX - European Energy Exchange

Die EEX stieg nach einer Fusion 2002 zur größten europäischen Energiebörse auf. Am Handelsplatz in Leipzig werden Strom, Gas, Kohle und Emissionszertifikate gehandelt. Der Handel lässt sich in Spot- und Terminmarkt unterteilen. Am Terminmarkt werden langfristige Monats-, Quartals- und Jahreskontrakte für langfristige Planungen gehandelt. Am Spotmarkt können Handelsteilnehmer einen Tag vor oder am gleichen Tag der Lieferung Stromkontrakte handeln. So können kurzfristige Engpässe ausgeglichen oder überschüssige Kapazitäten verkauft werden. Nur etwa 15 % des deutschen Stromaufkommens werden über die EEX gehandelt, da ein Großteil der Energieerzeuger langfristige Lieferverträge im Handel außerhalb der Börse (OTC-Handel) abgeschlossen hat.

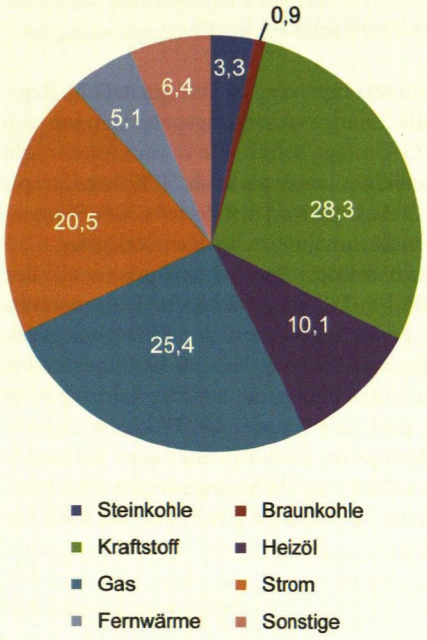
eMobility

Auf dem Weg in eine umweltfreundliche Zukunft rücken Elektrofahrzeuge zunehmend in den Fokus von Politik und Öffentlichkeit. Elektroautos, die mit Strom aus EE angetrieben werden, fahren nahezu emissionsfrei. Neben der Einsparung von fossilen Brennstoffen können die Akkus von Elektrofahrzeugen zur Stabilität des Stromnetzes beitragen. In Zeiten eines Überangebotes, z. B. an windreichen Tagen, kann überschüssiger Strom in den Akkus gespeichert werden. Während der Lastspitzen wird dann die gespeicherte Energie über eine individuell gesteuerte Schnittstelle zurück in das Netz eingespeist. Noch fehlen hinreichend leistungsfähige und bezahlbare Batterien, die die Elektrofahrzeuge der breiten Masse zugänglich machen. Zudem muss eine entsprechende Ladeinfrastruktur aufgebaut werden, welche die Alltagstauglichkeit erhöht. Nach den Plänen der Bundesregierung sollen bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen fahren. Andere Studien prognostizieren eine weitaus steilere Entwicklung. Schon heute werden in sog. Modellregionen Elektrofahrzeuge von großen deutschen Automobilherstellern im Alltag getestet.

Endenergieverbrauch

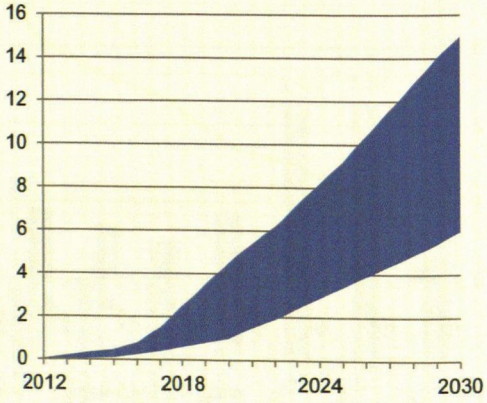
Der Endenergieverbrauch ist der energetisch genutzte Teil des Energieangebotes im Inland nach der Umwandlung, der unmittelbar der Erzeugung von Nutzenergie dient.

Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland 2009 in %



Quelle: BMWi

Bandbreite der Entwicklung von Elektrofahrzeugen in Deutschland in Mio.



Quelle: BDEW

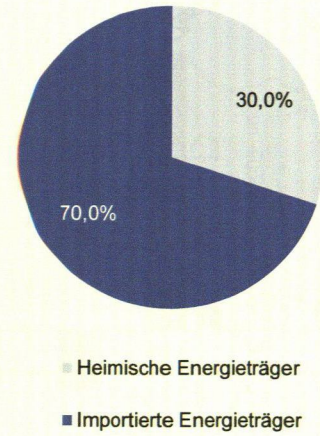
Energieimporte und Abhängigkeit

Deutschland ist in hohem Maße von Energieimporten abhängig.
Die Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen hat im Jahre 2010 Energieimporte in einer Höhe von 7,4 Mrd. € (2009: 6 Mrd. €) vermieden.

Energieimporte

Kernbrennstoffe	100 %
Erdgas	82,0 %
Erdöl	98,0 %
Steinkohle	77,0 %

Quelle: BMU



Energiespeicherung

Die stark gestiegenen Einspeisemengen aus fluktuierenden Quellen wie der Solar- und Windenergie führen zunehmend zu Problemen im Bereich der Netzstabilität. Der Grund ist einerseits die Gesetzteslage, andererseits die jahrelangen Versäumnisse der Netzbetreiber und der Energieversorger hinsichtlich der Netzerweiterung und -integration. Das deutsche Stromnetz ist heute nicht in der Lage, die großen Windstrommengen, die nach dem EEG Vorrang vor fossilen Energiequellen haben, aus dem Norden zu den südlichen Verbraucherzentren zu leiten. Die Stromproduktion aus EE ist aufgrund der häufig wechselnden Witterung hohen Fluktuationen unterlegen und erschwert daher das Lastmanagement. Im Stromnetz muss jedoch zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht aus Einspeisung und Entnahme bestehen, da es sonst zu einem Blackout kommen kann. In Zukunft wird eine Kombination aus einem gut geplanten Leistungsmanagement und einer umfangreichen Infrastruktur, bestehend aus diversen Energiespeichern, die Stabilität des Stromnetzes garantieren. Strom lässt sich entweder direkt, bspw. in Batterien, oder durch Umwandlung in ein sekundäres Medium mit anschließender Rückverstromung speichern (vgl. Karte Pumpspeicherkraftwerke, S. 18). Forscher vom ZSW und IWES setzen große Hoffnung auf die Energiespeicherung durch die Methanisierung von Wasserstoff. Zunächst wird dabei in der Elektrolyse Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der gewonnene Wasserstoff wird mit CO_2 versetzt und in Methan umgewandelt. Die Energiedichte verdreifacht sich durch diesen Prozess und das Endprodukt kann direkt in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Für dieses Verfahren kann bspw. die Überschussenergie der Windkraft genutzt werden. Das deutsche Erdgasnetz wird so zu einem gigantischen Energiespeicher, der nicht benötigte Strommengen aufnehmen und die Defizite des Stromnetzes ausgleichen kann. Bei Bedarf kann das Erdgas in effizienten Gaskraftwerken rückverstromt werden.

Pumpspeicherkraftwerke in D, L, A und CH



Quelle: Stephan Bosch, nach Janzing 2010, S. 29

Speichertechnologie	Wirkungsgrad
Doppelschicht-kondensator	85-98 %
Supraleitende Spule	90 %
Schwungrad	85-95 %
Akkumulatoren	70-85 %
Pumpspeicherkraftwerk	80 %
Druckluftspeicherkraft	45-55 %
Wasserstoff (Elektrolyse)	40-80 %
Methansynthese	ca. 60 %
Hochtemperatur-Wärmespeicher	40-50 %

Quelle: Solarfuel, H2 Works, iEAM

Erneuerbare Energien

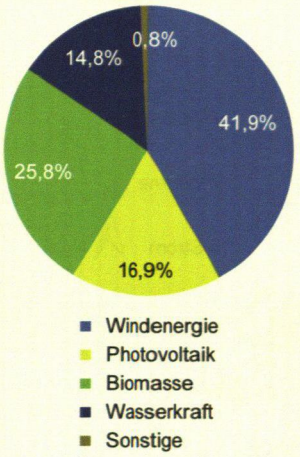
Der Sammelbegriff Erneuerbare Energien beschreibt die natürlichen Energievorkommen, die entweder permanent vorhanden sind oder sich in überschaubaren Zeiträumen von wenigen Generationen regenerieren. Dazu gehöret Energie aus Wasser, Wind, solarer Einstrahlung, Umgebungswärme, Biomasse und Geothermie.

EE im Jahre 2012

Anteil am Stromverbrauch	22,0 %
Anteil am Wärmeverbrauch	über 10 %
Anteil am Kraftstoffverbrauch	über 6 %
Anteil am Endenergie-verbrauch (2011)	12,5 %
CO_2-Vermeidung (2011)	129 Mio. t
Arbeitsplätze	381.600
Investitionen	32,2 Mrd. €

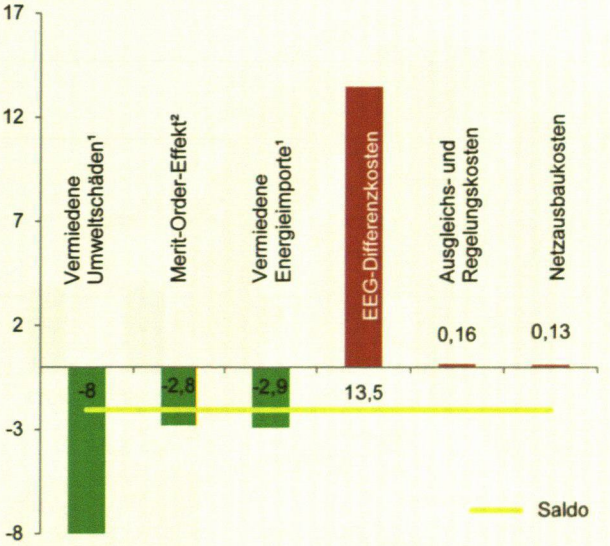
Quelle: BMU

Struktur der Stromerzeugung aus EE im Jahre 2011



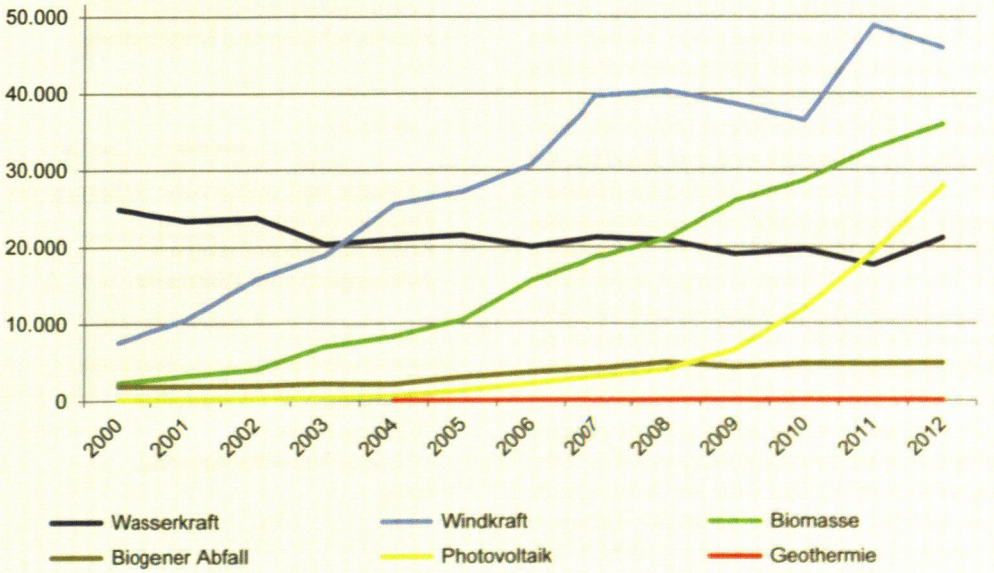
Quelle: BDEW

Kosten und Nutzen der Stromerzeugung aus EE in Mrd. € im Jahre 2011



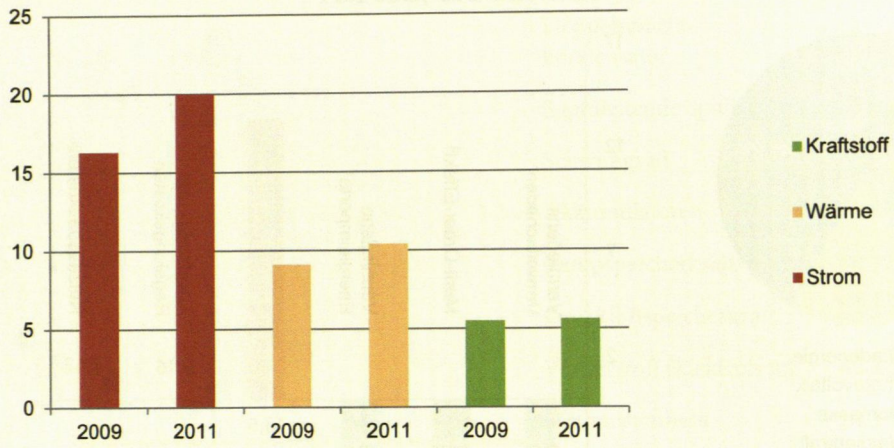
Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien, ¹ Strom, ² 2009

Entwicklung der Stromerzeugung aus EE in GWh



Quelle: BMWi

Entwicklung der Stromerzeugung aus EE in GWh



Quelle: BMU

Externe Kosten

Die aus der Energievesorgung resultierenden Folgekosten, die nicht in den Strompreis miteinfließen und somit außerhalb des Preismechanismus liegen, werden als externe Kosten bezeichnet. Diese Kosten sind bei fossilen Energieträgern unter anderem aufgrund des Schadstoffausstoßes über 100 mal höher als bei EE. Würden die externen Kosten den Strompreisen zugerechnet, wäre die herkömmliche Energieerzeugung nicht mehr konkurrenzfähig. Neben den Kosten für Mensch und Natur, die bspw. aus dem Schadstoffausstoß von Kohlekraftwerken resultieren, entstehen auch bei der Nutzung der Kernkraft extrem hohe Kosten durch die Endlagerung von Atommüll und den Rückbau von Altmeilern. So kostet bspw. alleine der Rückbau eines Kernkraftwerks über einen Zeitraum von rund 20 Jahren bis zu 1 Mrd. €. Die Folgekosten atomarer Unfälle können hingegen kaum beziffert werden. Schätzungen belaufen sich auf Summen von bis zu 5.000 Mrd. €. Per Gesetz ist die Deckungsvorsorge für Atomkraftwerksunfälle jedoch auf 2,5 Mrd. € beschränkt – die restlichen Kosten müssten von der Allgemeinheit getragen werden. Würden Kernkraftwerke in vollem Umfang versichert werden, wäre ihr Betrieb nicht mehr rentabel (vgl. Karte: Anteil der Kernenergie an der Gesamtstromerzeugung in %, S. 21). Der Einsatz von EE kann die externen Kosten der Stromerzeugung pro Jahr um bis zu 9 Mrd. € senken.

Nukleare Kosten

- Endlagerung von Atommüll
- Gefahr atomarer Unfälle
- Verbreitung spaltbaren Materials
- Kostenintensiver Rückbau von Alt-AKWs

Soziale Kosten

- Gesundheitsschäden
- Materialschäden und Ernteverluste

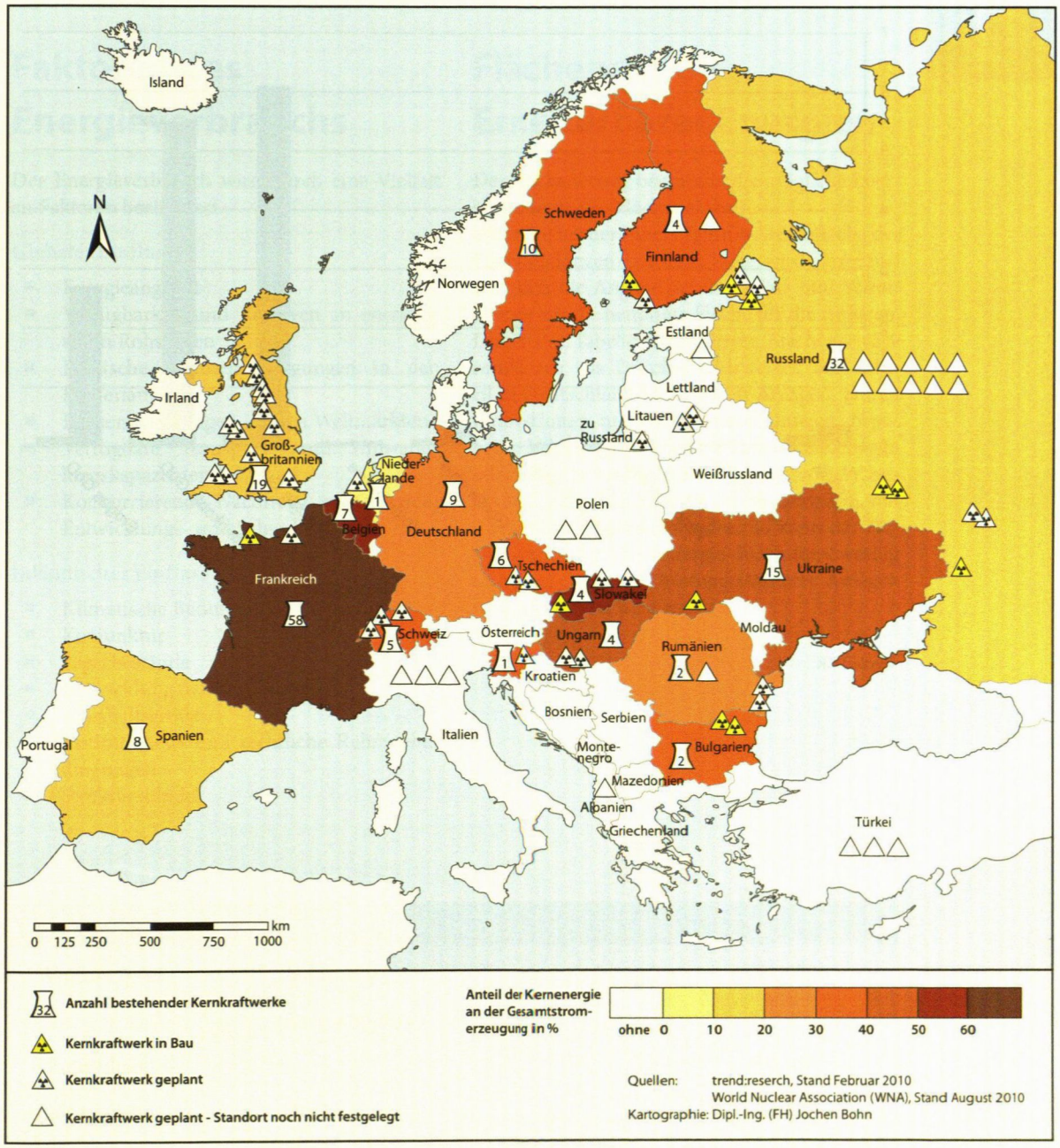
Politische Kosten

- Politische und militärische Sicherung der Zugänge zu den Rohstoffen
- Kriege um Rohstoffreserven
- Abhängigkeit vom Weltmarkt

Ökologische Kosten

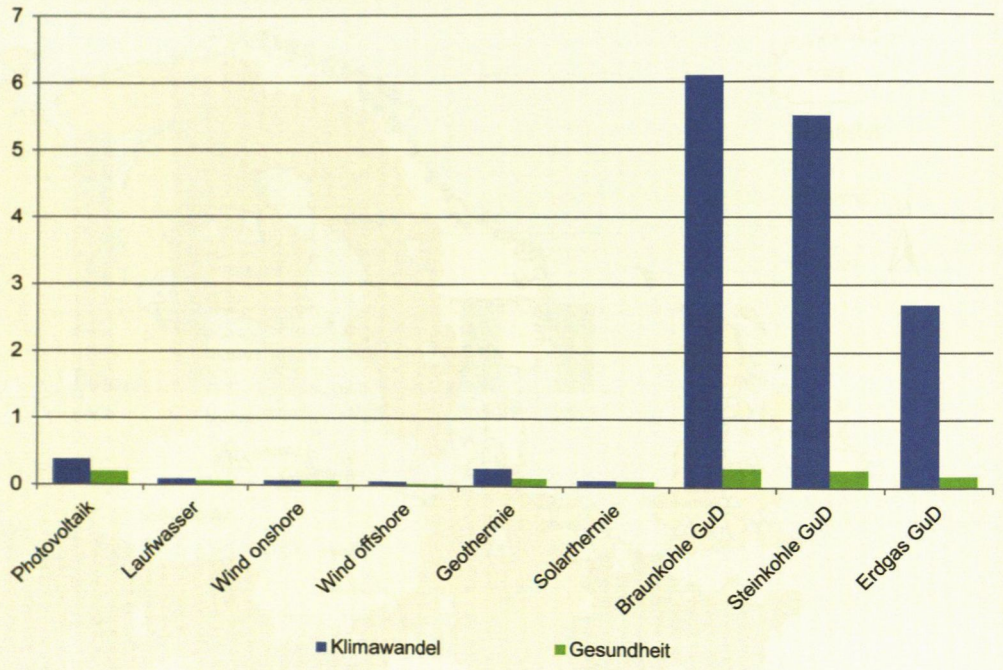
- Schädigung von Ökosystemen
- Treibhauseffekt
- Weltweite Umweltzerstörung
- Smog

Anteil der Kernenergie an der Gesamtstromerzeugung in %



Quelle: Stephan Bosch

Externe Kosten der verschiedenen Energiequellen in ct/ kWh



Quelle: DLR

F

Faktoren des Energieverbrauchs

Der Energieverbrauch wird durch eine Vielfalt an Faktoren beeinflusst.

Globaler Einfluss

- Energieangebot
- Verfügbarkeit und Reserven an energetischen Rohstoffen
- Politische Rahmenbedingungen in den Förderländern
- Preisentwicklungen auf den Weltmärkten
- Verfügbare Transport- und Umwandlungskapazitäten
- Konkurrierende Nachfrage aufstrebender Entwicklungs- und Schwellenländer

Inländischer Einfluss

- Klimatische Bedingungen (Witterung)
- Konjunktur
- Lagerbestände
- Entwicklung der Bevölkerung
- Haushaltsgröße
- Institutionelle und rechtliche Rahmenbedingungen
- Strukturwandel

Flächenertrag Erneuerbarer Energien

Der Flächenertrag beschreibt die mögliche Energieausbeute pro Flächeneinheit.
Während bei der Bioenergie die Anbaufläche der Energiepflanzen berücksichtigt wird, konzentriert sich die Angabe bei der Solar- und Windenergie auf die benötigte Fläche für die Anlagen. Die in der Tabelle aufgeführten Flächenerträge resultieren aus Durchschnittswerten der aktuell in Deutschland installierten Anlagen. Durch Innovationen und Weiterentwicklungen, bspw. beim Wirkungsgrad von Photovoltaikanlagen oder bei der Größe und Leistung von Windkraftanlagen, können die Flächenerträge von EE deutlich gesteigert werden. So kann der Flächenertrag der Windenergie durch Repowering und Neuinstallation leistungsstärkerer Anlagen mehr als vervierfacht werden.

Energieform		Strom in kWh je Hektar
Windenergie	Stand 2010	192.000
	Prognose 2020	415.200
Photovoltaik		300.000
Bioenergie*	Zuckerhirse	22.657
	Futterrübe	21.399
	durchwachsene Silphie	20.385
	Maissilage	16.818
	Sonnenblume	15.860

* Energieaufwand für Aussaat, Ernte, Transport und Verarbeitung nicht mit eingerechnet



Geothermie

Die Geothermie ist eine Energieform, die aus dem Erdinneren stammt. Die sog. Erdwärme stammt zu 30 % aus Restwärme von der Erdentstehung und zu 70 % aus dem Zerfall von radioaktiven Isotopen. Die Temperaturzunahme beträgt durchschnittlich 3 °C pro 100 m Tiefe (bayerisches Molassebecken: 3,5-4,5 °C). Die geothermische Energie zeichnet sich durch ihre Grundlastfähigkeit und die gleichzeitige Produktion von Wärme und Strom aus.
In Deutschland finden sich die ergiebigsten hydro- bzw. petrothermalen Lagerstätten im Oberrheingraben, im bayerischen Alpenvorland sowie im Norddeutschen Becken.
Das hohe Fündigkeitsrisiko und Gefahren wie z. B. Erdbeben, die mit dem Hot-Dry-Rock-Verfahren verbunden sind, hemmen bis heute den Ausbau. Ende 2010 waren deutschlandweit drei stromproduzierende Geothermiekraftwerke am Netz. Der Erfolg des Unterhachinger Geothermieprojektes hat eine Reihe weiterer Vorhaben südlich von München angestoßen. Verantwortlich für diese Entwicklung im süddeutschen Molassebecken ist die wasserführende Malmkarstschicht mit Temperaturen von bis zu 132 °C in einer Tiefe von mehr als 3.500 m.
(siehe Karte auf S. 24).

