



VERBAND BERATENDER  
INGENIEURE

# ERNEUERBARE ENERGIEN

VBI-Leitfaden

# Impressum

## **Herausgeber**

Verband Beratender Ingenieure VBI  
Budapester Str. 31  
10787 Berlin  
Fon: 030.26062-0  
Fax: 030.26062-100  
Mail: [vbi@vbi.de](mailto:vbi@vbi.de)  
[www.vbi.de](http://www.vbi.de)

## **Verantwortlich**

Dipl.-Ing. Arne Höllen, VBI

## **Redaktion**

Dr. Gerhard Hofmann, Agentur-Zukunft.eu, Berlin

## **Gestaltung und Satz**

Kay Neubert, Berlin

© 2015

Verband Beratender Ingenieure VBI  
Alle Rechte vorbehalten

Erneuerbare Energien VBI-Leitfaden  
1. Auflage, Mai 2015

Wichtiger Hinweis: Die Inhalte dieser Broschüre sind nicht als Rechtsberatung aufzufassen. Das Lesen dieser Broschüre kann eine umfassende Rechtsberatung nicht ersetzen.

# Erneuerbare Energien

## VBI-Leitfaden

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Marktsituation und aktuelle Zahlen für die Erneuerbaren Energien .....</b>	<b>9</b>
2.1	Bestandsaufnahme der Energiewende – Stichwort Strom .....	9
2.2	Internationale Klimapolitik und Emissionshandel – theoretisch gut – aber praktisch... von Dennis Meadows bis heute .....	19
<b>3</b>	<b>Die Technologien .....</b>	<b>23</b>
3.1	Der Erneuerbare Energie-Mix .....	23
3.1.1	Solarthermische Wärmebereitstellung.....	24
3.1.2	Solarthermische Stromerzeugung .....	28
3.1.3	Photovoltaik .....	34
3.1.4	Biomasse.....	39
3.1.5	Biogasanlagen.....	42
3.1.6	Windenergie On- und Offshore und ihre Netzanbindung .....	47
3.1.7	Geothermie .....	51
3.2	Verteilung.....	54
3.2.1	Stromnetze – Herausforderung durch Erneuerbare Energien .....	54
3.2.2	Gasnetze.....	58
3.2.3	Wärme- und Kältenetze .....	60
3.2.4	Erneuerbare Energien und Verteilung.....	63
3.3	Speicherung.....	81
3.3.1	Pumpspeicherkraftwerke .....	82
3.3.2	Wasserstoff – Elektrolyse.....	85
3.3.3	Untergrundgasspeicher – UGS .....	89
3.3.4	Elektrische Energie – Batteriespeicher – Autobatterien .....	92
3.3.5	Carbon Capture and Utilisation (CCU) – CO <sub>2</sub> Rohstoff, nicht „Abfall“ .....	96
<b>4</b>	<b>Planung und Realisierung.....</b>	<b>99</b>
4.1	Ingenieurdienstleistungen im Projektablauf.....	100
4.2	Potenzialanalyse Erneuerbare Energien .....	104
4.3	Bedarfsanalyse .....	108
4.4	Planungsprozesse im Bereich Erneuerbarer-Energie-Projekte am Beispiel eines Energienutzungsplans .....	111
4.4.1	Die wesentlichen Planungsprozesse zur Entwicklung eines Energienutzungsplanes .....	112

4.5	Bankable Feasibility Study .....	115
4.6	Kommunaler Klimaschutz am Beispiel von Teltow und Kleinmachnow .....	119
4.7	Steigerung der Akzeptanz durch Beteiligung gesellschaftlicher Kräfte und politische Umsetzung.....	123
<b>5</b>	<b>Wirtschaftlichkeit und Finanzierung .....</b>	<b>127</b>
5.1	Kosten der Erneuerbaren Energien im Vergleich .....	127
5.2	Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag.....	131
5.3	Fördermöglichkeiten von Erneuerbare-Energien-Projekten .....	139
5.4	EEG-Direktvermarktung: Alternative in Richtung Marktwirtschaft .....	141
5.5	Dezentralität der Photovoltaik durch lokale und regionale Direktvermarktung von Solarstrom nutzen .....	144
5.6	Kann Nachhaltigkeit wirtschaftlich sein? .....	148
<b>6</b>	<b>Honorierung .....</b>	<b>151</b>
<b>7</b>	<b>Klimapolitik wo stehen wir? Die Praxis .....</b>	<b>157</b>
<b>8</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>161</b>
8.1	Quellen.....	161

## **Autoren**

*Dipl.-Ing. Norman Beherzig; mprofi AG; Zug*

*Daniel Beuschel; ISPEX AG; Bayreuth*

*Dipl.-Ing. Arch. Bettina Dittmer; Atelier 4 D Architekten; Berlin*

*Dr. rer. nat. Ulrich R. Fischer; Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg*

*Dr. Dipl.-Chem. Thomas Franke; CDM Smith Consult GmbH; Leipzig*

*Dipl.-Wirt.-Ing. Christian Grundner; Eclareon GmbH; Berlin*

*Dipl.-Ing. Arch. Volker Hesse; iproplan® Planungsgesellschaft mbH; Chemnitz*

*Dr. Gerhard Hofmann; Agentur Zukunft; Berlin*

*Dipl.-Ing. Arne Höllen; Verband Beratender Ingenieure; Berlin*

*Univ.-Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt; Technische Universität Hamburg-Harburg*

*Dipl.-Ing. Thomas Kraneis; GAUFF Power Int.; Nürnberg*

*Dipl.-Ing. Fabian Kuhn; Fichtner GmbH & Co. KG; Stuttgart*

*M.Sc. Annika Magdowski; Technische Universität Hamburg-Harburg*

*Dipl.-Ing. Henry Och; Dr. Born - Dr. Ermel GmbH - Ingenieure; Achim*

*Dipl.-Ing. Christopher Vagn Philipsen; Drees & Sommer AG; Stuttgart*

*Dipl.-Ing. Bernd Rabann; ARCUS Planung + Beratung Bauplanungsgesellschaft mbH; Cottbus*

*Dipl.-Ing. Klaus Rollenhagen; GAUFF GmbH; Berlin*

*Dipl.-Geol. Steffen Schmitz; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH; Leipzig*

*Dr.-Ing. Dirk Schramm; Ingenieurbüro für Energiewirtschaft; Steinbach-Hallenberg*

*Dipl.-Ing. Heiner Schröder; Dr. Born - Dr. Ermel GmbH – Ingenieure; Achim*

*Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz; Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg*

*Dipl.-Ing. Arno Stomberg; Dr. Born - Dr. Ermel GmbH – Ingenieure; Achim*

*Univ. Prof. Dipl. Ing. Dr. techn. Wolfgang Streicher; Universität Innsbruck*

*Prof. Dr. Klaus Töpfer; Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam*

*Dr.-Ing. Andreas Wiese; intec GOPA-International Energy Consultants GmbH; Bad Homburg v. d. H.*



## 1 Einleitung

### Erneuerbare Energien – von den Anfängen zur weltweiten Marktdurchdringung

Von Klaus Töpfer



Prof. Dr. Klaus Töpfer  
Exekutiv-Direktor Institut for Advanced Sustainable Studies (IASS-Potsdam)  
Bundesumweltminister a. D.  
Direktor des UN-Umweltprogramms UNEP a. D.

Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

In der Entwicklung von Technologien für die Erneuerbaren Energien sind Deutschlands Ingenieure führend. Keine andere Branche hat sich in den vergangenen Jahren so rasant entwickelt. 400.000 Menschen arbeiten derzeit in diesem oder abhängigen Bereichen. Die Marktdurchdringung hängt vielfach an nicht berechenbaren Kleinigkeiten. Wie sonst erklärt es sich, dass die Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien bereits vor über 100 Jahren erfunden wurden, dann aber wieder in den Schubladen verschwanden? So war es mit dem ersten solarthermischen Kraftwerk in Ägypten, der Photovoltaik (siehe Kap. 3.1.3 auf Seite 34), der Windenergie (siehe Kap. 3.1.6 auf Seite 47), und der Elektromobilität (siehe Kap. 3.3.4 auf Seite 92). Die Konzentriertheit fossiler Energieträger und ihre geweckte schnelle Renditeerwartung haben die Erneuerbaren bereits nach ersten Anfängen wieder vom Markt verdrängt. Solche Konzepte wurden auch deshalb nicht weiter verfolgt, weil es, auch ingenieurtechnisch gesehen, viel einfacher war, mit festen Größen zu rechnen. Der Energiegehalt fossiler Energieträger wurde so zum Maß aller Dinge, ausgedrückt beispielsweise in Steinkohleneinheiten.