Geothermie 2011

Stromproduktion	19 GWh
Wärmeproduktion	6,3 GWh
Installierte Leistung (Strom)	12,1 MW
Installierte Leistung (Wärme)	3.300 MW
Arbeitsplätze	14.200
Investitionen	960 Mio. €
CO_2-Vermeidung	0,4 Mio. t

Quelle: BMU

Hot-Dry-Rock Verfahren

- Dieses Verfahren wird bei petrothermalen Lagerstätten angewendet. Dabei wird Wasser in heiße Gesteinsschichten gepresst. Das erhitzte Wasser wird anschließend aus dem künstlichen Reservoir gefördert und zur Verstromung genutzt.

Direkte Nutzung

- Förderung aus hydrothermalen Schichten (Aquifere) zur Wärmenutzung.

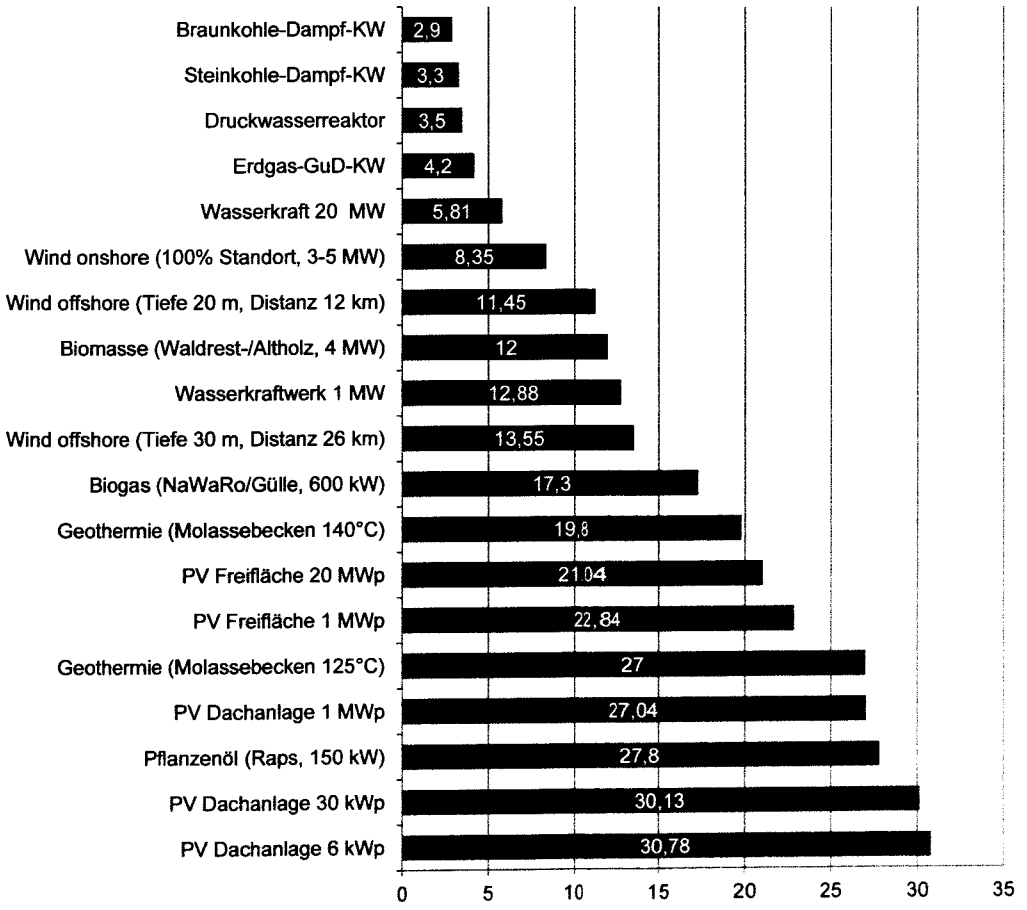
Indirekte Nutzung

- Förderung aus hydrothermalen Schichten zur Umwandlung in elektrische Energie.
- Direkte Umwandlung durch Dampfturbinen ab Temperaturen von 100 °C.
- Kalina- oder Organic Rankine-Cycle-Verfahren ermöglichen die Verstromung ab 80 °C.

Gestehungskosten

Die Stromgestehungskosten setzen sich aus Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten während des Anlagenbetriebs zusammen. Bei der Analyse von Stromgestehungskosten werden die Kostenbestandteile über die gesamte Nutzungsdauer kumuliert und mit einer Diskontrate von 7,5 % auf die erzeugte Strommenge bezogen. Je nach Berechnung werden die Werte in €/MWh oder in ct/kWh angegeben. Allgemein sind die Erzeugungskosten konventioneller Kraftwerke niedriger als die von regenerativen Kraftwerken. Die Abhängigkeit von Brennstoffkosten und die in Zukunft möglicherweise geringere Auslastung der fossilen Stromerzeugung lassen einen mittelfristigen Kostenanstieg als realistisch erscheinen. Zudem wird angenommen, dass die CO_2-Zertifikatspreise und die hohen Kosten für die Umrüstung auf CCS-Technologien die Erzeugungskosten der fossilen Kraftwerke stark ansteigen lassen. Die zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten für die Vergasung, Aufbereitung, Abscheidung und Speicherung von CO_2 können je nach Energieträger zwischen 43 % und 49 % betragen. Gleichzeitig sinken die Stromgestehungskosten aus EE durch Lerneffekte und Effizienzgewinne. Langfristig wird die Konsequenz die Annäherung der Gestehungskosten von fossilem und regenerativem Strom sein.

Durchschnittliche Stromgestehungskosten in ct/ kWh bei einheitlicher Inbetriebnahme in 2010

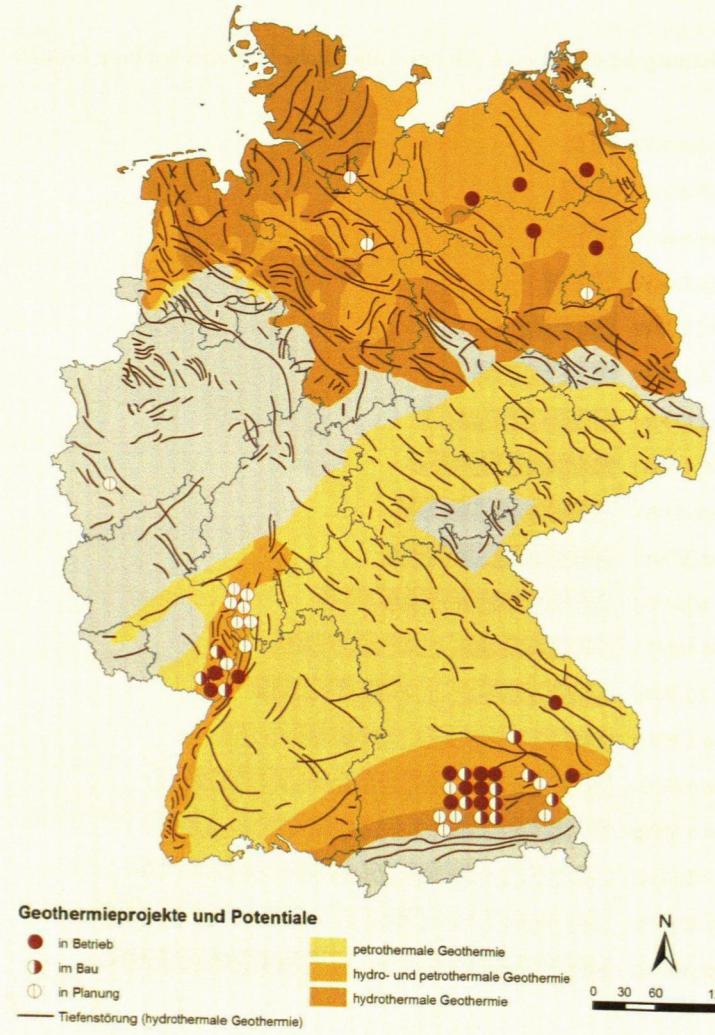


Quelle: Universität Stuttgart, BMU * Einheitlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme 2010

Grundlast

Die Grundlast bezeichnet die Netzbelastung, die im Tagesverlauf nicht unterschritten wird und nahezu konstant bleibt. Der nötige Strom wird durch Grundlastkraftwerke wie Atom-, Braunkohle und Laufwasserkraftwerke bereitgestellt. Zu deren Eigenschaften zählen die langsame Regulierbarkeit, die kostengünstige Stromproduktion und die kontinuierliche Erzeugung. In Zukunft könnten die regenerativen Quellen Geothermie und Bioenergie als weitere grundlastfähige Optionen hinzukommen. Wind- und Solarenergie sind aufgrund ihrer Fluktuationen nicht für die Deckung der Grundlast geeignet.

Ausbau und Standortpotenzial der Geothermie in Deutschland



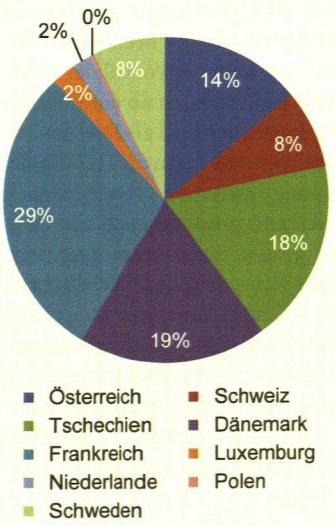
Quelle: Stephan Bosch, nach Bundesverband Geothermie 2001

Handel

Der europäische Stromhandel basiert auf einem weitverzweigten Netz und hat in der Regel nichts mit bilateralen Handelsgeschäften zu tun. So kann z. B. überschüssiger Windstrom aus der Nordsee über Polen und Tschechien wieder nach Bayern fließen. Solche Verteilungen werden als Loop-Flows bezeichnet. In den Graphiken ist der physikalische Stromaustausch abgebildet, der an den Kuppelstellen gemessen wird. Die Handelsgeschäfte laufen häufig über diverse Grenzen und können deshalb nur schwer erfasst werden. So wird z. B. der deutsch-französische Stromhandel auch über die Schweiz und die Benelux-Staaten abgewickelt.

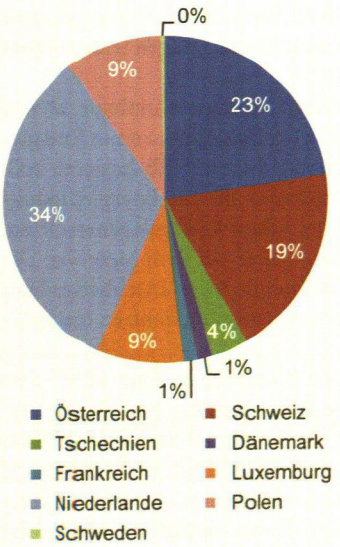
Zwischen 2003 und 2010 war Deutschland Nettoexporteur und hat sich aufgrund des engen Verbundsystems zu einem wichtigen Transitland entwickelt.
Seit der Atomkatastrophe von Fukushima und dem daraus resultierenden Atom-Moratorium wurden in Deutschland die acht ältesten Kernkraftwerke heruntergefahren. Die Maßnahmen führten zu einem Rückgang der Stromproduktion von 120 GWh täglich. Um die Verluste auszugleichen, wurden die Importe aus Frankreich und Tschechien verdoppelt und gleichzeitig die Exporte in die Niederlande und in die Schweiz um 50 % gedrosselt. Seit dem Inkrafttreten des Moratoriums am 17. März 2011 importiert Deutschland im Schnitt 50 GWh Strom täglich.

Physikalische Stromflüsse aus dem Ausland 2012



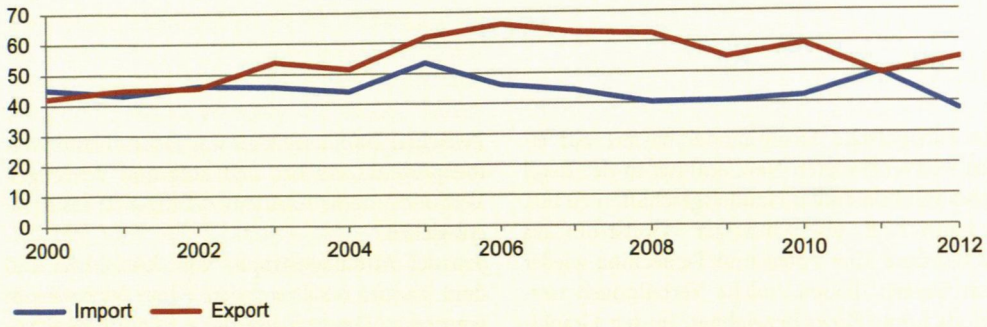
Quelle: AG Energiebilanzen e.V.

Physikalische Stromflüsse in das Ausland 2012



Quelle: AG Energiebilanzen e.V.

Strom Import/ Export Entwicklung in TWh



Quelle: AG Energiebilanzen e.V., BDEW

Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Bei der Hochspannungsgleichstromübertragung handelt es sich um ein Verfahren der Stromübertragung, bei dem die elektrische Energie mit hoher Gleichspannung (100-1000 kV) übertragen wird. Mittels HGÜ kann Strom unter geringen Verlusten über weite Entfernungen transportiert werden.

Die Wahl der Übertragungstechnologie ist von großer Bedeutung für den Aufbau eines Energieversorgungssystems, dass auf EE basieren soll. Optimale Bedingungen für die Energieproduktion mittels EE herrschen an abgelegenen Orten, wie z. B. in Wüsten oder auf dem Meer vor. Die dort produzierte Energie muss anschließend auf effektive Weise zu Versorgungszentren transportiert werden.

Die wesentlichen Bestandteile einer HGÜ-Verbindung sind eine Umrichter- bzw. Konverterstation, in der die Umwandlung von Wechselspannung des konventionellen Stromnetzes in Gleichspannung erfolgt, eine Transportleitung und eine weitere Konverterstation, in der die Gleichspannung wieder in Wechselspannung umgewandelt wird. Der Energietransport kann dabei in beide Richtungen erfolgen. Die Transportleitungen können an Land Erdkabel und Freileitungen sein. Im Meer werden diese in Form von Seekabeln verlegt.

Da Gleichstrom im Vergleich zu Drehstrom frei von Oszillationen ist, bietet die HGÜ den Vorteil, dass die Übertragungsverluste beim Energietransport zwischen 30 % und 50 % geringer sind als bei konventioneller Drehstromübertragung. Zudem kann bei gleicher Trassenbreite 30 % bis 40 % mehr Energie übertragen werden. Dies bietet besonders in dicht besiedelten Gebieten große Vorteile, da die visuelle Beeinträchtigung durch HGÜ-Leitungen geringer ist und durch diese Platzersparnis Freiflächen zur Verfügung stehen. Ein weiterer Vorteil der HGÜ besteht darin, dass Freileitungen ab einer Länge von 600 km wirtschaftlicher sind als Drehstrom-Freileitungen. Des Weiteren kann die HGÜ nicht nur als Verbindung zwischen verschiedenen Drehstromnetzwerken, sondern auch zur Segmentierung sehr großer Stromnetze eingesetzt werden. Dies wirkt sich positiv auf die Effizienz von Stromnetzen aus und führt zur Steigerung der Netzstabilität. Zum einen wird verhindert, dass Störungen aus einem Wechselstromnetz in ein damit verbundenes Wechselstromnetz übertragen werden, zum anderen wird die Kontrollierbarkeit der Stromnetze erhöht sowie der Aufbau von Flaschenhälsen vermieden.

I

Installierte Leistung

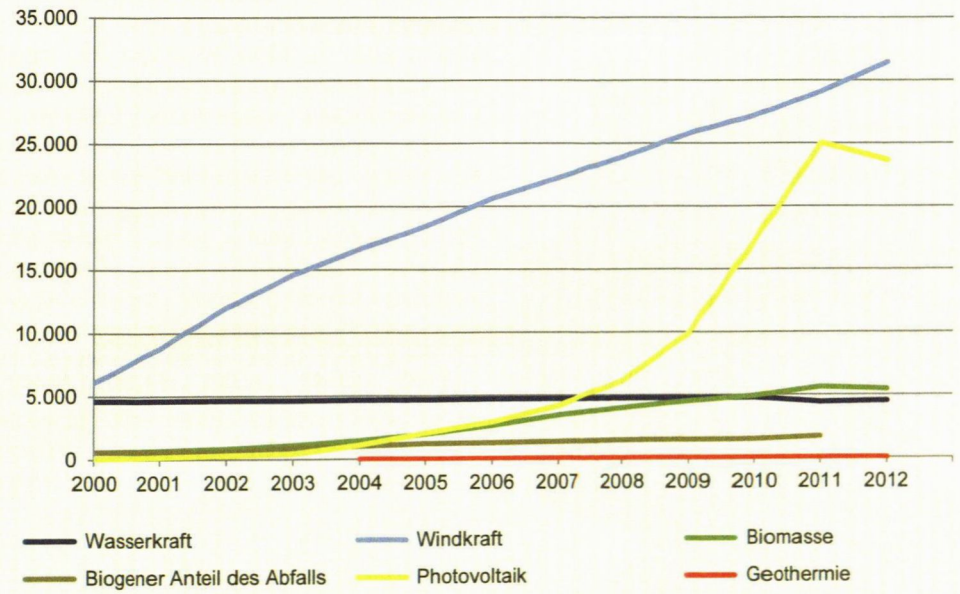
Die installierte Leistung kennzeichnet die maximale elektrische Leistung eines Kraftwerkes, die unter Nennbedingungen dauerhaft erreicht werden kann.

Energieträger in Deutschland 2010	Installierte Leistung in MW
Wasserkraft	4.51
Windenergie	31.44
Photovoltaik	23.63
Biomasse	5.44
Klär- und Deponiegas	333

Investitionen

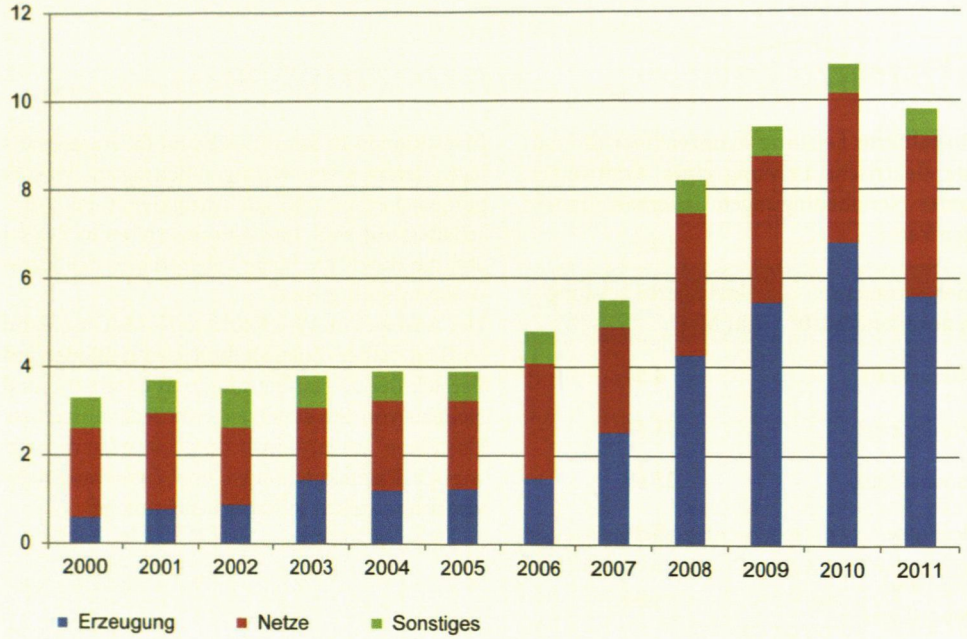
Investitionen in Stromnetze und Erzeugungsanlagen liefern einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zur Attraktivität des Wirtschaftsstandortes. Investitionen treten in Zyklen auf, die durch die lange Lebensdauer der Infrastruktur bedingt sind.
Der Ausbau von Windparks in Norddeutschland wird in naher Zukunft hohe Investitionen im Bereich der Netzanbindung und dem Aus- und Neubau von Stromnetzen erforderlich machen. Unsichere Investitionsbedingungen und langwierige Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren wirken investitionshemmend.

Entwicklung der installierten Leistung EE in MW



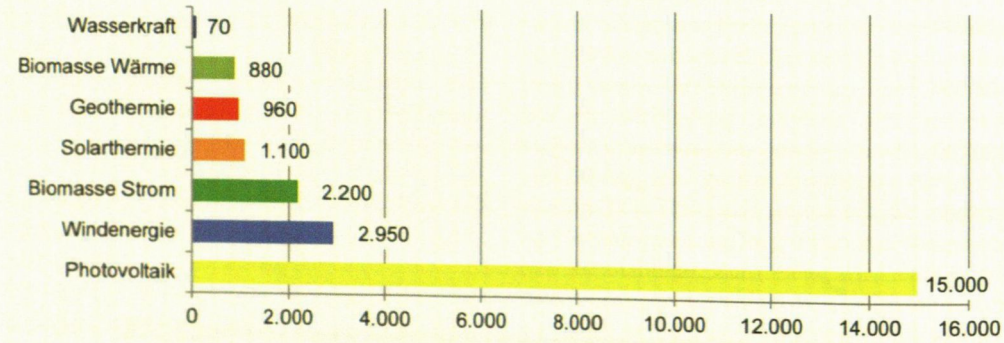
Quelle: BMWi

Investitionen der deutschen Stromversorger in Mrd. €



Quelle: BMWi

Investitionen in die Errichtung von EE-Anlagen in Deutschland in Mio. € 2011



Quelle: BMU

J

Joule

Das Joule ist eine abgeleitete Einheit der Größen Energie, Arbeit und Wärme. Ein Joule entspricht einem Newtonmeter oder einer Wattsekunde.

Umrechnungen

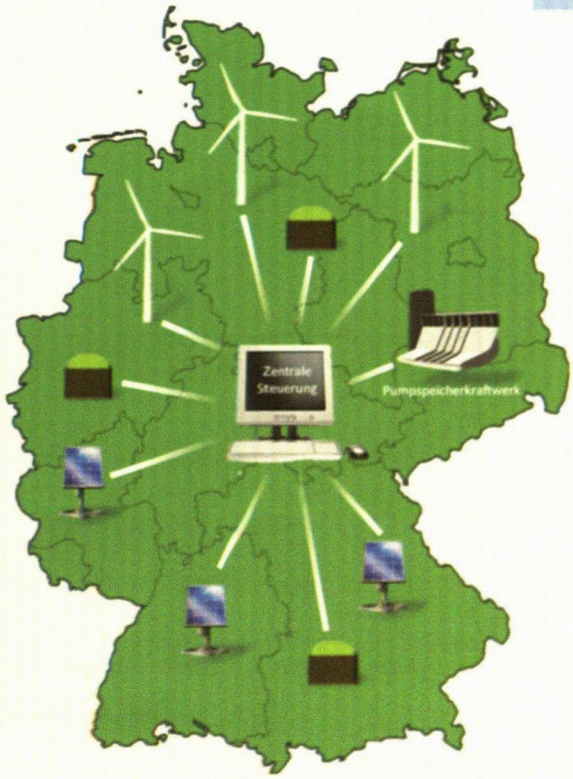
Petajoule (PJ)	1 Billiarde (=10^{15}) Joule
1 Kilojoule (kJ)	0,000278 kWh
1 Kilowattstunde (kWh)	3.600 Kilojoule (kJ)
1 Terawattstunde (TWh)	1 Milliarde (=10^{9}) kWh

Quelle: DESTATIS

K

Kombikraftwerk

Das Regenerative Kombikraftwerk ist eine Initiative der Firmen Enercon GmbH, Schmack Biogas AG und SolarWorld AG. Das Projekt sieht eine Stromversorgung Deutschlands vor, die vollständig auf EE basiert. Windenergie- und Solaranlagen sollen die Stromversorgung größtenteils decken. Bei Bedarf werden Wasserkraft und Bioenergieanlagen eingesetzt, da die leistung dieser Quellen vorausberechnet werden kann. Das Regenerative Kombikraftwerk besteht aus 36 einzelnen Modulen, die dezentral über die Bundesrepublik verteilt sind. Zusammengeschaltet arbeiten die einzelnen Anlagen wie ein herkömmliches Großkraftwerk. Mit der Entwicklung effizienterer Speichermöglichkeiten kann das Potential des Kombikraftwerkes erhöht werden.



Quelle: Stephan Bosch, nach Agentur für erneuerbare Energien

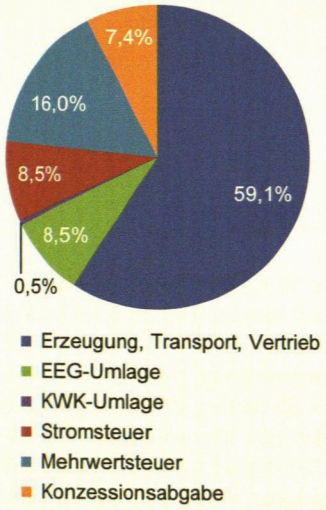
Konversionsfläche

Seit 2010 werden Photovoltaik-Anlagen auf Ackerflächen nicht mehr durch das EEG vergütet. Daher müssen Investoren auf sog. Konversionsflächen, also v. a. frühere Militärareale oder ehemalig intensiv genutzte Wirtschaftsflächen, ausweichen. Unter wirtschaftliche Nutzungen fallen nicht nur gewerbliche und industrielle, sondern auch Flächennutzungen der staatlichen oder kommunalen Leistungsverwaltungen. Inbegriffen sind also Flächen für die Bereitstellung von Straßen, Plätzen, öffentlichen Bauten, ÖPNV und öffentlicher Wasserversorgung.
Maßgeblich für die Ausweisung einer Konversionsfläche ist die ökologische Belastung durch die ursprüngliche wirtschaftliche oder militärische Nutzung. Als ökologische Belastung wird die Existenz von Altlasten oder schädlichen Bodenveränderungen, die Existenz oder der Verdacht auf Kampfmittel und die schwerwiegende Beeinträchtigung von Bodenfunktionen durch Versiegelung angesehen. Eine lange zurückliegende Nutzung, deren Auswirkungen heute nicht überprüft werden können, ist für eine Ausweisung als Konversionsfläche nicht ausreichend. Photovoltaik-Anlagen, die auf Konversionsflächen errichtet sind, werden nach dem EEG mit 22,7 ct/ kWh vergütet.

Kosten

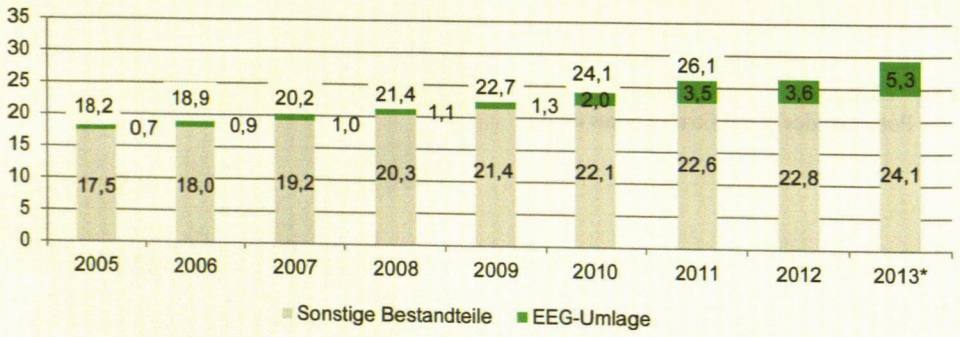
Der deutsche Strompreis setzt sich aus verschiedenen Faktoren, wie der Erzeugung, der Verteilung oder den Kosten für die Regelenergie zusammen. Hinzu kommen staatlich verursachte Sonderlasten, wie die Strom- und Mehrwertsteuer, kommunale Abgaben und Konzessionen. Die Vergütungen für EE und Kraft-Wärme-Kopplung runden den Verbraucherpreis ab. Der Strompreis wird zudem von den europäischen Strombörsen, dem Emissionshandel und den Rohstoffpreisen beeinflusst. 2011 lagen die Stromkosten für Privathaushalte bei durchschnittlich 26,1 ct/ kWh. Über 40 % der Stromkosten entfallen auf staatliche Belastungen.

Bestandteile der Stromkosten für Privathaushalte 2012



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien

Entwicklung der Strompreise für Privathaushalte in ct/ kWh

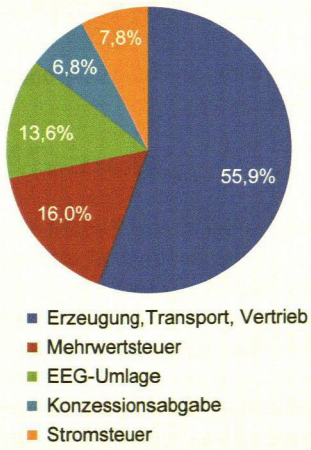


Quelle: BDEW, *Prognose

Kraft-Wärme-Kopplung

In einer KWK-Anlage (z. B. einem Blockheizkraftwerk) wird gleichzeitig Strom und Nutzwärme erzeugt. Durch diese Kopplung kann die eingesetzte Energie (z. B. Heizöl, Erdgas) sehr viel effizienter genutzt werden als bei der herkömmlichen Erzeugung in getrennten Anlagen. Vorteilhaft ist neben der Reduktion von CO_2-Emissionen, dass in erheblichem Umfang Primärenergie eingespart wird. Die Umwandlungsverluste bei herkömmlichen Kraftwerken liegen im Bereich von 60 % bis 70 %. KWK-Anlagen weisen Verluste von nur 10 % bis 20 % auf. Ähnlich wie das EEG unterstützt das KWK-Gesetz Kraftwerke, die diese effiziente und umweltschonende Technologie einsetzen. KWK-Anlagen hatten 2010 einen Anteil von 12,5 % an der Stromerzeugung. Bis 2020 soll der Anteil verdoppelt werden.

Zusammensetzung des Strompreis 2012



Quelle: BDEW

Kurzumtriebsplantagen

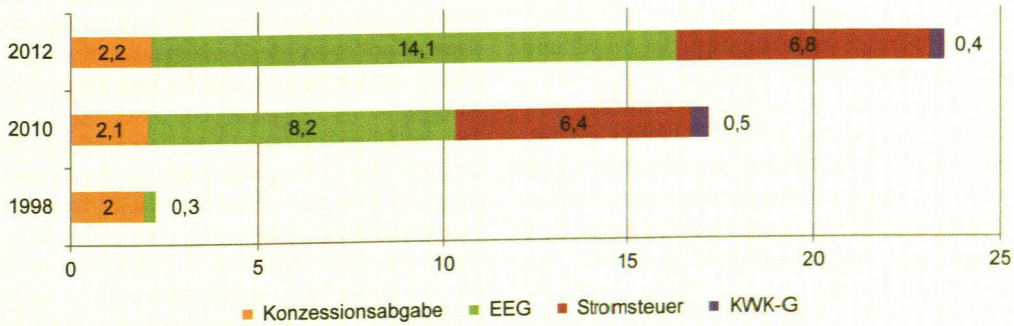
Kurzumtriebsplantagen (KUP) sind Anpflanzungen von schnell wachsenden Bäumen zur Energieholzgewinnung. Hauptsächlich werden Baumarten wie Weiden, Pappeln oder Robinien angepflanzt. Durch gezielte Kreuzung und Züchtung wird versucht, die Biomasseproduktion zu erhöhen, die Schädlingsresistenz zu verbessern und das Wachstum zu beschleunigen.

In einer KUP werden Baumstecklinge in langen Reihen angepflanzt und alle drei bis zehn Jahre, abhängig von der Art und den klimatischen Voraussetzungen, maschinell geerntet. Der Ertrag variiert je nach Standort zwischen 10 t und 20 t Trockensubstanz pro Hektar. Nach der Ernte der 6-8 m hohen Bäume erfolgt ein erneuter Austrieb. Die Ernte wird zu Holzhackschnitzeln verarbeitet und in Holzkraftwerken zur Verstromung und zur Wärmegewinnung genutzt.

Die Wirtschaftlichkeit von KUPs leidet unter den relativ hohen Investitionsvolumina und dem langen Produktionszeitraum gegenüber einjährigen Ackerkulturen. Langfristige Abnahmeverträge können jedoch das Risiko von Zahlungsausfällen durch die unregelmäßigen Zahlungsströme minimieren.

In Deutschland liegt die KUP-Fläche bei ca. 1.500 ha – Tendenz steigend. Der Ausbau der KUPs steht in direkter Konkurrenz zu Energiepflanzen für die Biogasproduktion.

Staatlich verursachte Sonderlasten auf den Strompreis in Mrd. €



Quelle: BDEW

L

Landschaftsästhetik

Um den Begriff Landschaftsästhetik definieren zu können, erscheint es angebracht, die Wortbestandteile Landschaft und Ästhetik zunächst isoliert voneinander zu betrachten. Grundsätzlich wird, wenn von Landschaft die Rede ist, zwischen Natur- und Kulturlandschaft unterschieden. Die Naturlandschaft stellt dabei einen Ausschnitt der Erdoberfläche dar, der seine Prägung von den gestaltenden Kräften der Natur erfahren hat und von jenen des Menschen weitestgehend unbeeinflusst ist. Werden diese natürlich geformten Areale von Aktivitäten des wirtschaftenden Menschen überformt, geht die Naturlandschaft in eine Kulturlandschaft über. Im Kontext der Ästhetik betont Wöbse (2002, S. 19), dass sowohl das naturnahe als auch das vom Menschen geschaffene Erscheinungsformen des Schönen sein können. Während naturnahe Landschaften generell als angenehm empfunden werden, so wird die Vorstellung einer ästhetischen Kulturlandschaft jedoch oftmals auf das Bild einer vorindustriellen, bäuerlichen Landschaft reduziert und dadurch verklärt (Dix/Schenk 2007, S. 819). Dies weist auf die Schwierigkeit hin, die ästhetische Qualität einer Landschaft messbar machen zu wollen. Mit den Methoden der Naturwissenschaften allein ist dies sicherlich nicht zu bewältigen, denn Wöbse (2002, S. 16) definiert die Ästhetik zu Recht als die Wissenschaft der sinnlichen Erkenntnis und der erlebnisbezogenen bewertenden Wahrnehmung. Unter diesen Annahmen wird Landschaft zu einem Objekt des Genusses und somit auch zu einem Produkt der subjektiven Schöpfung.

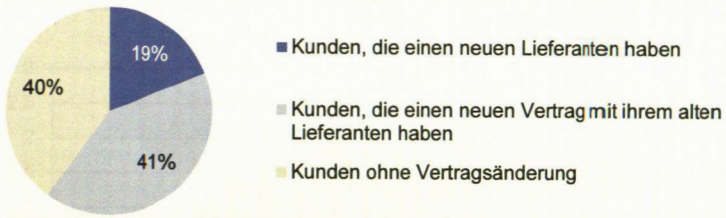
Trotz dieses starken subjektiven Moments wird seitens der Landschaftsarchitektur immer wieder der Versuch unternommen, die Anordnung kulturlandschaftlicher Elemente nach bewährten ästhetischen Prinzipien umzusetzen. Dies berührt neuerdings auch den Bereich der EE, die aufgrund ihres dezentralen Charakters und ihrer großen Einsatzmenge zu einer starken Technisierung von Landschaft beitragen und daher nach einer landschaftsgerechten Anordnung verlangen. Schöbel (2012, S. 85ff.) offenbart mittels seines methodischen Ansatzes, Windkraftanlagen sowohl auf das Relief und die Morpheme der Naturlandschaft als auch auf die Elemente und Texturen der Kulturlandschaft abzustimmen, dass mittels einer landschaftsgerechten Integration von EE durchaus ein Beitrag zur Landschaftsästhetik geleistet werden kann und Kraftwerke nicht zwangsläufig als ein unvermeidlicher Fremdkörper hinzunehmen sind. Dies gelingt jedoch nur, wenn in ihnen ein gelingendes Natur-Kultur-Verhältnis sichtbar wird, also ein Bezug zwischen der jeweiligen Landschaft, den dort lebenden Menschen und der entsprechenden Technologie hergestellt wird. Schöbel (2012, S. 48) geht sogar noch einen Schritt weiter und hebt hervor, dass die noch andauernde Emanzipation der Energieproduktion von Landschaft, - die ihren Ausdruck nicht zuletzt in den unangenehmen „totalen Landschaften" (Sieferle 2003, S. 70ff.) findet - , im Zuge der postfossilen Energiewende wieder rückgängig gemacht werden könne.

Liberalisierter Strommarkt

Die 1998 durchgeführte Liberalisierung des europäischen Energiemarktes beabsichtigte, die Bereiche Erzeugung, Handel und Vertrieb dem freien Wettbewerb zu öffnen. Die Verteilung und der Transport von Strom und Gas blieb den jeweiligen Netzbetreibern vorbehalten, da keine sinnvolle Lösung für die Liberalisierung der Netze gefunden wurde. Die Netznutzungsentgelte sind der Regulierung der Bundesnetzagentur unterworfen.

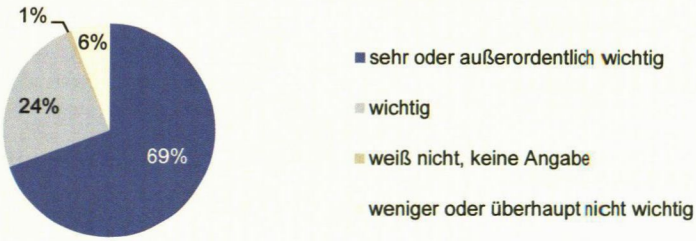
Ziel der Liberalisierung ist es, dass der Endverbraucher den günstigsten Tarif für die Versorgung mit Energie wählen kann und dass eine Monopolbildung der Versorger verhindert wird. Durch das Eindringen von Drittanbietern wurden die ehemaligen Monopolisten gezwungen, unterschiedliche und günstigere Konditionen einzuführen.

Wechselverhalten der Kunden seit der Liberalisierung in %



Quelle: BDEW

Bedeutung des Ausbaus von EE aus Sicht der Bevölkerung in %



Quelle: Forsa 12/2009

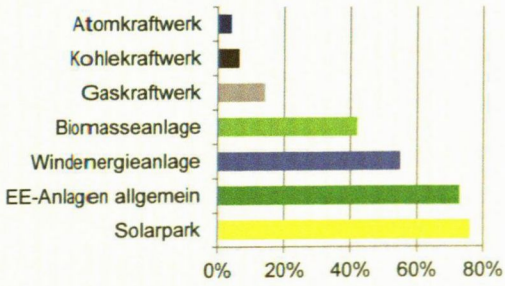
Meinung

Die EE in Deutschland erfahren eine große Akzeptanz in der Bevölkerung.
95 % der Befragten einer Studie des Bundesverbandes WindEnergie e. V. unterstützen den Ausbau von regenerativen Energien. Trotz der höheren Kosten für regenerative Energie befürworten 76 % der Befragten die hohe Förderung, die auf dem EEG beruht. Auch die technischen Anlagen werden von einem Großteil der Befragten als gut empfunden. Durchschnittlich 73 % begrüßen den Bau von Windrädern, Solarparks und Biomasseanlagen. Interessant ist, dass die Akzeptanz erheblich größer ist, wenn die Anwohner Erfahrungen mit bestehenden Anlagen in der Nachbarschaft gemacht haben. Zudem verlangen 81 % der Befragten ein engagiertes Vorgehen der Landes- und Kommunalpolitiker im Bereich der EE.

Mittellast

Die Mittellast beschreibt die Lastkurve oberhalb der Grundlast und tritt vorwiegend zwischen 06:00 Uhr und 24:00 Uhr auf. Der benötigte Strom wird durch Mittellastkraftwerke, die eine schnellere Regelbarkeit als Grundlastkraftwerke aufweisen, erzeugt. In Deutschland werden überwiegend Steinkohlekraftwerke zur Deckung der Mittellast eingesetzt.

Akzeptanz von Stromerzeugungsanlagen in der Nachbarschaft in %



Quelle: Forsa 12/2009

Nachwachsende Rohstoffe

Nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) sind land- und forstwirtschaftlich erzeugte Produkte, die nicht als Nahrungs- oder Futtermittel, sondern in der Wärme-, Strom- und Kraftstoffproduktion Verwendung finden. Nachwachsende Rohstoffe werden in Deutschland auf einer Fläche von 2,28 Mio. Hektar (18 % der deutschen Ackerfläche) angebaut. Im Vergleich dazu liefern ca. 11,1 Mio. Hektar Waldfläche Nutzholz für die Industrie und die Energiegewinnung. Nachwachsende Rohstoffe lassen sich nahezu CO_2-neutral nutzen, da sie während der Wachstums-phase die gleiche Menge CO_2 binden, wie sie bei der Umwandlung in Energie freisetzen. Zusätzliche Energie erfordern Aussaat, Ernte, Transport und Umwandlung. Dennoch tragen nachwachsende Rohstoffe zum Schutz der Umwelt und zur Reduzierung der Importabhängigkeit durch fossile Brennstoffe bei.

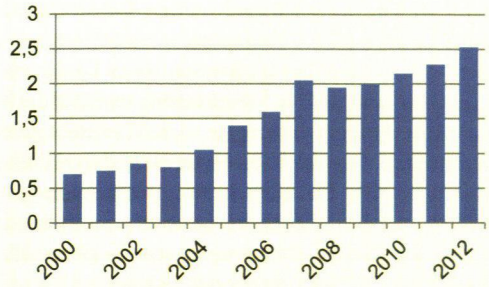
Räumliche Verteilung von Biomethananlagen

Pflanze	Ertrag in t Frischmasse je ha	Biogas in m^3 je t Frischmasse	Strom in kWh	Bruttowärme in kWh
Maissilage	45,0	185	16.818	21.623
Grassilage	36,0	185	13.972	17.964
Roggen-GPS	40,0	163	13.172	16.935
Sudangras	55,0	128	15.043	19.341
Durchwachsene Silphie	60,0	159	20.385	26.209
Topinambur	49,0	143	14.700	18.900
Futterrübe	120,0	90	21.399	27.512
Triticale	30,0	171	10.364	13.325
Weizen	40,0	188	15.284	19.651
Gerste	35,2	195	14.667	18.857
Sonnenblume	60,0	120	15.860	20.392
Zuckerrübe	52,7	175	19.240	24.738
Zuckerhirse	k.a.	108	22.657	29.131

Angaben gerundet und bezogen auf einen ha Anbaufläche; Wirkungsgradverluste des BHKW: 20 % (elektrisch), 15 % (thermisch), 35 % Fermenter (thermisch)

Quelle: FNR

Anbaufläche nachwachsender Rohstoffe in Deutschland in Mio. ha



Quelle: FNR

Biogas

Biogas entsteht durch Vergärung von Biomasse. Neben landwirtschaftlich produzierten Energiepflanzen können auch biogene Reststoffe (Biomüll, Speisereste etc.) zu Biogas vergoren werden. Biogas ist ein brennbares Gas, das in BHKW-Anlagen eingesetzt werden kann, um daraus Strom und Wärme zu erzeugen. Abhängig von den eingesetzten Rohstoffen, kann die Zusammensetzung sehr unterschiedlich sein. Je höher der Anteil an CH_4 (Methan) im Biogas ist, desto höher ist der Energiegehalt des Gases. Im Durchschnitt besitzt Biogas einen Methangehalt von 60 %.

Biomethan / Bio-Erdgas

Um Biogas in ein Erdgasnetz einspeisen zu können, muss es die gleiche Qualität wie das im Netz befindliche Erdgas aufweisen. Da Biogas an Menge und Art viele Stoffe beinhaltet, die nicht ins Erdgasnetz eingeleitet werden dürfen, muss das Biogas gereinigt werden. Dies erfolgt in Aufbereitungsanlagen (vgl. Karte: "Räumliche Verteilung von Biomethananlagen"). Die bekanntesten Aufbereitungsverfahren sind die PSA-Anlagen (Druckwechseladsorption) und die DWW-Anlagen (Druckwasserwäsche).
Wenn Biogas veredelt und in das Erdgasnetz eingespeist wurde, erhält es den Namen Bio-Erdgas oder Biomethan. Dieses Bio-Erdgas oder Biomethan kann an beliebiger Stelle dem Erdgasnetz entnommen werden und steht dann für unterschiedliche Nutzungspfade zur Verfügung.

Räumliche Verteilung von Biomethananlagen



Quelle: Stephan Bosch, nach dena 2011, S. 8 ff.

Biokraftstoffe

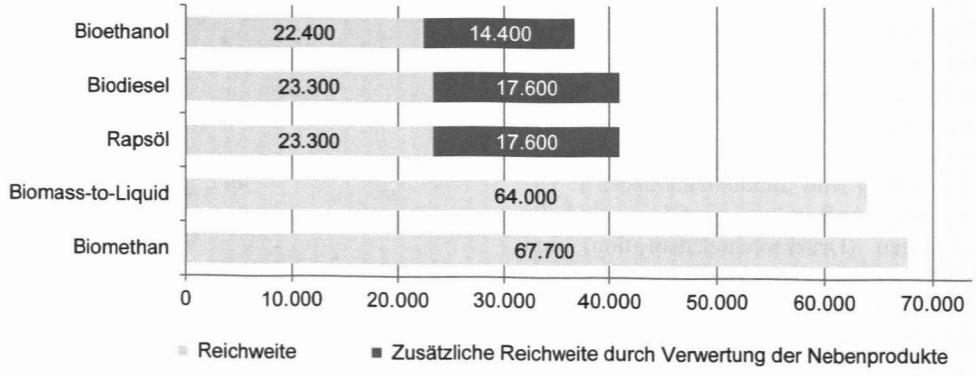
Biokraftstoffe sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden. Für die Herstellung der Biokraftstoffe dürfen nur solche Rohstoffe eingesetzt werden, die aus einem nachhaltigen Anbau stammen. Die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen) legt fest, dass für am Markt gehandelte Biokraftstoffe Nachhaltigkeitsnachweise vorgelegt werden müssen, die die Einhaltung der Verordnung während des gesamten Herstellungsprozesses bestätigen.

Zu den Biokraftstoffen zählen u. a. Biodiesel, Pflanzenöl und Bioethanol. Zunehmend an Bedeutung auf dem Kraftstoffmarkt gewinnt Biogas und Bio-Erdgas bzw. Biomethan. Bio-Erdgas wird über das Erdgasnetz verteilt, Biogas kann an autarken Inseltankstellen vertrieben werden.

In Deutschland werden durch den Verkehr ca. 18 % der CO_2-Emissionen erzeugt. Mit Biokraftstoffen betriebene PKWs können zu einer deutlichen Reduzierung dieser Emissionen beitragen, sofern auch entlang der gesamten Prozesskette – vom Anbau der nachwachsenden Rohstoffe bis zum Endprodukt – Emissionen minimiert werden. So werden beispielsweise beim Umbruch von Grünland oder bei der Rodung von Wäldern zur Ackerlandgewinnung so viele Treibhausgase freigesetzt, dass die CO_2-Neutralität der NaWaRos über viele Dekaden hinweg nicht mehr gewährleistet ist. Besonders umweltfreundlich ist daher die Nutzung biogener Reststoffe (Biomüll, Speisereste, Restprodukte aus Forst- und Landwirtschaft). Innerhalb der Biokraftstoffe weisen Biomethan bzw. Bio-Erdgas die günstigste Klimabilanz und die höchsten Reichweiten pro Hektar Anbaufläche auf.

Der Einsatz von Biokraftstoffen kann einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten und erhöht die Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten.

Reichweite ausgewählter Biokraftstoffe in PKW-km je Hektar



Quelle: FNR

Nennleistung

Die Nennleistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage ist die maximal zulässige Dauerabgabeleistung.

Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein Leistungswert zu bestimmen, der bei Normalbedingungen gemäß den Fachnormen für Abnahmemessungen erreichbar ist. Bei KWK-Anlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.

Netto-Stromerzeugung

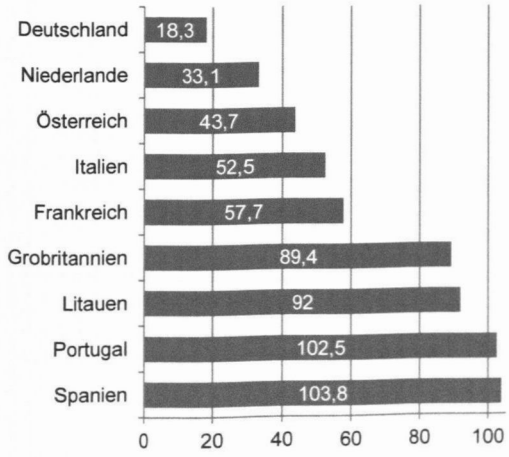
Die Netto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung.

Netto-Stromerzeugung =
Bruttostromerzeugung –
Betriebs-Eigenverbrauch

Netz

Das deutsche Stromnetz, das ca. 1,78 Mio. km lang ist, transportiert den Strom von den Erzeugungsanlagen zu den Endverbrauchern und ist dabei auf vier Ebenen aufgeteilt.
Das Höchstspannungsnetz (35.708 km) verbindet Kohle-, Atom- und Wasserkraftwerke mit Ballungsräumen und den Kuppelstellen an den Landesgrenzen.
Das Hochspannungsnetz (77.279 km) verteilt die Energie zwischen den Ballungszentren und industriellen Großbetrieben. Die dritte Ebene bildet das Mittelspannungsnetz (507.201 km). Es liefert den Strom zu den Transformatoren der Niederspannungsnetze, zu Fabriken oder zu Behörden. Zudem nutzen die Stadtwerke dieses Netz zur Verteilung. Die letzte Ebene, das Niederspannungsnetz (1,16 Mio. km), übernimmt die Feinverteilung an private Haushalte, Industrie und Gewerbe. Das deutsche Stromnetz ist mit einer Zuverlässigkeit von 99,9 % und einem durchschnittlichen Ausfall von 18,3 Minuten pro Jahr und Kunde das beste in Europa. Die Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes ist besonders für Unternehmen der hochtechnisierten und automatisierten Branchen ein wichtiger Standortfaktor.

Durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunde in Minuten (2006-2008)

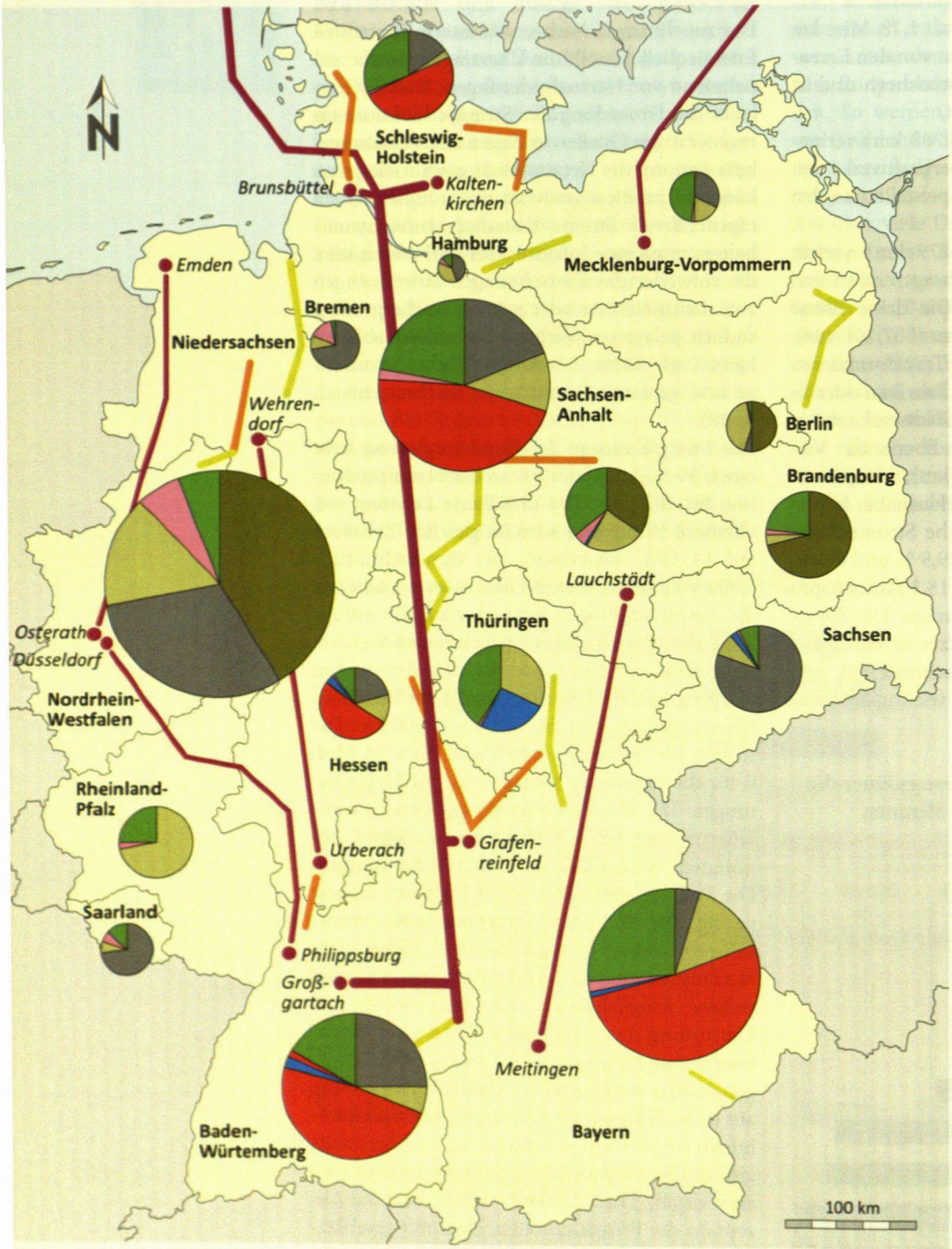


Quelle: BDEW

Netzausbau

Der zunehmende Ausbau von intermittierenden Energiequellen stellt die Übertragungsnetze zunehmend vor Herausforderungen. Das EEG erlaubt die Drosselung der Stromproduktion aus regenerativen Quellen in Zeiten eines Überangebots nur, um die Netzstabilität gewährleisten zu können. Um diese auch bei einem hohen Anteil regenerativen Stroms dauerhaft aufrechtzuerhalten, muss eine Infrastruktur vorhanden sein, die entweder die überschüssigen Strommengen zwischenspeichern oder schnell in die großen, südlich gelegenen Verbraucherzentren ableiten kann (vgl. Karte: Länderspezifische Strommixe und geplante Stromtrassen in Deutschland, S. 40).
Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht einen 35 %-Anteil der EE an der Stromproduktion bis 2020 vor. Die installierte Leistung von Offshore-Windparks wird im gleichen Zeitraum auf 14 GW anwachsen. Bei durchschnittlich 4.200 Volllaststunden pro Jahr müssen nicht nur die Netzanbindungen sondern auch die Abführung der Strommengen gewährleistet werden. Ausgehend von der Annahme, dass der Ausbau wie prognostiziert eintritt, beträgt der Bedarf an Übertragungstrassen bis 2020 ca. 3.600 km. Die Kosten für den Ausbau betragen etwa 10 Mrd. € für die günstigste Variante mit HGÜ-Freileitungen. Die sog. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bildet im dringend benötigten Netz Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Die Verluste sind mit 3 % pro 1.000 km äußerst gering. Die Verluste in herkömmlichen Wechselstrom-Netzen betragen ca. 10 %. Neben dem Netzausbau mit HGÜ-Freileitungen gibt es zwei weitere Möglichkeiten. Einerseits würde die Umrüstung des bestehenden Netzes auf Hochtemperatur-Leitungen einen nur 1.700 km langen Ausbau nötig machen. Doch die Umstellung auf diese Technologie würde ein Investitionsvolumen von 17 Mrd. € voraussetzen. Andererseits gibt es die Möglichkeit, Leitungen unterirdisch zu verlegen. Diese Variante würde zwar die Akzeptanz der Bürger erhöhen, doch mit geschätzten Kosten von 22 bis 29 Mrd. € ist diese auch die teuerste Variante.
Bei jährlichen Netznutzungsentgelten aller Spannungsebenen von über 20 Mrd. € sind die jährlichen Investitionen in das Stromnetz mit etwa 3 Mrd. € bislang vergleichsweise gering ausgefallen.

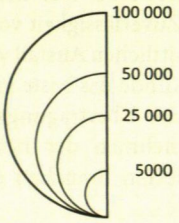
Länderspezifische Strommixe und geplante Stromtrassen in Deutschland



Anteil Energieträger an Nettostromerzeugung im Jahr 2010

- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Kernenergie
- Pumpspeicherwasser
- Sonstige (z.B. Heizöl, Raffineriegas)
- Erneuerbare Energien

Nettostromerzeugung im Jahr 2010 in Mio kWh



Geplante Stromtrassen bis 2022

- geplante Gleichstromtrassen 4 Gigawatt
- geplante Gleichstromtrassen 2 Gigawatt
- geplante Wechselstromtrassen
- Wechselstromtrassen im Bau, genehmigt oder im Genehmigungsverfahren

Trassenverlauf noch nicht konkret

Datenquellen: Statistische Landesämter
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Kartengrundlage: Umweltbundesamt
Kartographie: Dipl.-Ing.(FH) Jochen Bohn

Quelle: Stephan Bosch

Netzbetreiber

In Deutschland gibt es vier große Netzbetreiber und über 900 regionale Verteilnetzbetreiber, die die Lieferung zum Endverbraucher übernehmen.

Amprion (vormals RWE)

- 11.000 km Höchstspannungsnetz in Westdeutschland und im westl. Teil Bayerns
- 73.100 km² versorgte Fläche
- 27 Mio. Kunden
- Spannungsstufen: 380 kV, 220 kV
- 194 TWh Transportleistung im Jahr
- 850 Mitarbeiter

Tennet/ Transpower (vormals E.ON)

- 10.700 km Höchstspannungsnetz von Schleswig-Holstein bis Bayern
- 140.000 km² versorgte Fläche
- 20 Mio. Kunden
- Spannungsstufen: 380 kV, 220 kV
- 700 Mitarbeiter

Elia/ 50Hertz Transmission (vormals Vattenfall)

- 9.800 km Höchstspannungsnetz in Ostdeutschland
- 109.000 km² versorgte Fläche
- 18,2 Mio. Kunden
- Spannungsstufen: 380 kV, 220 kV, 400 kV (HGÜ)
- 95 TWh Transportleistung im Jahr
- Maximale Windeinspeisung 2009: 9.094 MW
- 600 Mitarbeiter

EnBW

- 3.644 km Höchstspannungsnetz in Baden-Württemberg
- 34.600 km² versorgte Fläche
- 10 Mio. Kunden
- Spannungsstufen: 380 kV, 220 kV
- 100 Mitarbeiter

Netzparität

Unter Netzparität (engl. grid parity) wird im Allgemeinen der Zeitpunkt verstanden, an dem die Stromgestehungskosten einer Photovoltaikanlage auf das Niveau des Strombezugspreises aus dem öffentlichen Stromnetz gesunken sind bzw. dieses unterschreiten. Das Erreichen von Netzparität ist von einer Reihe von Faktoren abhängig, zu denen neben der örtlichen Lage, der Sonnenscheindauer und -intensität auch die Weltmarktpreise für konventionelle Energieträger und die Preisentwicklungen für Photovoltaikmodule gehören (vgl. Zaman, Lockman 2011).

Der allgemeine Begriff der Netzparität bedarf einer Präzisierung, denn er gibt keine Auskunft darüber, welche Kosten dabei welchen Strombezugspreisen gegenübergestellt werden. Hinsichtlich der Kosten müssen neben den System- und Betriebskosten auch die Finanzierungskosten und die Rendite für die Betreiber sowie gegebenenfalls die Kosten für Automatisierungstechniken und die Speicherkosten einkalkuliert werden. Zudem muss dabei auch die Anlagenleistungsklasse berücksichtigt werden. Als Bezugspreise können neben den Strombezugspreisen auf Verbraucherebene, d. h. Haushalts-, Gewerbe- und Industriestrompreise, auch die Großhandelspreise auf Kraftwerksebene, d. h. Termin- und Spotmarktpreise sowie Grund-, Mittel- oder Spitzenlastpreise, dienen. Abhängig davon, welche Kosten und Bezugspreise einander gegenübergestellt werden, können zwei Varianten von Netzparität unterschieden werden. Zum einen die Netzparität auf Ebene der Verbraucher, bei der die Stromgestehungskosten einer PV-Anlage den Strombezugskosten einer bestimmten Verbrauchergruppe gegenübergestellt werden, zum anderen die Netzparität auf Kraftwerksebene, bei der die verschiedenen Arten von Großhandelsstrompreisen mit den PV-Stromgestehungskosten verglichen werden (vgl. IÖW 2011).

Die meisten Untersuchungen zur Netzparität betreffen den Haushaltssektor. Ermittelt werden hierbei die zu erwartenden Entwicklungen der Stromgestehungskosten von Photovoltaikdachanlagen und der Haushaltsstrompreise. Prognosen zufolge wird in Deutschland zwischen 2012 und 2016 in diesem Sektor Netzparität eintreten. Der Zeitraum zwischen 2013 und 2014 gilt dabei als besonders wahrscheinlich (vgl. IÖW 2011; Breyer, Gerlach o. J.). Bis zum Jahr 2020 sollen 80 % der europäischen Länder im Haushaltssektor Netzparität erreichen. Dabei wird in Ländern mit sehr guten bis guten Einstrahlungsverhältnissen und hohen Strombezugspreisen Netzparität als erstes eintreten (vgl. Breyer, Gerlach o. J.).

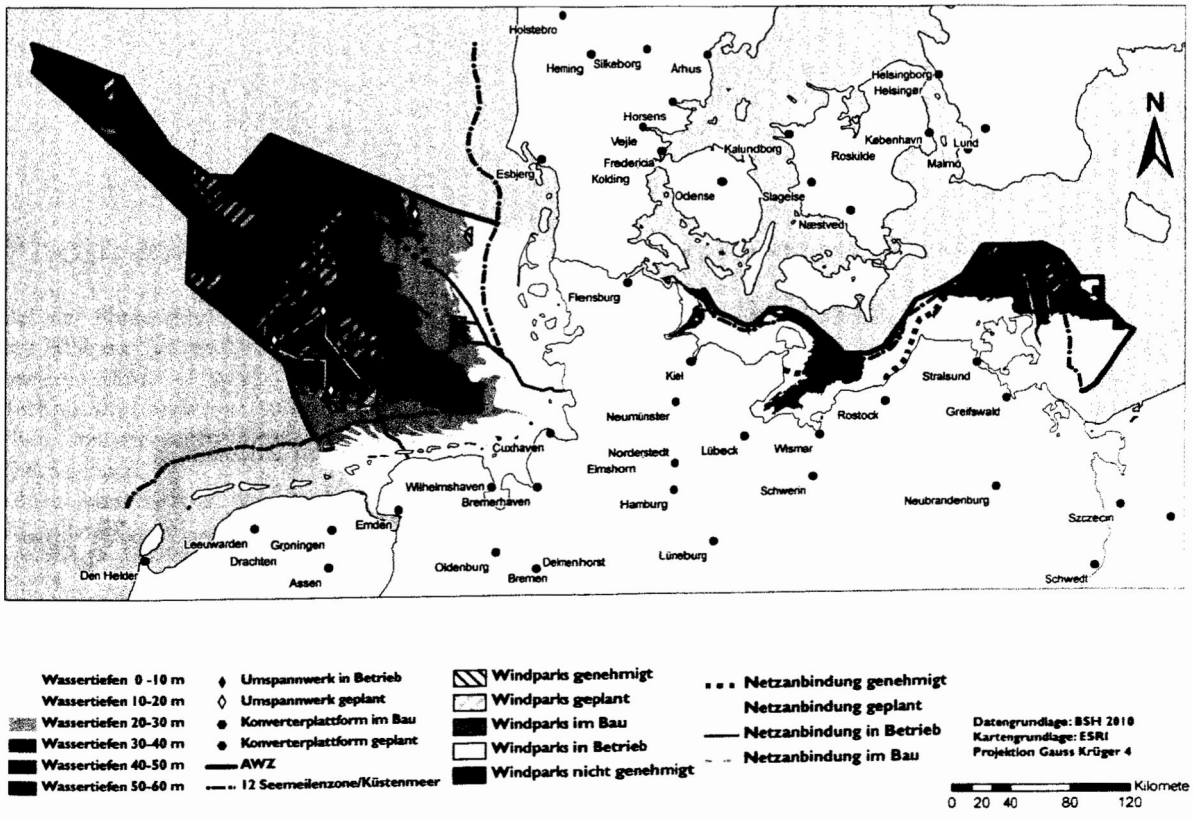
Onshore-Windenergieanlagen

Onshore-Windenergieanlagen befinden sich an Land. Die Logistik zu den Baustellen, der Aufbau der Anlagen und deren Netzanbindung sind einfacher und kostengünstiger zu realisieren, als bei Anlagen auf dem Meer. Lange Zeit galten nur die Küstenregionen als optimale Standorte für Onshore-Windkraftanlagen. Doch mit wachsenden Nabenhöhen von 100 m und mehr lassen sich auch im Binnenland die Windpotentiale wirtschaftlich nutzen. Weite Teile Süddeutschlands und der Mittelgebirge bieten gute Voraussetzungen für die Erschließung durch Windkraftanlagen.

Offshore-Windenergieanlagen

Offshore-Windenergieanlagen werden im Meer installiert. Durch die höheren Windgeschwindigkeiten und deren Stetigkeit über der offenen Wasserfläche kann mehr Energie umgewandelt werden. Die Energieausbeute von Offshore-Windparks liegt um bis zu 40 % höher als bei den Anlagen an Land. Jedoch sind auf See die Installationskosten aufgrund der Entfernung vom Festland (30-100 km) und der Wassertiefe (20-40 m) höher. Offshoreprojekte werden in deutschen Gewässern aufgrund der sensiblen Natur des Wattenmeeres und zum Schutz des Landschaftsbildes besonders weit von der Küste entfernt realisiert (vgl. Karte).

Geplante und genehmigte Windparks in der AWZ



Quelle: Stephan Bosch, nach BSH

Netzparität

Unter Netzparität (engl. grid parity) wird im Allgemeinen der Zeitpunkt verstanden, an dem die Stromgestehungskosten einer Photovoltaikanlage auf das Niveau des Strombezugspreises aus dem öffentlichen Stromnetz gesunken sind bzw. dieses unterschreiten. Das Erreichen von Netzparität ist von einer Reihe von Faktoren abhängig, zu denen neben der örtlichen Lage, der Sonnenscheindauer und -intensität auch die Weltmarktpreise für konventionelle Energieträger und die Preisentwicklungen für Photovoltaikmodule gehören (vgl. Zaman, Lockman 2011).

Der allgemeine Begriff der Netzparität bedarf einer Präzisierung, denn er gibt keine Auskunft darüber, welche Kosten dabei welchen Strombezugspreisen gegenübergestellt werden. Hinsichtlich der Kosten müssen neben den System- und Betriebskosten auch die Finanzierungskosten und die Rendite für die Betreiber sowie gegebenenfalls die Kosten für Automatisierungstechniken und die Speicherkosten einkalkuliert werden. Zudem muss dabei auch die Anlagenleistungsklasse berücksichtigt werden. Als Bezugspreise können neben den Strombezugspreisen auf Verbraucherebene, d. h. Haushalts-, Gewerbe- und Industriestrompreise, auch die Großhandelspreise auf Kraftwerksebene, d. h. Termin- und Spotmarktpreise sowie Grund-, Mittel- oder Spitzenlastpreise, dienen. Abhängig davon, welche Kosten und Bezugspreise einander gegenübergestellt werden, können zwei Varianten von Netzparität unterschieden werden. Zum einen die Netzparität auf Ebene der Verbraucher, bei der die Stromgestehungskosten einer PV-Anlage den Strombezugskosten einer bestimmten Verbrauchergruppe gegenübergestellt werden, zum anderen die Netzparität auf Kraftwerksebene, bei der die verschiedenen Arten von Großhandelsstrompreisen mit den PV-Stromgestehungskosten verglichen werden (vgl. IÖW 2011).

Die meisten Untersuchungen zur Netzparität betreffen den Haushaltssektor. Ermittelt werden hierbei die zu erwartenden Entwicklungen der Stromgestehungskosten von Photovoltaikdachanlagen und der Haushaltsstrompreise. Prognosen zufolge wird in Deutschland zwischen 2012 und 2016 in diesem Sektor Netzparität eintreten. Der Zeitraum zwischen 2013 und 2014 gilt dabei als besonders wahrscheinlich (vgl. IÖW 2011; Breyer, Gerlach o. J.). Bis zum Jahr 2020 sollen 80 % der europäischen Länder im Haushaltssektor Netzparität erreichen. Dabei wird in Ländern mit sehr guten bis guten Einstrahlungsverhältnissen und hohen Strombezugspreisen Netzparität als erstes eintreten (vgl. Breyer, Gerlach o. J.).

O

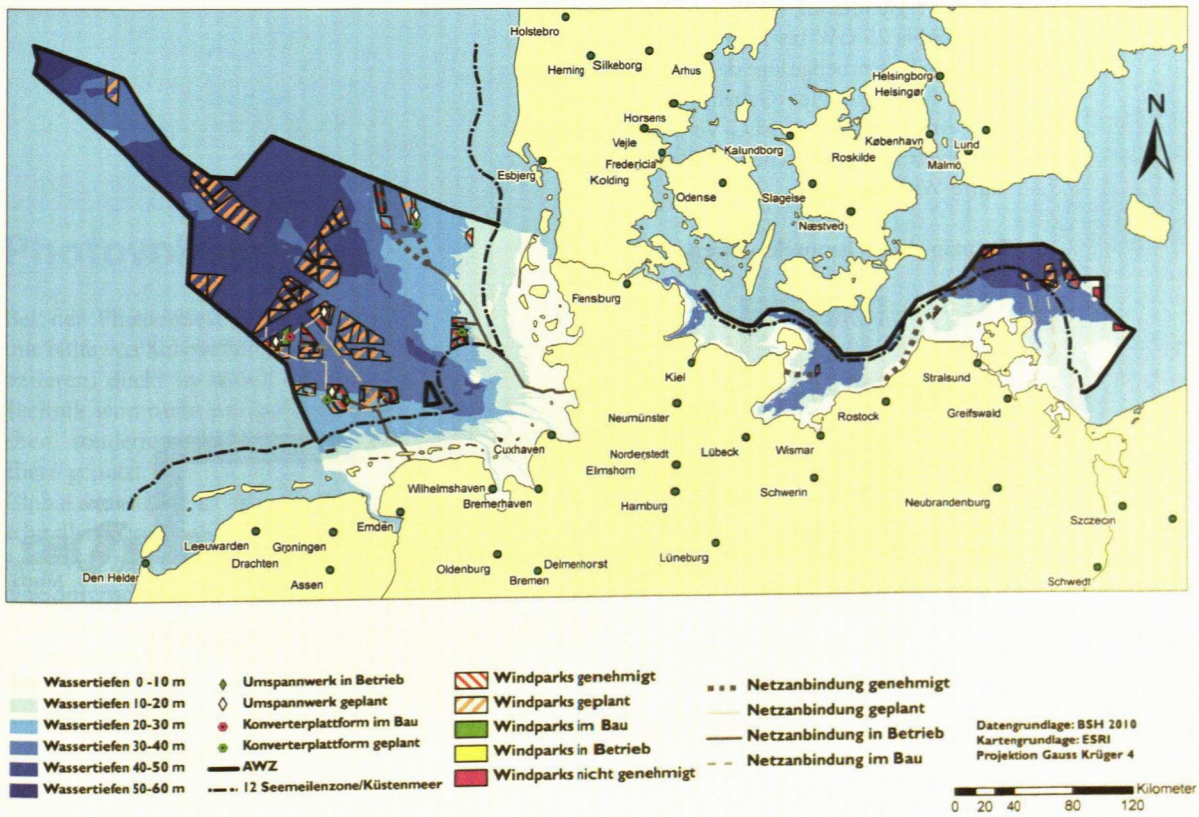
Onshore-Windenergieanlagen

Onshore-Windenergieanlagen befinden sich an Land. Die Logistik zu den Baustellen, der Aufbau der Anlagen und deren Netzanbindung sind einfacher und kostengünstiger zu realisieren, als bei Anlagen auf dem Meer. Lange Zeit galten nur die Küstenregionen als optimale Standorte für Onshore-Windkraftanlagen. Doch mit wachsenden Nabenhöhen von 100 m und mehr lassen sich auch im Binnenland die Windpotentiale wirtschaftlich nutzen. Weite Teile Süddeutschlands und der Mittelgebirge bieten gute Voraussetzungen für die Erschließung durch Windkraftanlagen.

Offshore-Windenergieanlagen

Offshore-Windenergieanlagen werden im Meer installiert. Durch die höheren Windgeschwindigkeiten und deren Stetigkeit über der offenen Wasserfläche kann mehr Energie umgewandelt werden. Die Energieausbeute von Offshore-Windparks liegt um bis zu 40 % höher als bei den Anlagen an Land. Jedoch sind auf See die Installationskosten aufgrund der Entfernung vom Festland (30-100 km) und der Wassertiefe (20-40 m) höher. Offshoreprojekte werden in deutschen Gewässern aufgrund der sensiblen Natur des Wattenmeeres und zum Schutz des Landschaftsbildes besonders weit von der Küste entfernt realisiert (vgl. Karte).

Geplante und genehmigte Windparks in der AWZ



Quelle: Stephan Bosch, nach BSH

Offshore-Windenergieanlagen

Wie auf dem Festland weist auch in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) die Raumordnung Flächen für die Windenergienutzung aus.

Das erste große deutsche Offshore-Projekt ist *Alpha Ventus*. Auf diesem Testfeld erforschen Hersteller und Betreiber die besonderen Herausforderungen für die Umsetzung von Offshore-Windenergie. Die zwölf Windkraftanlagen der 5 MW-Klasse stehen in 30 m tiefem Wasser 45 km nordwestlich von Borkum und erzeugen Strom für ca. 50.000 Haushalte. Sechs der Windenergieanlagen ruhen auf sog. Jacket-Fundamenten. Die restlichen Anlagen sind mittels Tripod-Fundamenten fest auf dem Meeresboden verankert. Der Windpark wird in den kommenden Jahren wichtige Erkenntnisse hinsichtlich Installation, Betrieb und Wartung einer Windenergieanlage auf dem offenen Meer liefern.

Die Bundesregierung strebt einen Ausbau der Windenergienutzung in Nord- und Ostsee auf 20 GW bis 25 GW bis zum Jahre 2030 an. Die erzeugte Strommenge läge dann bei 85 TWh pro Jahr. Beschleunigte Genehmigungsverfahren und eine angehobene EEG-Vergütung steigern die Investitionsbereitschaft im Bereich der Offshore-Windenergie.

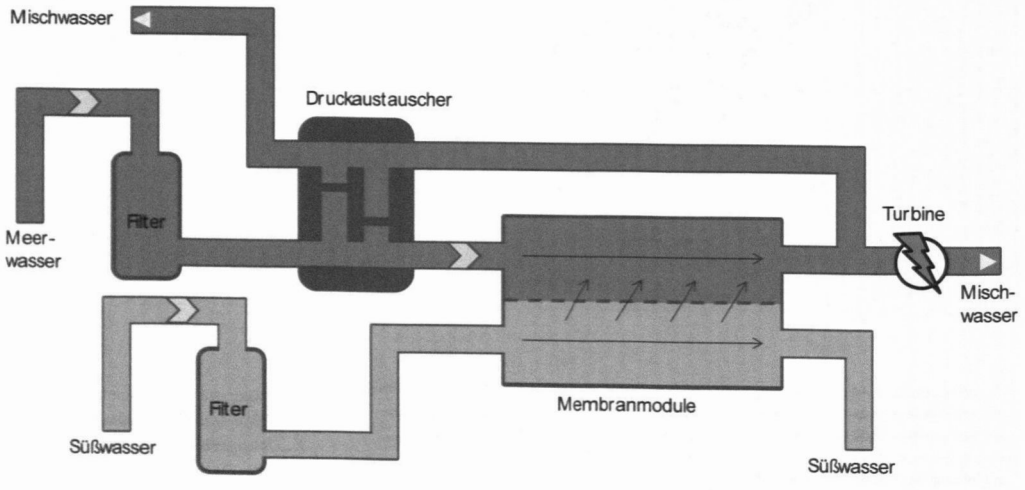
Osmosekraftwerk

Die Technologie eines Osmosekraftwerkes beruht auf dem physikalischem Prinzip, dass Flüssigkeiten mit unterschiedlicher Salzkonzentration einen Ausgleich anstreben. Eine halbdurchlässige Membran trennt Salzwasser von Süßwasser. Um die unterschiedlichen Salzgehalte auszugleichen, strömt Süßwasser durch die Membran in eine Kammer, die mit Salzwasser gefüllt ist.

Die Membran verhindert den Rückstrom von Salzwasser auf die Süßwasserseite. Der einseitige Zustrom bewirkt einen Druckanstieg auf der Salzwasserseite. Mit dem Überdruck lässt sich eine Turbine antreiben und Strom erzeugen.

Die optimalen Standorte von Osmosekraftwerken liegen an Flussmündungen, da große Mengen von Salz- und Süßwasser benötigt werden. Die erste Pilotanlage wurde im November 2009 am Oslofjord (Norwegen) in Betrieb genommen.

Prinzip eines Osmosekraftwerks



Quelle: Eigene Darstellung, nach Statkraft

Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)

Ein OTEC-Kraftwerk (dt. Meereswärmekraftwerk) nutzt die unterschiedlichen Temperaturen von ozeanischem Oberflächen- und Tiefenwasser zur Stromgewinnung. Dabei wird das bis zu 26 °C warme Oberflächenwasser in einem Organic Rankine Cycle zur Verdampfung eines Arbeitsmediums, z. B. Ammoniak, verwendet. Das verdampfte Arbeitsmedium treibt eine Turbine zur Stromerzeugung an, wird anschließend in einem Kondensator verflüssigt und erneut dem Verdampfer zugeführt. Das kalte Tiefenwasser, das den Wärmetauscher im Kondensator durchfließt, hat eine Temperatur von 6 °C und stammt aus einer Tiefe von mind. 1.000 Metern.

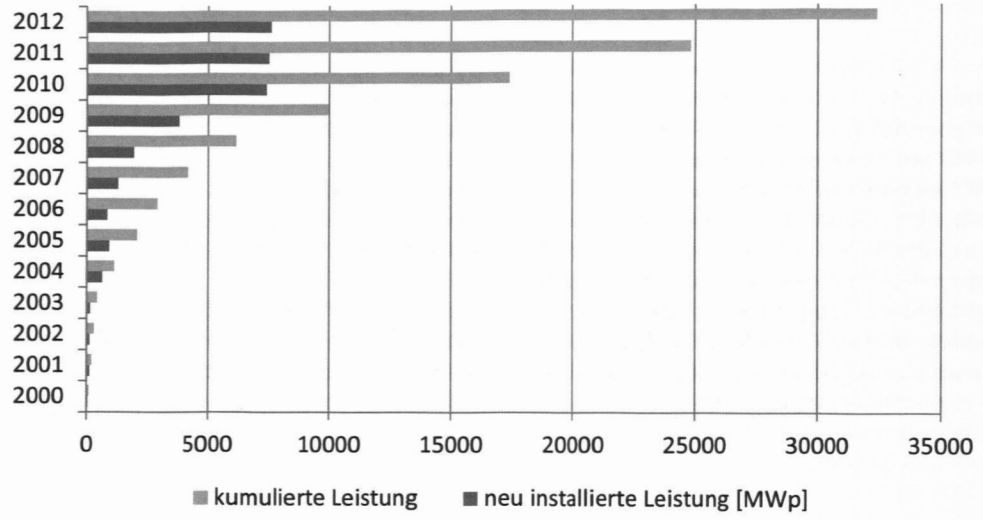
Optimale Standorte sind tropische oder subtropische Küstenregionen mit küstennahen Meerestiefen von über 1.000 Metern. Die Küsten West- und Ostafrikas, der südöstlichen USA und einiger karibischer und pazifischer Inselstaaten haben geeignete Voraussetzungen. Zwischen 1993 und 1998 war auf Hawaii eine Versuchsanlage erfolgreich in Betrieb.
Der geringe Wirkungsgrad von etwa 3 %, der hohe Strombedarf der Pumpen und die enorme Größe der Anlagen im Verhältnis zur Energieausbeute haben die kommerzielle Nutzung bisher verhindert.

P

Photovoltaik

Bei der Photovoltaik wird die Sonnenenergie mit Hilfe von Solarzellen, die meist auf Silizium basieren, direkt in Strom umgewandelt. Diese Technik wird nicht nur großflächig auf Freiflächen, sondern auch kleinräumig auf Hausdächern genutzt.
Global betrachtet ist die Photovoltaik die am schnellsten wachsende Form der EE. Im Zeitraum von 2006 bis 2011 konnte die Photovoltaik eine durchschnittliche Zunahme der jährlich installierten Leistung von 58 % verzeichnen. Dies ist verglichen mit den anderen Formen EE ein überdurchschnittlich hohes Wachstum an neu installierter Leistung. 2011 wurden weltweit beinahe 30 GW neu installiert, wodurch die global installierte Leistung der Photovoltaik um 74 % auf knapp 70 GW anstieg (vgl. REN 21 2012).
In Deutschland nimmt die Bedeutung der Photovoltaik hinsichtlich der Energieversorgung immer mehr zu. Mit einer installierten Leistung von 32,4 MWp im Jahr 2012 übertrifft die Photovoltaik die Leistung aller anderen Kraftwerkstypen in Deutschland. 2012 konnten mittels Photovoltaik etwa 6 % des Nettostrombedarfs gedeckt werden und damit der Jahresstrombedarf von etwa acht Millionen Haushalten (vgl. BSW-Solar 2013; Fraunhofer ISE 2013).

Entwicklung installierter und kumulierter Leistung in MWp in Deutschland



Quelle: BSW-Solar 2013, IEA-PVPS 2012

Photovoltaik in Deutschland 2012

Wirkungsgrad	Dünnschichtmodule: 5-13 %
	Dickschichtmodule: 13-24 %
Neu installierte Leistung	7.600 MWp
Installierte Leistung insgesamt	32.400 MWp
Stromproduktion	28 TWh
Anteil am deutschen Bruttostromverbrauch	4,7 %
Anzahl installierter PV-Anlagen	1,28 Mio.
CO_2-Vermeidung	>18 Mio. t
Anzahl PV-Unternehmen	5.000
Exportquote	60 %

Quelle: BSW - Solar 2013

Potenzial

Bezüglich des Potenzialbegriffes ist zwischen theoretischem, technischem, wirtschaftlichem und erschließbarem Potenzial zu unterscheiden. Das theoretische Potenzial eines Raumausschnittes wird durch das physikalisch vorhandene Angebot an Energie definiert. Beispielhaft steht hierfür die Strahlungsenergie der Sonne, die jährlich auf einen Ausschnitt der Erdoberfläche auftrifft. Im subtropischen Bereich – dort entstehen nicht zuletzt zahlreiche konzentrierende solarthermische Kraftwerke – können bei 3.000 Sonnenstunden durchaus 2.500 kWh/m²/a erreicht werden. Aufgrund technologischer, struktureller, ökologischer und administrativer Hemmnisse lässt sich jedoch nur ein geringer Teil davon nutzen. Das technische Potenzial beschreibt folglich, welcher Anteil des theoretischen Potenzials sich angesichts der aktuellen technischen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen tatsächlich umsetzen lässt. Der technologische Fortschritt führt sukzessive zu einer Vergrößerung des technischen Potenzials. Durch den Einsatz von immer höheren Windkraftanlagen bspw. lassen sich mittlerweile auch die größeren Windenergiepotenziale der bodenfernen Luftschichten nutzen. Doch aus unternehmerischer Perspektive bedeutet dies noch lange nicht, dass sich jeder Standort für die Errichtung von Windkraftanlagen eigent. Nur jener Teil des technischen Potenzials, dessen Erschließung lukrativ ist, wird i. d. R. auch beplant und damit als wirtschaftliches Potenzial bezeichnet. Dieses wird durch Angebot und Nachfrage gesteuert und ist größeren Schwankungen unterlegen. Jedoch ist es nicht zulässig, jegliches wirtschaftliche Potenzial auch zu erschließen. Administrative Restriktionen, wie ausgewiesene Ausschlussgebiete, Vogelschutzgebiete und FFH-Gebiete, aber auch die Regelungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, können Projekte auf ökonomisch durchaus sinnvollen Standorten verhindern. Demgegenüber ist es mittels Fördermechanismen (z. B. NawaRo-Bonus) möglich, wirtschaftliche Potenziale auch auf suboptimalen Standorten zu realisieren. Sowohl im ersten als auch im zweiten Fall wird vom erschließbaren Potenzial gesprochen. In der Regel ist dieses kleiner als das wirtschaftliche Potenzial (Kaltschmitt et al. 2006, S. 20ff.).

Potenzial Erneuerbarer Energien bis 2020 und Flächenverbrauch

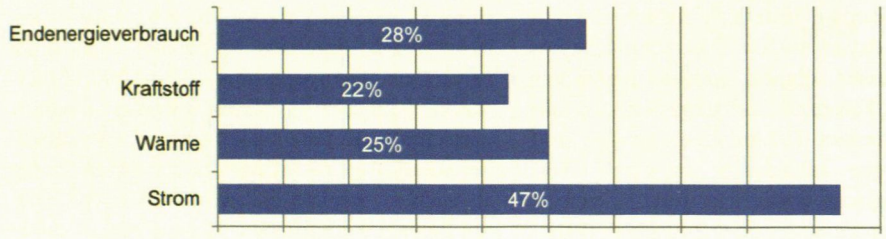
Energieträger	Potential 2020	Flächenverbrauch
Windenergie	Strom: 18,8 %	270.000 ha
Solarenergie	Strom: 6,6 %	Freifläche: 10.500 ha
	Wärme: 2,6 %	Gebäude: 37.000 ha
Geothermie	Strom: 0,6 %	960.000 ha (unterirdisch)
	Wärme: 3,6 %	
Bioenergie	Strom: 9,1 %	3,7 Mio. ha
	Wärme: 13,1 %	
	Kraftstoff: 21,4 %	
Wasserkraft	Strom: 5,4 %	

Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien

Potenzial Erneuerbarer Energien bis 2020

Die EE-Branche prognostiziert einen Anteil von regenerativen Energien am Endenergieverbrauch bis 2020 von 28 %. Dadurch würden sich die Kosten für den Import fossiler Energieträger um 50 Mrd. € pro Jahr reduzieren und gleichzeitig 287 Mio. t Treibhausgase eingespart werden.

Potenzieller Anteil regenerativer Energieformen 2020



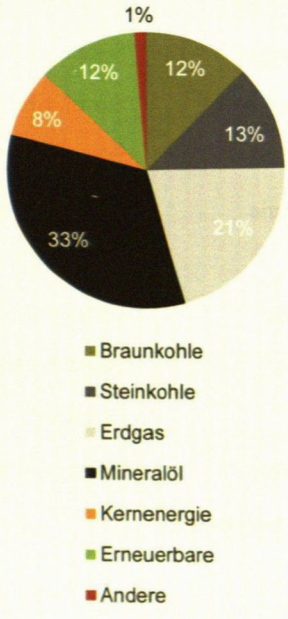
Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien

Primär-energieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch einer Volkswirtschaft bezeichnet die gesamte zugeführte Menge an Primärenergieträgern. Die Primärenergie wird aus Energieträgern gewonnen, die direkt in der Natur vorkommen. Primärenergieträger sind Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Uran sowie erneuerbare Energiequellen. Der deutsche Primärenergieverbrauch betrug 2010 14.012 PJ. Trotz des wirtschaftlichen Wachstums ist der Verbrauch seit 1990 um 900 PJ pro Jahr gesunken und weist eine leicht rückläufige Tendenz auf.

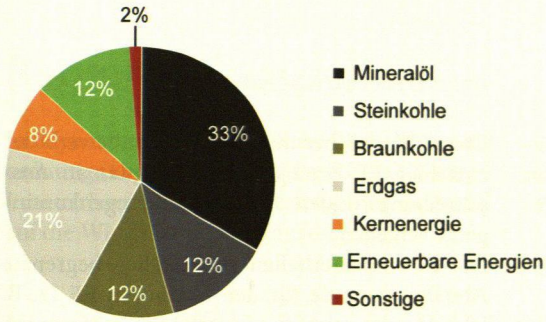
Der Primärenergieverbrauch liegt immer über dem Endenergieverbrauch, der sich abzüglich der Verluste durch Umwandlung und Transport definiert.

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2012



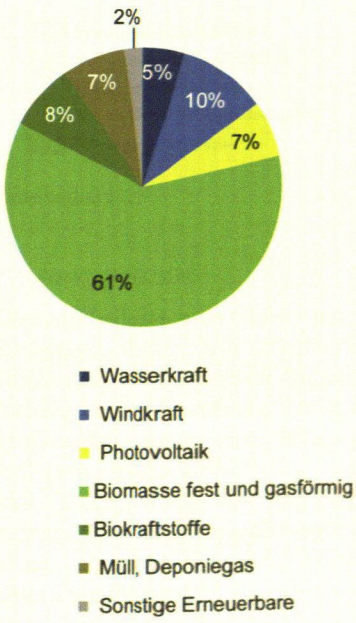
Quelle: BMWi

Anteil der Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland 2012



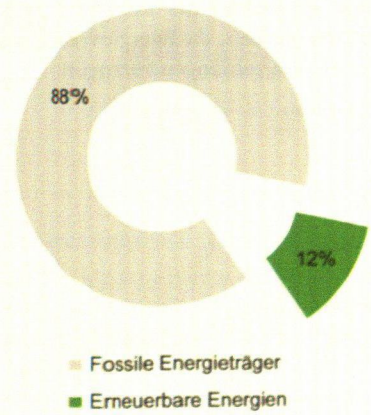
Quelle: BMWi, AGEB

Anteile der einzelnen Energiequellen am EE-Anteil des Primärenergieverbrauches

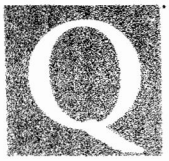


Quelle: AGEB

Anteil Erneuerbare Energien am Primärenergieverbrauch 2012



Quelle AGEB



Quotenmodell

Die meisten Industrieländer haben sich der Reduktion von CO_2-Emissionen und dem Ausbau von EE verpflichtet. Dabei haben sich im Wesentlichen drei Fördermodelle herausgebildet.

Mindestpreissystem

Das Modell beruht auf der Abnahmepflicht von Strom aus EE durch die Energieversorgungsunternehmen und einem garantierten Festpreis. Um eine Überförderung auszuschließen, wird die Vergütungshöhe nach Anlagentyp, Standort und Ertrag variiert. Zudem sind die Vergütungen zeitlich befristet und unterliegen einer Degression. (z.B. Deutschland, Spanien, Frankreich, Österreich)

Quotenmodell

Von staatlicher Seite wird ein Anteil von Strom aus EE festgelegt, der von einer Reihe von Marktakteuren erzeugt, ge- oder verkauft werden muss. Durch die Vergabe von Zertifikaten wird die Einhaltung der zugeteilten Mengen überwacht. (z. B. Italien, Polen, Schweden) Problematisch am Quotenmodell ist, dass die Ausbauziele im Bereich der EE immer wieder unterschritten wurden, da Energieversorgungsunternehmen Strafzahlungen vorzogen.

Ausschreibungsmodell

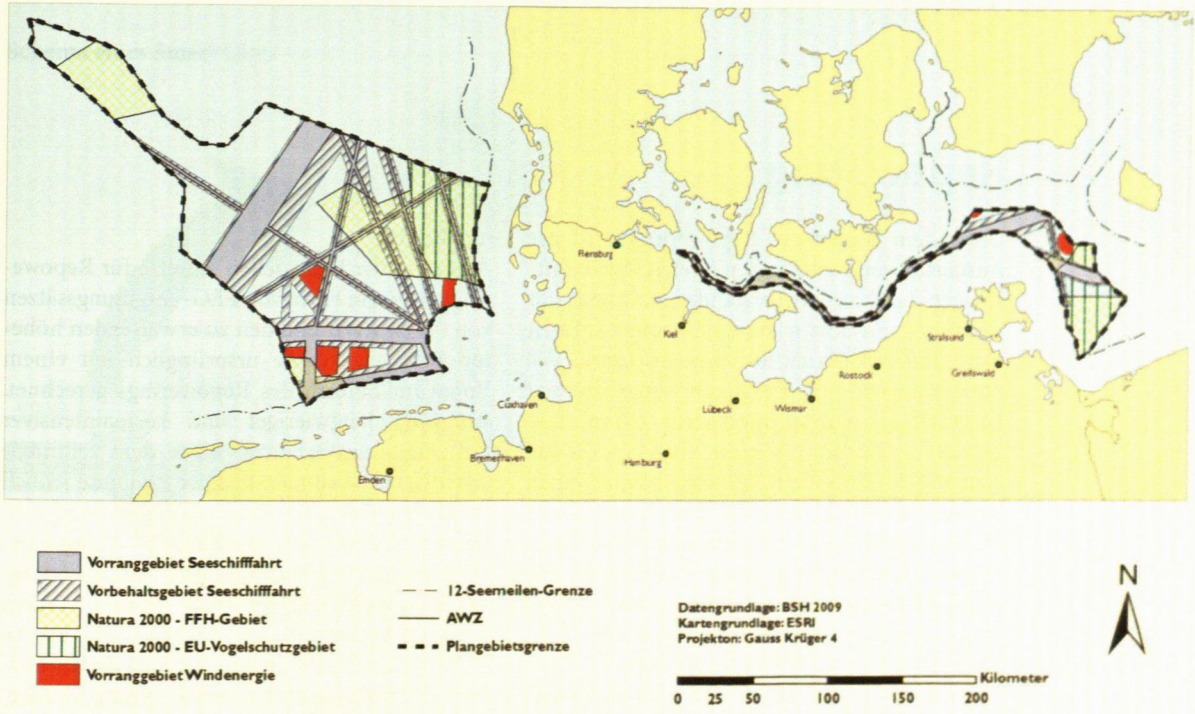
Dieses Modell beruht auf dem Wettbewerb der einzelnen EE-Erzeuger. Dabei werden in Ausschreibungsrunden festgelegte Mengenkontingente vergeben.
Die Gewinner erhalten eine zeitlich begrenzte Abnahmegarantie für den Strom aus EE (z. B. Irland)

In den meisten europäischen Ländern kommt das Mindestpreissystem zum Einsatz, da es im Gegensatz zur Quotenregelung als effektiver und effizienter eingestuft wird. Dabei ist das System flexibel in der Gestaltung und schafft langfristig günstige Investitions- und Forschungsbedingungen. Das führt wiederum zu einer nationalen Industrie und zur Schaffung von Arbeitsplätzen. Ein Beweis für den Erfolg des Mindestpreissystems sind die Länder Spanien und Deutschland, die den höchsten Zubau im Bereich der EE aufweisen.

Regionalplanung

In Bayern werden zeichnerische Ziele der Raumordnung (Legaldefinition § 8 Abs. 7 ROG) zu Erneuerbaren Energien (bislang) nur in Bezug auf die Windenergienutzung festgelegt:

Integration der Offshore-Windenergie in den Raumordnungsplan AWZ



Quelle: Stephan Bosch

Vorranggebiete

Alle raumbedeutsamen Nutzungen, die mit dem vorrangigen Belang (z. B. Windkraft) nicht vereinbar sind, sind innerhalb des ausgewiesenen Vorranggebietes unzulässig. Somit kommt dieser Gebietsfestlegung eine Sicherungsfunktion zu ("Freihalte-Ziel").
Eine Außenwirkung des Vorranggebietes besteht per se nicht, es kann aber explizit eine Ausschlusswirkung nach außen festgelegt werden (siehe Eignungsgebiet).

Vorbehaltsgebiete

Unter Vorbehaltsgebieten versteht man Gebiete, in denen bestimmten raumbedeutsamen Funktionen oder Nutzungen bei der Abwägung mit konkurrierenden raumbedeutsamen Nutzungen ein besonderes Gewicht beizumessen ist. Das bedeutet, dass die vorgesehene Funktion oder Nutzung in der nachfolgenden Abwägung dann auch unterliegen kann.

UNIVERSITÄTSBIBLIOTHEK AUGSBURG

Eignungsgebiete

Ein Eignungsgebiet ist ein Gebiet, in dem bestimmten raumbedeutsamen Maßnahmen oder Nutzungen, die städtebaulich nach § 35 BauGB zu beurteilen sind, andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen. Dabei sind diese Maßnahmen oder Nutzungen an beliebiger anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen. Der innergebietlichen Eignung steht also ein außergebietlicher Ausschluss gegenüber. Die Begriffswahl dieser Gebietsfestlegung mit doppelter Steuerungswirkung ist irreführend.

Ausschlussgebiete

Ausschlussgebiete für die Nutzung von Windenergie umfassen üblicherweise Wasser- und Deichflächen (Ausnahme AWZ), Schwerpunktgebiete für Erholung und Tourismus, Siedlungsachsen und Siedlungsschwerpunkte, Natur-, Landschafts-, Vogel- und FFH-Schutzgebiete sowie besondere Flächen für Vögel.
In Bayern erfolgt die Festlegung dieser zeichnerischen Ziele der Raumordnung in den Regionalplänen.

Repowering

Unter dem Begriff des Repowerings wird der Austausch von bestehenden älteren Windkraftanlagen durch neuere verstanden. Ziel ist es mit weniger, dafür aber leistungsfähigeren Anlagen das Standortpotenzial besser auszunutzen. Voraussetzungen, um die Repoweringvergütung zu erhalten, sind ein mindestens zehnjähriger Betrieb der rückzubauenden Altanlage, die Erzeugung der doppelten Leistung durch die neu installierte Anlage und die Errichtung dieser im selben oder einem angrenzenden Landkreis. Dieser Aspekt ist v. a. dann ausschlaggebend, wenn Altanlagen nur noch Bestandsschutz genießen und die neuen Anlagen an einem anderen Standort errichtet werden müssen.
Vorteilhaft ist das Repowering, da die Energieausbeute an ertragreichen Standorten vervielfacht werden kann, ohne neue Flächen in Anspruch nehmen zu müssen. Darüber hinaus bietet das Repowering die Möglichkeit, Planungsfehler durch die Konzentration von verstreut errichteten Einzelanlagen auf Windparks zu korrigieren. Eine zusätzliche Entlastung von Mensch und Natur wird durch die verringerte Anlagenzahl, minimierte Schall- und Schattenemissionen sowie geminderte optische Reize der technologisch ausgereifteren Anlagen erreicht. Verantwortlich dafür sind geringere Drehzahlen und eine damit größere Laufruhe der Anlagen. Positiv sind die technischen Neuerungen auch für die Stabilität des Stromnetzes, da nunmehr das Durchfahren von Netzschwankungen möglich ist.
Aufgrund der finanziellen Anreize für Repoweringanlagen in Form von EEG-Vergütungssätzen von 0,5 ct/ kWh und den zu erwartenden höheren Erträgen, wurde ursprünglich mit einem Boom im Bereich des Repowerings gerechnet. Aufgrund langwieriger und kostenintensiver Genehmigungsverfahren sowie dem zeitintensiven Netzausbau musste diese Prognose jedoch revidiert werden. Das Repoweringpotenzial wird heute wesentlich von 500–1000 kW-Anlagen bestimmt, die zwischen 1994 und 2002 an ertragreichen Standorten errichtet wurden. Durch deren Austausch durch Anlagen, die bis zu 5 MW an Leistung liefern, können die attraktiven Standorte wesentlich besser genutzt werden. Rund 13.750 Anlagen waren 2012 in Deutschland mindestens zehn Jahre alt. Das ergibt ein Potenzial von rund 12.000 MW.
Folgendes Beispiel zeigt den Austausch von elf älteren leistungsschwachen Windkraftanlagen durch drei neue 5 MW-Anlagen. Dabei wurde die Gesamtleistung von 5,5 MW auf über 15 MW gesteigert.

S

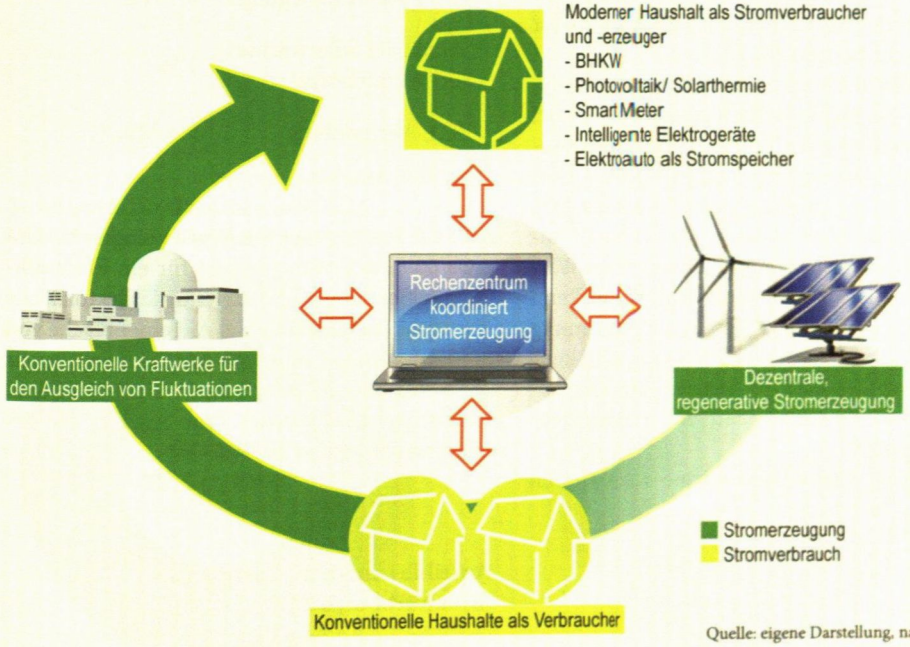
Sekundärenergie

Die Sekundärenergie entsteht unter Energieverlust aus den Primärenergieträgern. Die Umwandlung oder Veredelung findet aufgrund der leichteren Transport- und Speicherfähigkeit sowieder besseren Nutzungsmöglichkeiten statt. Beispiele für Sekundärenergieträger sind Briketts, Koks, Heizöl, Benzin und elektrischer Strom.

Smart Grid/Smart Meter

Der stete Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen verlangt eine Anpassung der Verteilernetze. Es wird mittelfristig nötig sein, die Netze, die Erzeugung und den Verbrauch effizient und intelligent miteinander zu verknüpfen. Es findet also eine Verschiebung von der bisherigen "verbrauchsorientierten Stromerzeugung" hin zu einem "erzeugungsoptimierten Verbrauch" statt.

Schema eines Smart Grid



Quelle: eigene Darstellung, nach T-Systems

Smart Grids

Der Begriff "intelligentes Stromnetz" umfasst die kommunikative Vernetzung der einzelnen Akteure des Energiesystems von der Erzeugung über den Transport, die Speicherung und die Verteilung bis hin zum Verbrauch. Ziel ist es, jedes Gerät, das an das Stromnetz angeschlossen ist, in das Gesamtsystem zu integrieren und so ein gänzlich neu strukturiertes Daten- und Energienetz zu etablieren. In Deutschland werden aktuell alle relevanten Bereiche von Smart Grids in sechs Modellregionen erforscht und getestet.

Smart Meter

In naher Zukunft werden digitale intelligente Messgeräte (Smart Meter) die bekannten Stromzähler in vielen Haushalten verdrängt haben. Die Smart Meter bilden die Schnittstelle zwischen dem Smart Grid und den Elektrogeräten im Haushalt. Sie liefern wichtige Informationen an Netzknoten, welche dann Erzeugung, Netzbelastung und Verbrauch automatisiert abstimmen können. Im Haushalt selbst können Smart Meter Verbrauchs- und Speicheranlagen je nach Angebot und Nachfrage steuern. Im Zuge der massen

haften Verbreitung von Smart Meter kann der Bedarf von teurem Spitzenlaststrom verringert, die Versorgungssicherheit erhöht und die Netze effizienter ausgelastet werden.

Solarthermie

Die Sonne spendet der Erde jeden Tag die 10.000-fache Energiemenge, die in einem Jahr global verbraucht wird. Da die Strahlungsenergie der Sonne mittels Solaranlagen in Wärme und Strom umgewandelt werden kann, ließe sich der gesamte Weltenergiebedarf durch die Nutzung von Solarenergie auf einer Fläche von 700 km² in der Sahara decken (vgl. Agentur für Erneuerbare Energien 2011).

Die Solarthermie wird in Mitteleuropa vorwiegend zur Wärmeproduktion eingesetzt. Dabei wird die Strahlung der Sonne mithilfe von Kollektoren in Wärmeenergie umgewandelt. Dies erfolgt durch die Erhitzung einer wärmeleitenden Flüssigkeit (z. B. Wasser oder Öl) und anschließendem Wärmetransfer mittels eines Wärmetauschers. Die dabei gewonnene Wärme kann sowohl als Fernwärme als auch zur Verstromung genutzt werden. In Gebieten mit hoher und kontinuierlicher Einstrahlung werden solarthermische Kraftwerke vorwiegend zur Stromerzeugung eingesetzt.

In Deutschland wird Solarwärme zum Heizen oder zur Erwärmung von Wasser eingesetzt. Um etwa 60 % des Warmwassers für ein Einfamilienhaus bereitzustellen, ist eine Kollektorfläche von etwa 5 m² ausreichend. Auf einer Fläche von 8-10 m² könnten mittels Solarkollektoren sogar 25 % des Wärmebedarfs für Warmwasser und Heizung gedeckt werden (vgl. Agentur für Erneuerbare Energien 2013).

Solarthermie in Deutschland 2012

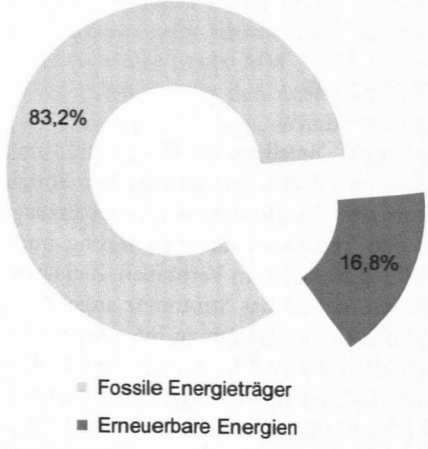
Insgesamt installierte Kollektorfläche	16,5 Mio. m²
Installierte Leistung	11,5 GW (therm.)
Installierte Solarwärmeanlagen	1,8 Mio.
Solarwärmeerzeugung	6 TWh
Anteil der Solarwärme am Wärmebedarf	1 %
CO_2-Vermeidung	> 1 Mio. t

Quelle: BSW – Solar 2013

Spitzenlast

Die Spitzenlast bezeichnet die kurzfristigen Belastungsanstiege des Stromnetzes. Besonders am frühen Vormittag, in der Mittagszeit und am frühen Abend treten die Lastspitzen auf. Diese werden von schnellreagierenden Gasturbinen-, Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerken ausgeglichen. Der Spitzenlaststrom ist sehr teuer, da die Erzeugungsanlagen meistens stillstehen.

Anteil Erneuerbare Energien am Stromverbrauch 2010



Quelle: BMU, AGEE

Stromverbrauch

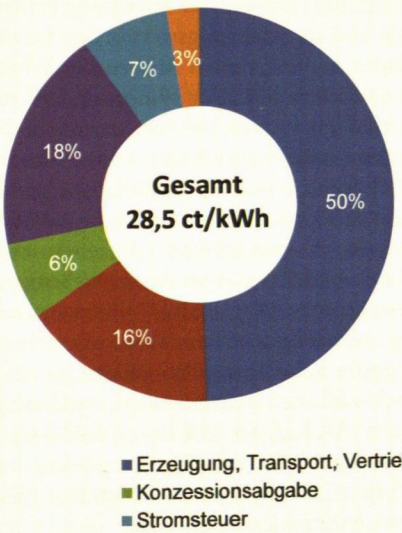
Als Stromverbrauch bzw. Strombedarf wird die Menge an Strom bezeichnet, die pro Jahr in einem Land verbraucht wird. Der Stromverbrauch lag 2010 in Deutschland bei 509 TWh.

Trotz der gestiegenen Effizienz von Elektrogeräten und eines wachsenden Umweltbewusstsein ist der Strombedarf seit dem Jahr 2000 um 10 TWh gestiegen. In den Privathaushalten sind die wachsenden Komfortansprüche, die Zunahme der durchschnittlichen Wohnungsgröße und die sinkenden Anschaffungspreise für Elektrogeräte als Hauptgründe zu nennen.

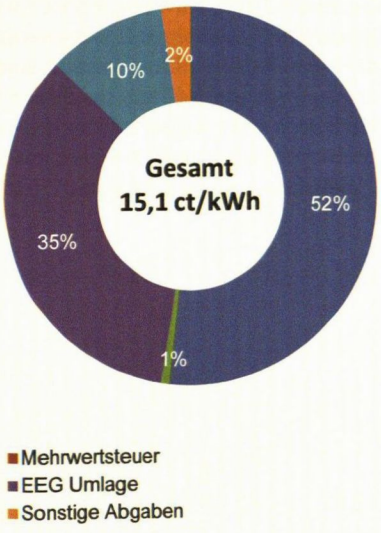
2009 ist der Stromverbrauch gegenüber 2008 um ca. 50 TWh zurückgegangen. Ausschlaggebend hierfür war der Rückgang der deutschen Industrieproduktion aufgrund der Finanzkrise. Seit der Erholung der Weltwirtschaft steigt der Stromverbrauch kontinuierlich an. Werden zum Stromverbrauch zusätzlich die Verlust- und Ausfuhrmengen hinzugerechnet, lag der Bedarf 2010 bei ca. 638 TWh.

Der Anteil von EE am Stromverbrauch hat zwischen 2000 und 2010 um 8,5 % auf 16,8 % zugenommen. Nach vorläufigen Zahlen des BDEW betrug der Anteil im ersten Halbjahr 2011 bereits 20 %.

Strompreis für durchschnittlichen Drei- Personen Haushalt



Durchschnittlicher Strompreis der Industrie



Quelle: BDEW

Teillast

Stromerzeugungsanlagen arbeiten in einem Teillastbereich, wenn die äußeren Bedingungen (z. B. Witterung) nicht optimal sind und das gesamte Potenzial nicht ausgeschöpft werden kann. Die Nennleistung hingegen beschreibt den Leistungsbereich, der durch eine optimale Anlageninstallation und Witterung entsteht.
Solaranlagen erreichen ihre Nennleistung nur bei einer adäquaten Ausrichtung und direkter Sonneneinstrahlung. Bei Bewölkung arbeitet die Anlage im Teillastbereich. Die Teillast bei Windkraftanlagen wird durch geringe Windgeschwindigkeiten hervorgerufen.

Testfeld Borkum West - „Alpha Ventus"

Beim Windpark Alpha Ventus handelt es sich um ein durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördertes Pionierprojekt im Offshore-Bereich. An der Unternehmung sind die Energieversorger EWE, E.ON und Vattenfall beteiligt, die sich 2006 in der Betreibergesellschaft „Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG" (DOTI) zusammengeschlossen haben. Nach einem Jahr Verzögerung konnten 2010 die zwölf 5-MW-Windkraftanlagen der Hersteller Multibrid und REpower endlich in Betrieb genommen werden und den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland einleiten. Durch die Netzanbindung über die Insel Norderney wurden hierdurch 2011 bereits 70.000 Haushalte mit Strom versorgt, wobei das Testfeld in erster Linie zum Zwecke der Forschung errichtet wurde und als Erfahrungswert in den bereits anlaufenden kommerziellen Ausbau der Windenergie einfließen soll. Der Windpark, der sowohl Tripod- als auch Jacket-Fundamente in die Langzeittests miteinbezieht, liegt innerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands (AWZ), etwa 45 km nördlich der Insel Borkum. Dort herrschen Windgeschwindigkeiten zwischen 5 m/ s und 10 m/ s, bei einem Wellengang von teilweise über 10 m. Labile Witterungsverhältnisse, salzhaltige und damit korrosiv wirkende Luft sowie hohe Transport-, Wartungs- und Netzanschlusskosten stellen wesentliche Hemmnisse beim Ausbau der Offshore-Windenergie dar und lassen das Ziel der Bundesregierung von 10 GW bzw. 25 GW bis zum Jahr 2020 bzw. 2025 als höchst ambitioniert erscheinen.

Überspannung

Als Überspannung wird das Überschreiten der elektrischen Spannung über den Normalwert der Spannung in einem elektrischen System bezeichnet.
Dabei wird zwischen kurzfristiger und länger andauernder Überspannung unterschieden.
Sie werden durch Blitzeinschläge, Stromausfälle, Verbraucherverhalten und dem Abschalten von Großverbrauchern verursacht. Auch Sonnenwinde können eine Überspannung in Stromnetzen auslösen. Die Überspannung kann zur Beschädigung von Isolierstoffen und zur Zerstörung von Halbleiterelementen, wie sie z. B. in Computern und TV-Geräten eingesetzt werden, führen. Zudem kann es zu Stromausfällen und zur thermischen Überlastung von Transformatoren kommen.

Umspannwerke

Umspannwerke stellen die Knotenpunkte in der Energieverteilung dar.
Ihre Aufgabe besteht darin, die elektrische Energie auf die für die Übertragung notwendigen Spannungen umzuwandeln. Zudem erfolgt von ihnen aus die Verteilung auf die weiteren Streckenabschnitte. So wird z. B. im Umfeld von Verdichtungsräumen die Höchstspannung in Hochspannung umgewandelt.
Große Umspannwerke werden als Freiluftanlagen realisiert. Leistungsschwächere werden hingegen häufig als Innenraumanlagen geplant, da durch diese Maßnahme das Landschaftsbild in einem geringeren Maße beeinträchtigt wird.

Untertagespeicherung

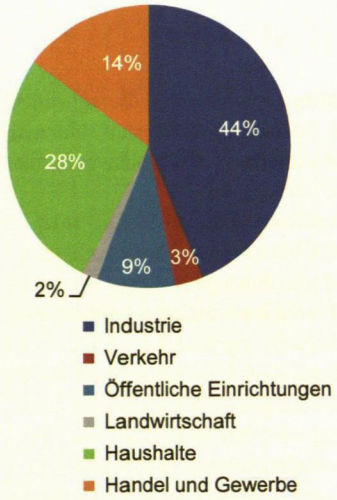
Im Zuge der Energiewende und dem wachsenden Anteil intermittierender Energieträger nimmt die Bedeutung der Energiespeicherung stetig zu. Neben natürlichen Speichern rücken dabei zusehends künstlich geschaffene Hohlräume wie unterirdische Kavernen oder auch Untertagebaustätten in den Fokus der Energiewirtschaft. Untertage lassen sich nicht zuletzt große Mengen an überschüssiger Energie in Regionen zwischenspeichern, die aufgrund einer zu geringen Reliefenergie keinerlei Standortpotenzial für konventionelle Pumpspeicherkraftwerke aufweisen. Doch wie funktioniert ein sog. Untertage-Pumpspeicherkraftwerk? Das Prinzip ist denkbar einfach und vertraut: Auf der Erdoberfläche befindet sich quasi das künstlich errichtete Oberbecken, das bei einem Überschuss an regenerativem Strom via Pumpen mit Wasser gefüllt wird. Untertage befindet sich folglich das Unterbecken, das wiederum bei einem Defizit an regenerativer Energie über eine Strom produzierende Turbine gefüllt wird. Dieses Prinzip lässt sich auch auf den Tagebau sowie auf steile Küstenverläufe übertragen, denn auch dort kann die Höhendifferenz dazu genutzt werden, Energie mittels Pumpspeicherung vorzuhalten.

V

Verbrauchergruppen

Seit Ende der 1990er Jahre schwanken die Wachstumsraten des Netto-Stromverbrauchs zwischen 0,2 und 1,6 %. Im Schnitt betrug die Zunahme 0,8 %. Vor allem die Bereiche Industrie und Haushalte sind für das Wachstum verantwortlich. Die Verbrauchergruppen Verkehr und Handel/ Gewerbe verzeichneten in den vergangenen Jahren eine Stagnation. Konjunkturelle oder Witterungseinflüsse führten zu geringen Jahresschwankungen.

Stromverwendung nach Verbrauchergruppen 2009

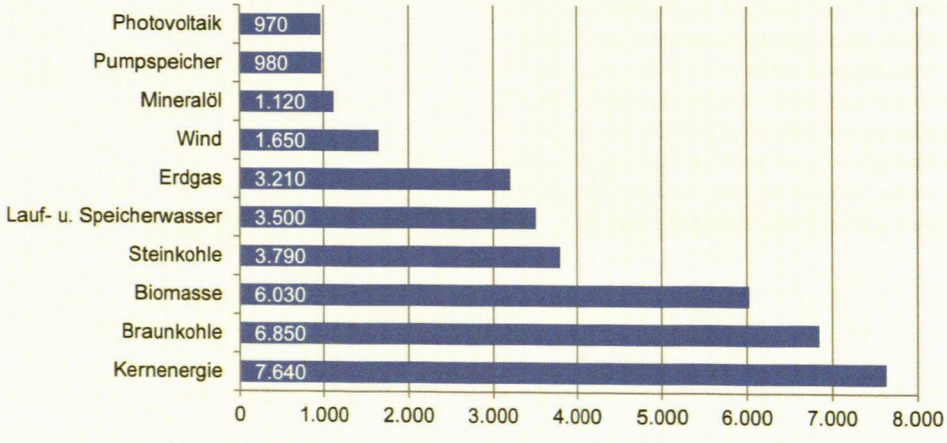


Quelle: BMU

Volllaststunden

Die Jahresvolllaststunden geben an, wie viele der 8.760 Stunden eines Jahres ein Kraftwerk bei maximaler Leistung arbeitet. Deutlich werden die Unterschiede zwischen den Grund-/ Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Grundlastkraftwerke wie Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke verfügen über die höchste Anzahl an Jahresvolllaststunden. Anlagen zur Deckung von Lastspitzen, wie Gaskraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke, leisten nur wenige Volllaststunden. Wind- und Photovoltaikanlagen weisen nur eine geringe Anzahl auf, obwohl sie nahezu das gesamte Jahr in Betrieb sind. Die Witterungsverhältnisse lassen jedoch nur an wenigen Tagen im Jahr die maximale Leistung zu.

Jahresvolllaststunden deutscher Kraftwerke 2011



Quelle: BDEW

Wasserkraft

Die Wasserkraft ist mit einem weltweiten Anteil von 17 % die wichtigste erneuerbare Energieform. Die Strömungsenergie des Wassers, die durch die Schwerkraft der Erde hervorgerufen wird, wird durch Turbinen und Generatoren in elektrischen Strom umgewandelt.
Zu den Vorteilen der Wasserkraft zählen die ausgereifte Technologie, die stetige Verfügbarkeit, der hohe Wirkungsgrad und die Möglichkeit, Energie zu speichern.

Je nach Art der Betriebsweise lassen sich drei Arten von Wasserkraftwerken unterscheiden:

- Laufwasserkraftwerke nutzen die gespeicherte Energie in Fließgewässern, um grundlastfähigen Strom zu produzieren. Diese Kraftwerke haben keine Möglichkeit zur Speicherung und sind daher von der Wasserführung abhängig.
- Speicherkraftwerke nutzen häufig Talsperren, um Fließgewässer aufzustauen. Der Stausee dient zur Speicherung von Wasser, das bei Bedarf durch Turbinen strömt und Strom erzeugt. Speicherkraftwerke erzeugen meist Spitzenlaststrom.
- Pumpspeicherkraftwerke können bei einem Stromüberangebot Wasser in höher gelegene Speicherseen pumpen. Während den Lastspitzen kann aus der gespeicherten Energie wieder Strom gewonnen werden.

Wasserkraft 2011

Stromproduktion	17,6 TWh
Installierte Leistung	4.401 MW
Anteil am Stromverbrauch	2,9 %
Arbeitsplätze (2010)	7.715
Investitionen in neue Anlagen	70 Mio. €
CO_2-Vermeidung	13,7 Mio. t

Quelle: BMU

Windenergie

Der Windenergiegewinnung und -umwandlung liegt die Existenz von strömender Luft zu Grunde. Die enthaltene Strömungsenergie kann durch unterschiedlichste Turbinen entzogen werden. Die dafür am häufigsten verwendeten Konstruktionen sind flügelähnliche Rotationsblätter, die der Luft die Strömungsenergie entziehen und diese in mechanische Rotationsenergie umwandeln.

Um die kinetische Energie des Windes in elektrische Energie umzuwandeln, muss zunächst die kinetische Energie des Windes in mechanische Energie umgewandelt werden. Diese Umwandlung wird durch den Rotor geleistet, wobei zwei Prinzipien bestehen: Das Widerstandsprinzip und das Auftriebsprinzip. Hierfür können Windrädern mit horizontaler oder vertikaler Achse genutzt werden.

Heute arbeiten die meisten kommerziellen Windkraftanlagen fast ausschließlich mit drei Rotorblättern und einer horizontalen Achse. Moderne Windkraftanlagen arbeiten mit dem Auftriebsprinzip. Das Prinzip der auftriebsnut-

Windenergie 2012

Stromproduktion	37,7 TWh
Installierte Leistung	31.331 MW
Anzahl Windenergieanlagen	23.040
Anteil am dt. Stromverbrauch	rd. 7 %
Arbeitsplätze	101.080
Investitionen in neue Anlagen (2010)	2,6 Mrd. €
CO_2-Vermeidung	30 Mio. t

zenden Windenergieanlagen lässt sich durch die unterschiedlich großen Flächen von Ober- und Unterseite der Blätter erklären.
Da die Fläche der Oberseite größer ist als die der Unterseite, muss sich die Luft an der Oberseite schneller bewegen, was einen Sog verursacht bzw. einen Unterdruck erzeugt. An der Unterseite herrscht hingegen ein Überdruck. Dieser Druckunterschied treibt die Rotoren einer auftriebsnutzenden Windenergieanlage an.

Nach Betz kann ein auftriebsnutzendes Windrad dem Wind 60 % der enthaltenen Energie bzw. der Leistung entziehen. Die restlichen 40 % müssen enthalten bleiben, damit vor der Turbine kein Windstau entsteht, wodurch ein Energieentzug unmöglich gemacht würde.

Die Windstromerzeugung basiert heute auf dem Einsatz moderner Windkraftanlagen. Die durchschnittliche Anlagenleistung lag 2012 in Deutschland bei 2.425 kW. Diese Anlagen weisen einen durchschnittlichen Rotordurchmesser von 87,9 m und eine durchschnittliche Nabenhöhe von 110,1 m auf. Die größte Windkraftanlage der Erde, die „E126", hat eine Gesamt-Höhe von 198,5 m und einen Durchmesser von 127 m. Die Nennleistung der E126 beträgt 7.580 kW und sie stellt damit jährlich etwa 15.000 bis 18.000 Haushalten Strom zur Verfügung.

Günstiger Windstrom:

Die Stromgestehungskosten liegen bei einer Windenergieanlage mit 2 MW und einer Laufzeit von 20 Jahren bei durchschnittlich 6,4 ct/ kWh. An optimalen Standorten, wie zum Beispiel an Küsten, können die Stromgestehungskosten auf 4,5 ct/ kWh sinken. Somit liegen Windkraftanlagen an durchschnittlichen Standorten mit 2.000 Volllaststunden und einer Stromgestehungspreisspanne von 6,5 bis 8,1 ct/ kWh nur geringfügig über dem für fossile Kraftwerke angegebenen Referenzstrompreis von 6,0 ct/ kWh.

Windpotenzial Deutschland:

Die These, dass die Windernte nur in Küstenlagen rentabel ist, stammt aus Zeiten kleinerer, leistungsschwächerer Windräder. Der entscheidende Faktor in der Windstromerzeugung ist die Nabenhöhe und der Rotordurchmesser. Allgemein gilt: Mit jedem Höhenmeter steigt der Ertrag um 1 %. Der doppelte Rotordurchmesser bringt die vierfache Strommenge. Legt man eine Nabenhöhe von 120 m zugrunde, dann werden mit dieser Höhe auch in Hessen, Bayern und Baden-Württemberg mittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 5,5 und 9 m/ s erreicht. Diese sind vergleichbar mit den Geschwindigkeiten an den Küsten. Neben größeren Nabenhöhen haben auch optimierte Generatorleistungen, höheren Wirkungsgrade von Rotorblättern und das bessere Verständnis für die Standortwahl großen Einfluss auf die Rentabilität von Anlagen im Binnenland. Einer IWES-Studie von 2011 zufolge, verfügt Deutschland über ein Onshore-Windpotenzial von ca. 198 GW. Dabei wurde angenommen, dass 2 % der Landfläche nutzbar sind, die Anlagen im Durchschnitt 2.000 Volllaststunden erreichen und die Nabenhöhen 100 bis 200 m aufweisen. Diesen Annahmen zufolge könnten die so produzierten 390 TWh Strom etwa 65 % des deutschen Bedarfs decken.

Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leitung in Deutschland von 1990-2012

Gesamthöhe	100 m	140 m	170 m
Nennleistung	2.000 kW	2.000 kW	2.000 kW
Rotordurchmesser	80 m	80 m	90 m
Nabenhöhe	60 m	100 m	125 m
Ertrag	4,4 Mio. kWh/ a	5,2 Mio. kWh/ a	6,5 Mio. kWh/ a
Volllaststunden	2.200 h/a	2.600 h/ a	3.250 h/ a

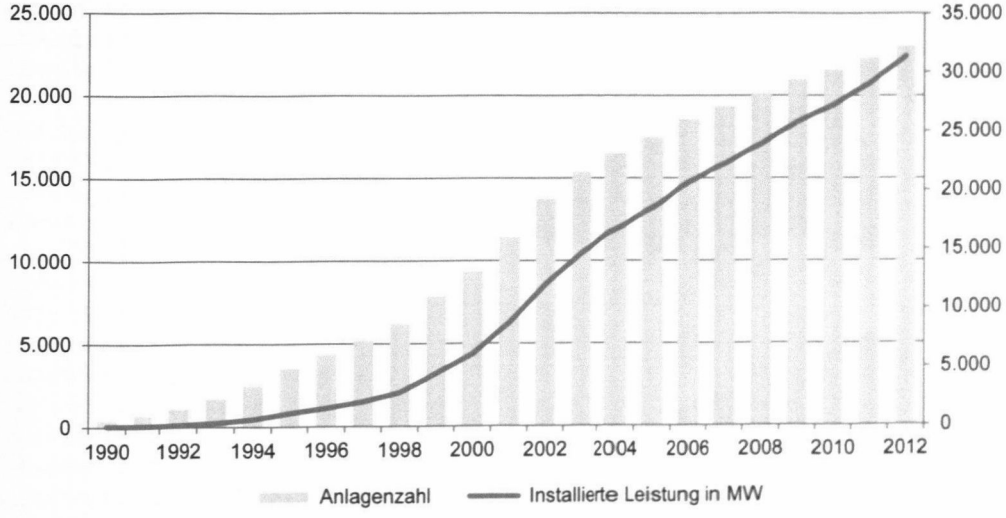
Quelle: Bundesverband WindEnergie e. V.

Entwicklung der Anlagentechnik

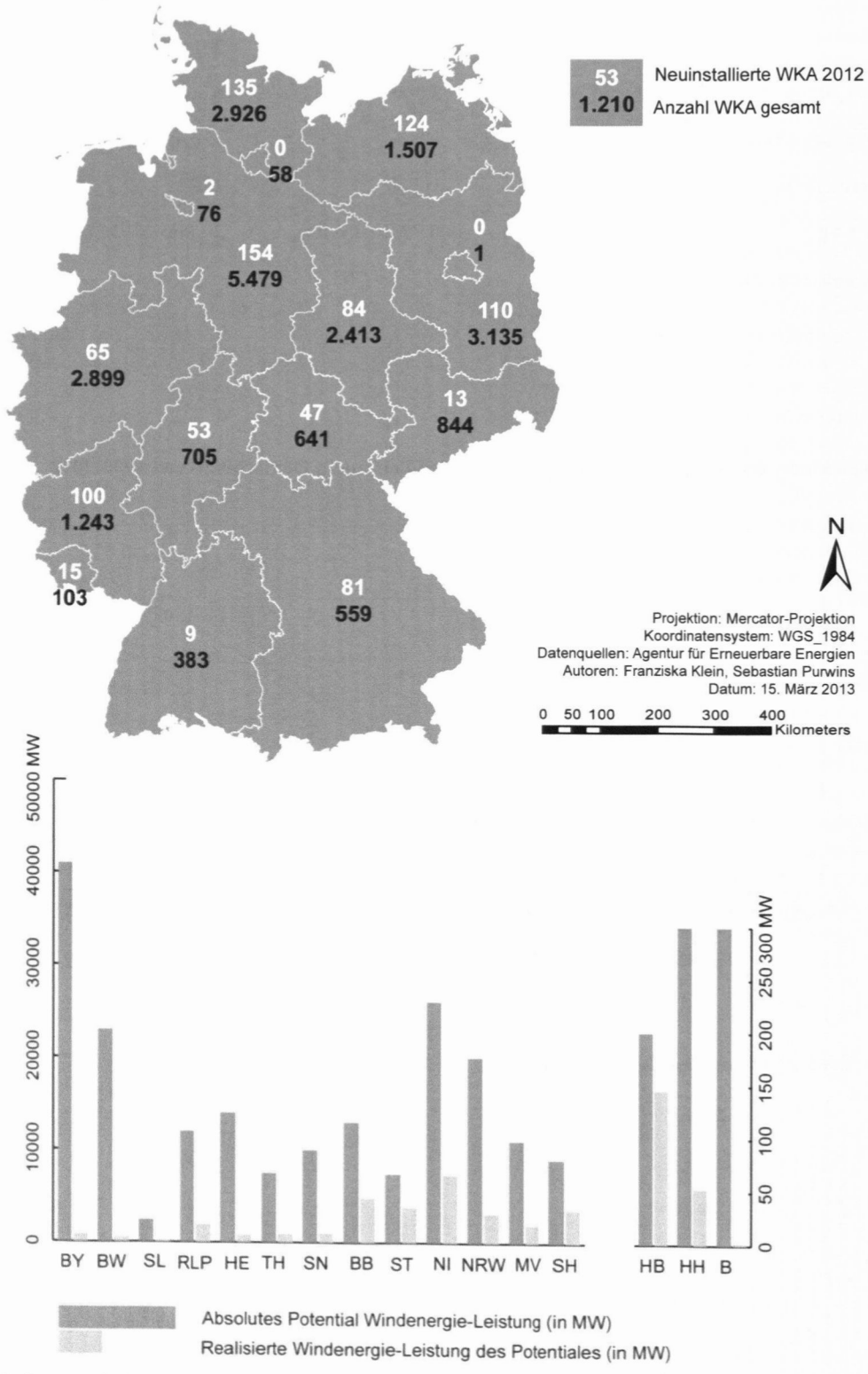
	1995	2005	2010
Nennleistung	600 kW	3.000 kW	6.000 kW (7,5 MW)
Rotordurchmesser	46 m	90 m	127 m
Nabenhöhe	50 m	105 m	135 m
Ertrag	1,25 Mio. kWh/ a	6,9 Mio. kWh/ a	20 Mio. kWh/ a

Quelle: Bundesverband WindEnergie e.V.

Entwicklung der Anlagenzahl und der installierten Leitung in Deutschland von 1990-2012



Windenergie in Deutschland 2012



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien

Windenergie – Projektentwicklung Schritt für Schritt

Standortsuche

Bei der Suche eines Standortes zählen die vorherrschenden Windverhältnisse zu den essentiellen Auswahlkriterien. Windgeschwindigkeiten ab 2,5 m/ s sind für Großwindanlagen nutzbar. Mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten von 5 - 6 m/ s sichern einen guten Ertrag.
Da sich Windkraftanlagen aufgrund der Windrichtungsnachführung in den Wind drehen können, ist nicht nur die Hauptwindrichtung ausschlaggebend für eine erste Ertragsabschätzung, auch die Nebenwindrichtungen sind mit zu berücksichtigen. Zu beachten ist in jedem Fall, dass Winde in Bodennähe von der Beschaffenheit des Geländes beeinflusst werden. Verwirbelungen, die aufgrund von Hindernissen entstehen, wirken sich negativ auf den Energieertrag aus. Bessere Ertragsergebnisse erzielt eine Anlage mit zunehmender Anlagenhöhe. Es gilt: Nabenhöhe + 1 m = Energieertrag + 1 %. Erste Informationen über Windverhältnisse am ausgewählten Standort können aus sogenannten Windpotentialkarten oder Windatlanten entnommen werden. Eine standortbezogene Messung der lokalen Windverhältnisse ersetzen diese jedoch nicht. Eine solche Messung sollte mindestens für zwölf Monate am erwählten Standort durchgeführt werden, um möglichst valide Messreihen zu liefern. Insbesondere die jahreszeitliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten ist für den Energieertrag wichtig. Neben der Nabenhöhe ist auch der Rotordurchmesser entscheidend. Hier gilt: Rotordurchmesser x 2 = Ertrag x 4. Eine ebenfalls wichtige Grundlage zur Abschätzung ist die vom Hersteller abzufragende Leistungskennlinie. Aus dieser wird die spezifische Leistung der Anlage in Abhängigkeit von den Windgeschwindigkeiten deutlich. Erst mit den exakten Messdaten und der Leistungskennlinie der erwählten Anlage können abschließende Ertragsberechnungen durchgeführt werden.

Prüfung der Umsetzbarkeit

Entscheidend für die Auswahl eines Standortes ist die Rentabilität des Projektes. Die Erstellung einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsberechnung ist deshalb dringend geboten. Dabei spielen die EEG-Vergütungssätze sowie mögliche Finanzierungs- und Beteiligungsmodelle eine wichtige Rolle. Darüber hinaus fließen Faktoren, wie der berechnete Energieertrag, die Kosten für den Netzanschluss, Kosten für Pachten oder den Ausbau von Verkehrswegen in die Berechnung mit ein. Für einen ersten Überblick werden Finanzierungskonzepte hausintern erstellt. Um Investoren zu gewinnen, kann auch eine durch externe Partner erstellte Wirtschaftlichkeitsberechnung vorteilhaft sein. Um die Umsetzbarkeit eines Standortes feststellen zu können, müssen vorab grundlegende Kriterien geprüft werden. Sollten in diesem Teilabschnitt der Planung negative Sachverhalte auftauchen, kann von einem weiteren Vorgehen abgesehen werden.

Schritt 1:

Prüfung der Windverhältnisse:
siehe Standortsuche

Schritt 2:

Prüfung der Genehmigungsfähigkeit:
Die Genehmigungsfähigkeit eines Projektes kann in erster Instanz durch die Sichtung der einzuhaltenden Abstände zu Siedlungen, Schutzgebieten, Verkehrs- und Stromtrassen sowie Flugplätzen oder Radar- und Sendeanlagen erörtert werden. Letztere sind in gesetzlichen Vorgaben der Länder, in Flächennutzungsplänen von Gemeinden oder in den verschiedenen Erlässen der Bundesländer zu finden.
In zweiter Instanz sind die raumplanerischen Festlegungen auf Landesebene, regionaler und kommunaler Ebene zu berücksichtigen. Darunter werden die Ausweisungen von Vorrang-, Vorbehalts-, Eignungs- und Ausschlussgebieten für die Windkraft verstanden. Auf Landesebene sind entsprechende Festlegungen im Landesplanungsgesetz sowie im Landesentwicklungs

programm festgehalten. Auf regionaler Ebene weisen die regionalen Planungsverbände die entsprechenden Gebiete im Regionalplan aus. Die Kommunen können diese Vorgaben in der Flächennutzungsplanung konkretisieren. Da Windkraftanlagen vornehmlich im Außenbereich einer Kommune geplant werden, treten hier zudem Regelungen aus dem Baurecht in Kraft (§ 35 BauGB).
Die dargelegten Aspekte können durch die Erstellung von Karten veranschaulicht und damit auch bildlich verdeutlicht werden. Hierbei finden Geographische Informationssysteme ihre Anwendung.

Schritt 3:

Prüfung der Infrastruktur:
Bei der Sichtung der Netzinfrastruktur wird geprüft, ob entweder in unmittelbarer Nähe in ein vorhandenes Netz eingespeist werden kann und die Stromleitungen lediglich von der Anlage zum nächstgelegenen Einspeisepunkt ausgebaut werden müssen, oder ob zum Anschluss der Anlage das Netz über eine weitere Strecke ausgebaut werden muss. Dieser Umstand würde sich in der Wirtschaftlichkeitsberechnung negativ niederschlagen. In jedem Fall sollte eine Netzanschlusszusage des entsprechenden Netzanbieters eingeholt werden.
Ein weiterer zu prüfender Aspekt ist die Erreichbarkeit des Standortes. Konkret bedeutet dies die Überprüfung der vorhandenen Infrastruktur auf deren Belastbarkeit für den Schwertransportbetrieb, wie auch eine Sichtung der benötigten Flächen für die anschließende Montage. Zusätzlich sind die Rechtsverhältnisse hinsichtlich der Wege als auch der Grundstücke zu klären, um notwendige Kauf- oder Nutzungsverträge abschließen zu können.

Schritt 4:

Prüfung der Eigentumsverhältnisse:
Um Informationen hinsichtlich eines in die Standortplanung involvierten Grundstückes zu erhalten, kann Einsicht in das Grundbuch der betreffenden Kommune genommen werden. Das Grundbuch legt nicht nur die Eigentumsverhältnisse dar, sondern gibt zusätzlich Einblick in eingetragene Belastungen der Grundstücke sowie die eventuellen Rechte Dritter. Im Regelfall erfolgt der Zugriff auf die benötigten Flächen über einen Nutzungsvertrag, also eine Art Pacht, bei der der Grundeigentümer einen Mietzins erheben kann. Für Pacht oder Käufe sollte immer ein Notar zu Rate gezogen werden.

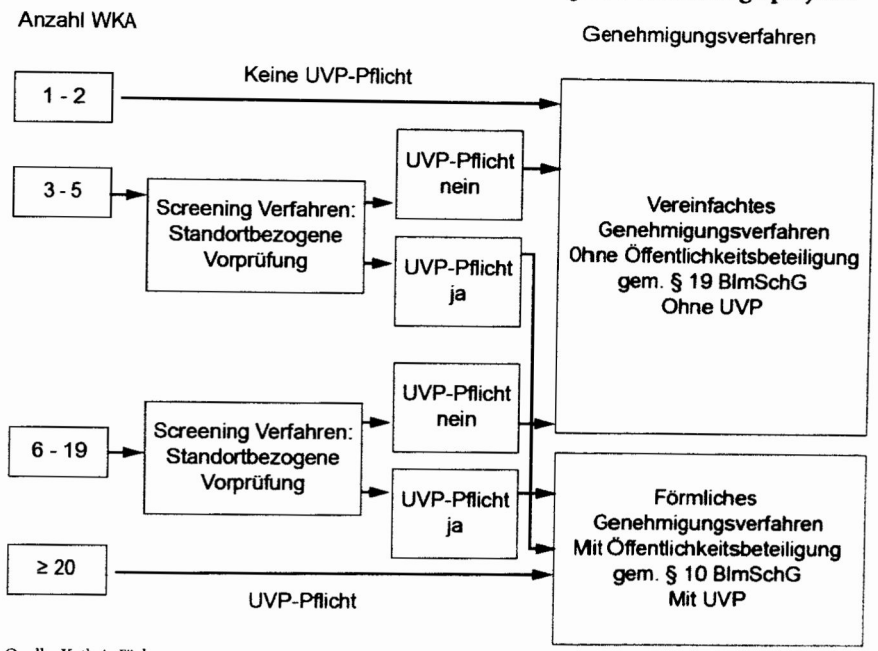
Schritt 5:

Wahl der Anlage:
Die Rentabilität und damit die Realisierungsfähigkeit eines Projektes ist auch von der technischen Ausführung der Anlage und den damit zusammenhängenden Gestehungs- und Unterhaltskosten abhängig. Die technischen Daten zu den avisierten Anlagen sowie deren Preise können bei den Herstellern erfragt werden. Welche Anlage für den favorisierten Standort gewählt wird, hängt zum einen von den Standortverhältnissen ab. Zum anderen können auch individuelle Interessen der Investoren bezüglich der Anlagenhersteller und deren Anlagenbauweise eine Rolle spielen. Generalisierend wird zwischen Binnen- und Küsten- sowie Meeres- bzw. Offshore-Standorten unterschieden. Für einen Binnenstandort ist eine Schwachwindanlage mit großem Rotordurchmesser zu empfehlen. Für Küsten- oder Offshore-Standorte empfiehlt sich eine Starkwindanlage. Bezüglich der Anlagenbauweise muss auf Anlagen mit oder ohne Getriebe hingewiesen werden. Auch über die Art des zu verwendenden Turms (Stahl-, Hybridturm oder Gittermast) kann entschieden werden.

Projektumsetzung

Der Scoping-Termin als behördliches Gespräch legt die Rahmenbedingungen für das Bauvorhaben fest. Im Rahmen eines Rundgangs sowie eines eingehenden Gesprächs wird erörtert, welche Gutachten und Unterlagen für die Bearbeitung des Antrags als notwendig erachtet werden. Die rechtlichen Aspekte des Scoping-Termins sind in § 5 des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes geregelt.
Abhängig von der Anzahl der geplanten Anlagen sowie vom Bestand in der Region wird ein vereinfachtes bzw. förmliches Verfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz eingeleitet (siehe Abbildung).
Zusätzlich zu den Vorgesprächen mit den Behörden ist die Einbindung von Bürgern, Verbänden und Vereinen aus der Region von Anfang an sinnvoll. Eine transparente Planung fördert die

Genehmigungsverfahren nach BImschG unterschiedlich große Windenergieprojekte



Quelle: Kathrin Färber

Akzeptanz in der Bevölkerung und steigert das Vertrauen zu den Planenden. Konfliktpotentiale können somit minimiert werden.
Im Anschluss an die behördliche Absprache müssen die von der Genehmigungsbehörde geforderten Dokumente beigebracht werden. Einen wichtigen Part nehmen hierbei verschiedene Gutachten ein.

Gutachten zu Flora und Fauna:

Den wohl zeitintensivsten Part der Projektrealisierung (ein Jahr bzw. eine Vegetationsperiode) nimmt die Erstellung der Gutachten zu Flora und Fauna ein. Im Detail werden dabei Gutachten zur Avifauna (als Avifauna wird die Gesamtheit aller in einer Region vorkommenden Vogelarten bezeichnet), zur Fledermauspopulation und anderen in der Region beheimateten Tier- und Pflanzenarten erarbeitet. Über ein Jahr hinweg werden unter anderem Daten über die Anzahl der vorhandenen Tier- und Pflanzenarten erhoben. Es werden Horst- und Jagdreviere sowie Flugrouten festgehalten und Kartierungen erstellt. Abschließend fließen diese Daten in eine Einschätzung bezüglich der abzusehenden Auswirkungen der geplanten Anlage auf Flora und Fauna ein. Sollte eine Unverträglichkeit der Anlage mit anzutreffenden Tier- oder Pflanzenarten festgestellt werden, ist von einem weiteren Vorgehen abzuraten. Eine FFH-Verträglichkeitsstudie (Flora-Fauna-Habitat) muss erarbeitet werden, wenn entsprechende Gebiete involviert sind.

Schallgutachten:

Anhand des Schallgutachtens werden die durch die geplante Windkraftanlage abzusehenden Schallwerte simuliert. Einzuhaltende Schallgrenzen für die entsprechenden Gebiete sind in der technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) festgehalten. So dürfen die Schallwerte beispielsweise in reinen Wohngebieten nicht über 50 dB tagsüber (06:00 Uhr bis 22:00 Uhr) und 35 db nachts (22:00 Uhr bis 06:00 Uhr) liegen. Sollten Grenzwerte überschritten werden, kann die Genehmigungsbehörde Auflagen festlegen. Konkret kann das entweder den schallreduzierten Betrieb der Anlage bedeuten oder auch eine Verschiebung des Standortes.

Schattenwurfgutachten:

Hinsichtlich des Schattenwurfes muss ebenfalls ein Gutachten angefertigt werden. Laut Bundesimmissionsschutzgesetz darf der erzeugte Schatten einer Windkraftanlage nicht länger als 30 Stunden im Jahr und 30 Minuten am Tag auf ein angrenzendes Wohnhaus einwirken. Werden diese Werte überschritten, kann der Betreiber dazu verpflichtet werden, die Anlage kurzfristig abzuschalten.
Schall- wie Schattengutachten werden mit Hilfe von Simulationen dargestellt. Um Befangenheitsvorwürfen zuvorzukommen, sind Berechnungen externer Gutachter eigenen Simulationen vorzuziehen.

Sichtbarkeitsanalyse und Visualisierung:

Um die Sichtbarkeit der Windkraftanlage in der Landschaft objektiver bewerten zu können, werden von den Genehmigungsbehörden Sichtbarkeitsanalysen und Visualisierungen gefordert. Hierbei werden durch Fotomontagen und Animationen Eindrücke simuliert, die den Einfluss der projektierten Anlage auf die Landschaft darstellen sollen. Dieser schwer abzuschätzende und subjektiv bewertete Part der Genehmigung soll mit diesen Darstellungen objektiver beurteilt werden können.

Landespflegerischer Begleitplan:

Aufgabe des landespflegerischen Begleitplans ist es, Art und Dimension des entstehenden Eingriffes in den Raum darzustellen. Dies erfolgt durch einen Vergleich des räumlichen Ist-Zustandes mit dem Ausblick auf den zu erwartenden Zustand nach Realisierung des Projektes. Entwickelt werden daraus eventuell notwendige Ausgleichsmaßnahmen oder Betriebsbeschränkungen, die der Genehmigungsbehörde vorgeschlagen werden.

Weitere Bestandteile:

Den einzureichenden Unterlagen sind Informationen zum Vorhaben, zur Anlage, zu Abfällen und zu giftigen Stoffen, zur Arbeitssicherheit und zur Maschinensicherheit beizufügen. Informationen zum Vorhaben, wie eine Projektbeschreibung und entsprechende Karten können vom Projektentwickler geliefert werden. Daten zur Anlage, zu Abfällen und giftigen Stoffen, zur Arbeits- und Maschinensicherheit sind beim entsprechenden Anlagenhersteller einzufordern. Ein Finanzierungsplan macht den Antrag vollständig.

Projektrealisierung

Die Projektrealisierung kann mit der Genehmigungserteilung beginnen.

Rotormontage



Quelle: Kathrin Färber

Flexible Fuel Vehicle

Die Motoren dieser Fahrzeuge können sowohl mit fossilen Ottokraftstoffen als auch mit stark alkoholhaltigen Kraftstoffen wie Methanol oder Ethanol betankt werden. Auch mit einer Mischung dieser Kraftstoffe arbeiten die Motoren problemlos. Dieselkraftstoffe sind aufgrund der Motorenart nicht geeignet. Durch die Kombination von Biotreibstoffen und konventionellen Kraftstoffen sollen die Möglichkeiten der Mobilität und des Umweltschutzes optimal genutzt werden. Das begrenzte Tankstellennetz für Biotreibstoffe macht dieses Fahrzeugkonzept notwendig, um auch längere Strecken bewältigen zu können. Verbreitung finden die Fahrzeuge in Schweden, den USA und Brasilien.
Die Kombination erfordert einige Motorenmodifikationen wie den Einsatz eines Alkoholsensors, der den Gehalt misst und so die Gemischbildung anpasst. Zudem sind alkoholresistente Materialien, die mit dem Kraftstoff in Kontakt kommen, erforderlich.

Sydney-Kollektor

Grundsätzlich wird bei Sonnenkollektoren zwischen Flach- und Röhrenkollektoren unterschieden. Die Röhrenkollektoren zeichnen sich durch einen höheren Wirkungsgrad bei einer geringen Strahlungsintensität aus. Sie sind jedoch technologisch anspruchsvoll und daher teuer in der Anschaffung.
Der Sydney-Kollektor besteht aus zwei konzentrisch beschichteten Glasröhren, die am Ende miteinander verschmolzen sind. Zwischen den Röhren herrscht zur optimalen Wärmedämmung ein Vakuum. In dem luftleeren Zwischenraum ist die zylindrische Absorberfläche eingearbeitet, die durch ihre Form zu jedem Sonnenstand bestmöglich ausgerichtet ist.
Im inneren Glasrohr befindet sich die Vor- und Rücklaufleitung für das Wärmetransportmedium. Für die ausschließliche Trinkwassererwärmung sind die günstigeren Flachkollektoren die bessere Wahl. Die effizienteren Röhrenkollektoren eignen sich zudem für eine solare Heizungsunterstützung.

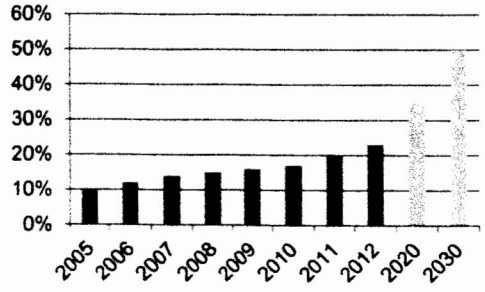
Zentrales vs. Dezentrales Energiesystem

Ein zentrales Energiesystem wird in erster Linie darüber definiert, dass die Stromeinspeisung in die überregionalen Übertragungsnetze, d. h. auf der Höchst- (380/ 220 kV) und Hochspannungsebene (110 kV), erfolgt. Hierzu dienen Kohle- und Atomkraftwerke, große Gaskraftwerke, aber auch leistungsstarke Offshore-Windparks und konzentrierende solarthermische Kraftwerke, die Strom verlustarm mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) weit entfernten Verbraucherzentren bereitstellen können. Ein dezentrales Energiesystem zeichnet sich hingegen dadurch aus, dass Strom in die lokalen und regionalen Verteilnetze – also auf der Mittel- (20 kV) und Niederspannungsebene (380/ 220 V) – eingespeist wird. Die Stromproduktion erfolgt dabei v. a. durch Solar-, Biogas- und Onshore-Windkraftanlagen, aber auch durch fossile Kraft-Wärme-Kopplung mittels Blockheizkraftwerken. Der Vorteil dezentraler Stromerzeugung besteht in den kürzeren Transportdistanzen zwischen Stromeinspeise- und -entnahmepunkten und den daraus resultierenden geringeren Transportverlusten. Darüber hinaus müssen weniger Netzebenen überwunden werden, wodurch geringere Umspannverluste anfallen. Des Weiteren eröffnet die verbrauchernahe Energieproduktion Möglichkeiten der Mitsprache, Partizipation und Teilhabe und wird hierdurch transparenter. Die erste EU-Richtlinie zur Elektrizitätsmarktliberalisierung 1996 sowie das EEG 2000 haben zu einer Belebung der dezentralen Stromerzeugung geführt. Die Gebietsmonopole der großen, vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen (E.on, RWE, Vattenfall, EnBW) wurden im Zuge der Trennung des Netzbetriebes von Stromerzeugung und -vertrieb (Unbundling) aufgebrochen und die vorrangige Abnahme regenerativ produzierten Stromes zu einer gesetzlichen Pflicht erhoben. Dies erhöhte sukzessive die Vielfalt an Akteuren auf dem deutschen Strommarkt, denn nach der Liberalisierung traten mehr und mehr unabhängige Produzenten, Stadtwerke und Regionalversorger auf (Klagge/ Brocke 2013, S. 12ff.). Diese Demokratisierung der Energieversorgung ist sicherlich zu begrüßen, jedoch darf nicht außer Acht gelassen werden, dass eine kontinentale bzw. interkontinentale Vernetzung der Energieversorgung mittels HGÜ-Leitungen eine hervorragende Möglichkeit bietet, lokale, regionale oder auch nationale Schwankungen in der Strombereitstellung aufgrund der Nutzung intermittierender Energiequellen auszugleichen. Mit zunehmender Größe des Raumes, innerhalb dessen Regenerativstrom vermarktet wird, erhöht sich nicht zuletzt die Wahrscheinlichkeit, dass ausreichend Wind- oder Sonnenstrom zur Verfügung stehen. In diesem Sinne ist die Kombinierung von zentralen und dezentralen Strukturen die beste Möglichkeit, sowohl Versorgungssicherheit als auch Partizipation zu gewährleisten.

Ziele

Seit der Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat sich der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung versechsfacht. Der rasche Ausstieg aus der Atomkraft bis 2022 sowie die unzähligen neuen Geschäftsfelder in der Branche der regenerativen Energien lassen einen weiteren Bedeutungsgewinn der EE bis 2020 als realistisch erscheinen.

Beitrag und Ziele der Erneuerbaren Energien
Anteil des Stroms aus EE



Ziele der Windenergie 2020

Arbeitsplätze	ca. 200.000
Anteil am Stromverbrauch	25 %
CO_2-Vermeidung	120 Mio. t/ a
Investitionen	66,9 Mrd. €

Ziele der Solarbranche 2020

Arbeitsplätze	200.000
CO_2-Vermeidung	19 Mio. t
Exportquote	70 %
Investitionen 2010-2020 Strom/Wärme	64,4/ 25,7 Mrd. €

Ziele der Bioenergie 2020

Anteil am Endenergieverbrauch	mind. 10 %
CO_2-Vermeidung	120 Mio. t/ a
Investitionen Strom 2010-2020	15,3 Mrd. €
Investitionen Wärme/ Kraftstoffe 2010-2020	23,8 Mrd. €

Ziele der Geothermie 2020

Arbeitsplätze	25.000
Strom- und Wärmeleistung	16.000 MW
CO_2-Vermeidung	ca. 11 Mio. t/ a
Investitionen Strom/ Wärme 2010-2020	8,7/ 26,1 Mrd. €

Ziele der gesamten Branche 2020

Investitionen 2005-2020	235 Mrd. €
Arbeitsplätze	mind. 500.000
Anteil am Stromverbrauch	47 %
Anteil am Wärmeverbrauch	25 %
Anteil am Kraftstoffverbrauch	22 %
Anteil am Endenergieverbrauch	28 %
Anzahl Elektrofahrzeuge	1 Mio.
CO_2Vermeidung	287 Mio. t/ a
Einsparung fossiler Energieimporte	50 Mrd. €
Vermeidung externer Kosten	12,3 Mrd. €
Exportvolumen	80 Mrd. €
Exportquote	durchschnittlich 70 %

Quelle: Eigene Darstellung, nach Agentur für Erneuerbare Energien

Literatur

ABB (2012): Was ist HGÜ? http://www.abb.de/cawp/db0003db002698/1969e8ef4e83cb62c125725f0054bf10.aspx, (26.02.2013).

Agentur für Erneuerbare Energien (2011): Der volle Durchblick in Sachen Erneuerbare Energien. http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/AEE_Durchblick_Erneuerbare_Energien_Dez11_final.pdf, (27.02.2013).

Agentur für Erneuerbare Energien (2013): Solarwärme. http://www.unendlich-viel-energie.de/de/solarenergie/solarwaerme.html, (05.03.2013).

Ahonen A.-M., David T., Dorfner J., Nagy Z., Nuorkivi A., Peters C., Schönsteiner K., Vautz S., Wiltshire R., Zöld A. (2013): Making Cities Energy Efficient – Urban and Regional Planning adopting RES. Espoo.

Berkel M. (2013): Wie sinnvoll sind Speicher für privat erzeugte Sonnenenergie? In: Technology Review, Spezialheft Energie, S. 74-75.

Bosch S. (2008): Kulturlandschaften und Erneuerbare Energien – Auswirkungen auf Natur und Landschaft: Ökonomische Bedeutung und ökologische Probleme der Biogasgewinnung. In: Verein Rieser Kulturtage e. V. [Hrsg.]: (= Rieser Kulturtage – Eine Landschaft stellt sich vor). Dokumentation Band XVII, S. 125-128.

Bosch S. (2010): Rieser Kulturlandschaft und Erneuerbare Energien. Energiepflanzenbau und Pflege der Kulturlandschaft – Zwischen Dichotomie und Synergie. In: Verein Rieser Kulturtage e. V. [Hrsg.]: (=Rieser Kulturtage – Eine Landschaft stellt sich vor. Dokumentation Band XVIII), S. 192-198.

Bosch S. (2010): Sauberer Strom aus der Wüste – Der Ausbau von konzentrierenden solarthermischen Systemen zur Sicherung der Energie- und Wasserversorgung in der EU-MENA-Region. In: Friedmann A., Hilpert M., Jacobeit J., Kunstmann H., Peyke G., Reller A., Schneider T., Thieme K., Timpf S., Wetzel K.-F., Wieczorek U. [Hrsg.]: (=Geographica Augustana, Bd. 8), Augsburg.

Bosch S. (2012): Erfassung und Bewertung des Einflusses der Ressource Raum im Rahmen der Förderung von Erneuerbaren Energien sowie Ableitung eines ganzheitlichen Ansatzes zur optimalen Integration von regenerativen Technologien in den ländlichen Raum. Online: http://opus.bibliothek.uni-augsburg.de/opus4/frontdoor/index/index/docId/1967.

Bosch S. (2012): Erneuerbare Energien im Augsburger Raum – Technische Details, Standortpotenziale und Flächennutzungskonkurrenzen. In: Schneider T. [Hrsg.]: Geographische Exkursionen in Bayerisch Schwaben und benachbarten Gebieten (=Geographica Augustana, Bd. 12), S. 121-134.

Bosch S. (2013): Erneuerbare Energie für Deutschland – Räumliche und technische Planung für eine intelligente Energieversorgung. In: Geographische Rundschau, 65 (1), S. 4-11. (inkl. Moderation des Themenheftes).

Bosch S., Peyke G. (2008): Energiepflanzenbau und konkurrierende Flächennutzungen – neue Strukturen in der Landwirtschaft und ihre Optimierung mittels GIS. In: Strobl J., Blaschke T., Griesebner G. [Hrsg.]: (= Angewandte Geoinformatik 2008 – Beiträge zum 20. AGIT-Symposium Salzburg), S. 450-455.

Bosch S., Peyke G. (2009): Energiewende durch GIS. In: GIS.Business – Zeitschrift für Geoinformation, 15 (8), S. 44-46.

Bosch S., Peyke G. (2010): Nachhaltige Energieversorgung am Scheideweg – wachsende Ansprüche an GIS zur Korrektur von Fehlentwicklungen beim Ausbau von Erneuerbaren Energien. In: Strobl J., Blaschke T., Griesebner G. [Hrsg.]: (=Angewandte Geoinformatik 2010 – Beiträge zum 22. AGIT-Symposium Salzburg), S. 924-929.

Bosch S., Peyke G. (2010): Raum und Erneuerbare Energien – Anforderungen eines regenerativen Energiesystems an die Standortplanung. In: Standort – Zeitschrift für Angewandte Geographie, 34 (1), S. 11-19.

Bosch S., Peyke G. (2011): Erneuerbare Energien und Offshore-Standorte. Rückzug oder Zukunftsperspektive? In: Geographische Rundschau, 63 (4), S. 51-59.

Bosch S., Peyke G. (2011): Gegenwind für die Erneuerbaren – Räumliche Neuorientierung der Wind-, Solar- und Bioenergie vor dem Hintergrund einer verringerten Akzeptanz sowie zunehmender Flächennutzungskonflikte im ländlichen Raum. In: Raumforschung und Raumordnung, 69 (2), S. 105-118.

Bosch S., Peyke G. (2011): Kein Raum für die Erneuerbaren? GIS hilft bei der Suche! In: GIS.Business – Zeitschrift für Geoinformation, 17 (5), S. 34-36.

Bosch S., Peyke G. (2011): Erneuerbare Energien und GIS – Schlummernde Potenziale. In: Landmarcs – Geo Business News, S. 1 u. 5.

Bosch S., Peyke G. (2011): Regionalplanerische Einstufung der Windenergie in Deutschland – Visualisierung konkurrierender Flächennutzungsansprüche an On- und Offshore-Standorten mittels GIS. In: Strobl J., Blaschke T., Griesebner G. [Hrsg.]: (=Angewandte Geoinformatik 2010 – Beiträge zum 23. AGIT-Symposium Salzburg), S. 450-459.

Breyer C., Gerlach A. (o. J.): Global Overview on Grid Parity Event Dynamics. http://www.q-cells.com/uploads/tx_abdownloads/files/11_GLOBAL_OVERVIEW_ON_GRID-PARITY_Paper.pdf, (26.02.2013).

Brücher W. (2009): Energiegeographie – Wechselwirkungen zwischen Ressourcen, Raum und Politik. Berlin.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2010): Genehmigung von Offshore-Windenergieparks. http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp, (15.07.2010).

Bundesverband Geothermie (2011): Nutzung der Geothermie in Deutschland, www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html, (16.04.2013).

Bundesverband Geothermie (2011): Nutzung der Geothermie in Deutschland, www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html, (16.04.2013).

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar) (2013): Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie). http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Solarwaerme.pdf, (05.03.2013).

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BWS-Solar) (2013): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf, (27.02.2013).

David T., Haselmayr T. (2012): GIS-Based Analysis of Renewable Energy Potentials in Urban Space. In: AKADÉMIAI KIADÓ [Hrsg.]: International Review of Applied Sciences and Engineering. Vol. 3, Nr. 2. Budapest.

Desertec Foundation (2013): Das Konzept. http://www.desertec.org/de/konzept/, (25.02.2013).

Deutsche Energie-Agentur (dena) [Hrsg.] (2011): Biogaseinspeisung in Deutschland und Europa – Markt, Technik und Akteure. Berlin.

Deutscher Städte und Gemeinde Bund (2009): Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten. http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitfaden_repowering.pdf, (12.03.2013).

Deutsche Wind Guard (2012): Status des Windenergieausbaus in Deutschland. http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/press-release/2012/albers-bundesregierung-will-bei-energiewende-keinen-foerderalismus/fact-sheet-status-windenergieausbau-2012-06-30.pdf, (12.03.2013).

Dii GmbH (2013a): Desertec – Von der Vision zur Realität. http://www.dii-eumena.com/de/home.html, (25.02.2013).

Dii GmbH (2013b): Unsere Mission. http://www.dii-eumena.com/de/home/mission.html, (25.02.2013).

Färber K. (2012): Der Umgang mit Windenergie in der räumlichen terrestrischen Planung am Beispiel ausgewählter Regionen aus Deutschland und Spanien. In: Goppel K./Tröger-Weiß G. [Hrsg.]: Schriften zur Raumordnung und Landesplanung, Bd. 38, Augsburg-Kaiserslautern. Online: http://www.uni-kl.de/rur/publikationen/srl/srl-band-38.html.

Fraunhofer ISE (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf, (05.03.2013).

Heyman O., Weimers L., Bohl M.-L. (o. J.): HVDC – A Key Solution in Future Transmission Systems. http://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/237.pdf, (26.02.2013).

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) (2011): Effekte von Eigenverbrauch

und Netzparität bei der Photovoltaik – Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf, (26.02.2013).

International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS) (2012): National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2011. http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1[showUid]=1234&tx_damfrontend_pi1[backPid]=93, (04.03.2012).

Janzing B. (2010): Kraft auf Vorrat. In: Neue Energie, 19 (7), S. 24-31.

Kaltschmitt M., Streicher W., Wiese A. [Hrsg.] (2006): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 4. Aufl., Berlin.

Klagge B., Brocke T. (2013): Energiewende vor Ort. Dezentrale Stromerzeugung und die Rolle von Stadtwerken und Regionalversorgern. In: Geographische Rundschau, 65 (1), S. 12-18.

Peyke G., Bosch S. (2010): Von A bis Z – Erneuerbare Energien. Augsburg.

Peyke G., Bosch S., Brandhuber B. (2011): Von A bis Z – Erneuerbare Energien. Augsburg.

REN21 (2012): Renewables 2012 – Global Status Report. http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/%20GSR_2012%20highres.pdf, (27.02.2013).

Repowering Kommunal (2009): Repwoering von Windenergieanlagen. http://www.repowering-kommunal.de/uploads/tx_tcdownloadmngr/BME_RepowerBrosch-09.pdf, (12.03.2013).

Schmitt T. (2012): Postfordistische Energiepolitiken? Das Desertec-Konzept als Szenario zur Restrukturierung der Energieversorgung in der EUMENA-Region. In: Zeitschrift für Wirtschaftsgeographie, 56 (4), S. 244-263.

Schöbel S. (2012): Windenergie und Landschaftsästhetik. Zur landschaftsgerechten Anordnung von Windfarmen. Berlin.

Sedlacek R. (2009): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: Erdöl Ergas Kohle, 125 (11), S. 412-426.

Sieferle R. P. (1997): Rückblick auf die Natur. Eine Geschichte des Menschen und seiner Umwelt. München.

Siemens (2011): Factsheet HGÜ. http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2011/energy/2011-09-mallorca/factsheet-hvdc-d.pdf, (26.02.2013).

Stieglmeier T., von Groote-Bidlingmaier C., Bosch S. (2012): Mobile Sichtbarkeitsanalyse für potenzielle Windkraftstandorte auf Smartphones. Poster Session AGIT 2012, Fachmesse für Angewandte Geoinformatik, Salzburg.

Walter K., Bosch S. (2012): Energietransport – GIS-gestützte Identifikation optimaler Stromleitungstrassen zwischen Nordafrika und Europa. In: Strobl J., Blaschke T., Griesebner G. [Hrsg.]: (= Angewandte Geoinformatik 2012 – Beiträge zum 24. AGIT-Symposium Salzburg), S. 543-552.

Wöbse H. H. (2002): Landschaftsästhetik – Über das Wesen, die Bedeutung und den Umgang mit landschaftlicher Schönheit. Stuttgart.

Zaman A., Lockman S. (2011): Solar Industry Growth ...You Ain't Seen Nothin' Yet- The Grid Parity Decade. http://www.strategicsiliconservices.com/wp-content/uploads/2011/09/MR-PJ-01012011.pdf, (26.02.2013).

Institut für Geographie
Universität Augsburg

Universität Augsburg
Institut für Geographie
Lehrstuhl für Humangeographie & Geoinformatik
Universitätsstrasse 10
86159 Augsburg

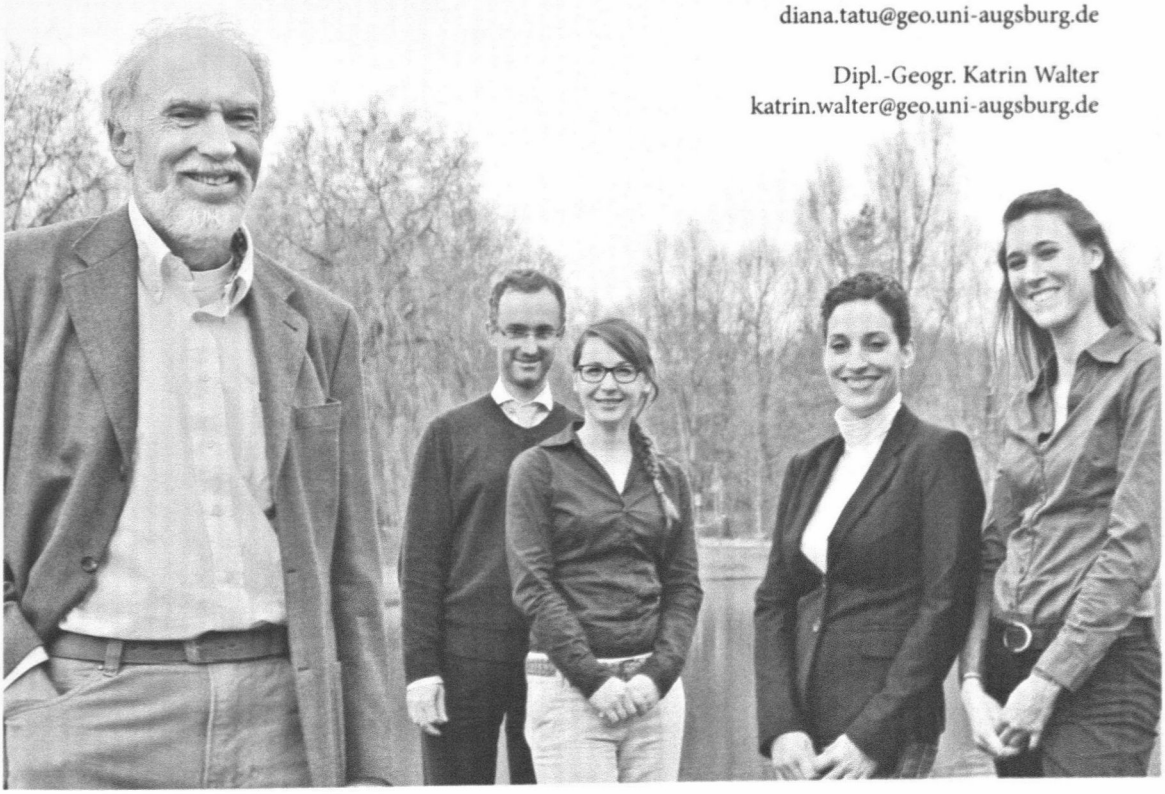
Prof. Dr. Gerd Peyke
gerd.peyke@geo.uni-augsburg.de

Dr. Stephan Bosch
stephan.bosch@geo.uni-augsburg.de

Dipl.-Geogr. Kathrin Färber
kathrin.faerber@geo.uni-augsburg.de

Diana Tatu
diana.tatu@geo.uni-augsburg.de

Dipl.-Geogr. Katrin Walter
katrin.walter@geo.uni-augsburg.de



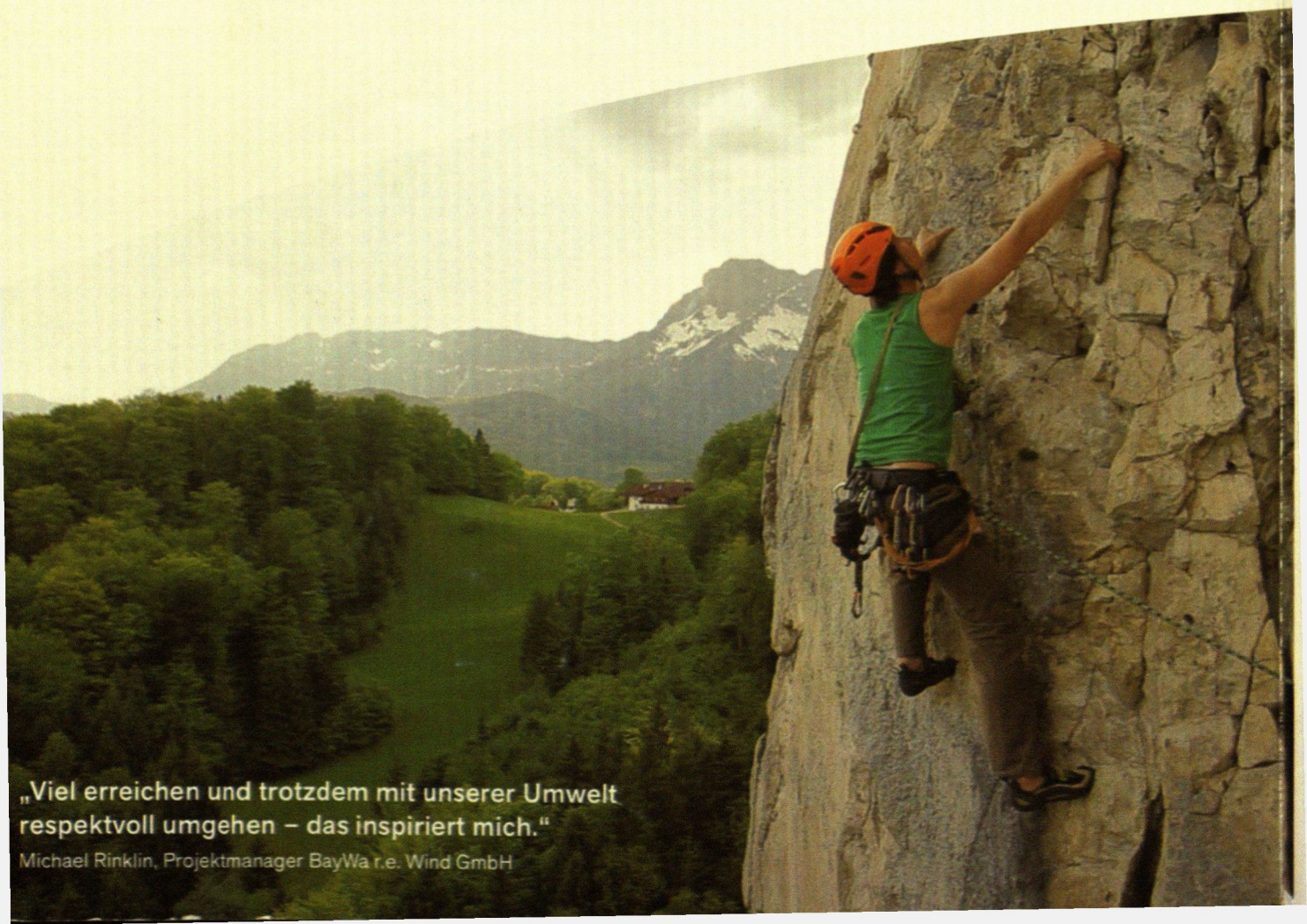
BayWa r.e.
renewable energy

BayWa r.e. – ein internationales Unternehmen mit Zukunft!

Die BayWa r.e. gehört zu den führenden Anbietern im Bereich der Erneuerbaren Energien und ist in den Geschäftsfeldern Windenergie, Solarenergie, Bioenergie und Geothermie erfolgreich aktiv. Das Kompetenznetzwerk der BayWa r.e. umfasst die Bereiche Handel, Projektentwicklung und -realisierung, Beratungsdienstleistungen sowie technische und kaufmännische Betriebsführung.
Die Branche der Erneuerbaren Energien bietet wie kaum eine andere die Möglichkeit, sich beruflich erfolgreich einzubringen und zugleich aktiv am Erhalt einer lebenswerten Umwelt mitzuarbeiten.

Mit neuer Energie ans Ziel

Informieren Sie sich über die vielfältigen Möglichkeiten, die Ihnen das Netzwerk der BayWa r.e. bietet und besuchen Sie uns auf: www.baywa-re.com



„Viel erreichen und trotzdem mit unserer Umwelt respektvoll umgehen – das inspiriert mich."
Michael Rinklin, Projektmanager BayWa r.e. Wind GmbH