Die weltweit wachsende Nachfrage nach Energie kann weder durch fossile noch durch atomare Energieträger langfristig und nachhaltig befriedigt werden. Die damit verbundenen Kosten, besonders für die externalisierten Effekte, sind einfach zu hoch. Die Energieversorgung der Zukunft, die allen Menschen Zugang zu sauberer, effizienter und zuverlässiger Energie ermöglicht, kann nur mit einem intelligenten Mix geschaffen werden.



Erneuerbare Energien werden in einem solchen Energiesystem eine wesentliche Rolle spielen. Die Bewältigung der räumlichen und zeitlichen Diskontinuitäten bei der Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien stellen die Herausforderungen der Zukunft dar, wobei viele Technologien nicht neu erfunden werden müssen.

Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), Supraleitung, Batterie- oder Pumpspeicher gibt es seit 100 Jahren und mehr. Was es allerdings vor 100 Jahren nicht gab, waren leistungsfähige Rechner zur Regelung dieser komplexen Prozesse. Heute können Prozesse nicht nur in Echtzeit sondern mit den entsprechenden Prognose-Algorithmen auch in die Zukunft schauend geregelt werden. Damit ergeben sich auch für den Aufbau und das Management eines globalen oder zumindest europäischen Stromnetzes gute Ausgangsvoraussetzungen. Angesichts der Entwicklungen im Informations- und Kommunikationssektor kann man sehen, dass auch komplexe Systeme stabil sein können und man mit Engpässen auch in globalen Strukturen umgehen kann.

Gleichzeitig sollte weiter erforscht werden, ob dieses Netz überhaupt zentral gesteuert werden muss, oder nicht vielmehr dezentrale Einheiten solch ein Netz viel effizienter steuern können. Intelligente Netze, Smart Grids oder virtuelle Kraftwerke demonstrieren bereits heute, dass zentrale Großkraftwerke durch kleinteilige, dezentrale Einheiten in direkter Nähe der Verbraucher ergänzt bzw. ersetzt werden und intelligentes Angebots- und Nachfragemanagement etabliert werden. Zudem können mit der dezentralen Energieerzeugung weitere positive Effekte mit Blick auf ökonomische und soziale Strukturen erzielt werden, dies zeigt sich bereits heute an vielen ehemals „strukturell schwachen“ Regionen.

Als Vorreiter bei Erneuerbaren Energien und als Macher der Energiewende steht Deutschland in der Pflicht und unter internationaler Beobachtung, Konzepte für eine dezentrale Energieversorgung vorzudenken und weniger weit entwickelten Ländern zur Verfügung zu stellen.

Weltweit hat immer noch eine Milliarde Menschen keinen Zugang zu elektrischer Energie. Der weitaus überwiegende Teil davon lebt in afrikanischen Staaten südlich der Sahara und in Teilen Asiens. Für diese Regionen wird die Frage einer Energieversorgung über Erneuerbare Energien zur entscheidenden Entwicklungsfrage.

Der VBI möchte mit diesem Leitfaden „Erneuerbare Energien“ Anstöße geben, komplexe Systeme - bestehend aus mehr oder weniger lang erprobten Komponenten - zusammen zu denken und in Gesamtkonzepten zu vereinen.

## 2 Marktsituation und aktuelle Zahlen für die Erneuerbaren Energien

### 2.1 Bestandsaufnahme der Energiewende – Stichwort Strom

Thomas Kraneis

---

*Erstmals seit dem Unfall von Fukushima vor drei Jahren hat ein Gericht verboten, ein Kernkraftwerk wieder vollständig anzufahren. Das Bezirksgericht in der westlichen Provinz Fukui gab damit einer Klage von 189 Bürgern statt. Japans Aufsichtsbehörde prüft nun, ob die Reaktoren neue, verschärfte Sicherheitsauflagen erfüllen und hochgefahren werden können. Japan hatte nach Fukushima sämtliche 48 Reaktoren heruntergefahren.*

---

Spiegel-Online, 21.05.2014

Nach dem atomaren Großunfall in Fukushima am 11. März 2011 nahm die Bundesregierung die kurz zuvor durchgesetzte Restlaufzeitverlängerung für Atomkraftwerke wieder zurück und beschloss, bis 2022 endgültig aus der Kernenergie auszusteigen. Die Schwierigkeiten bei der Umsetzung dieses Ziels wurden bisher jedoch meist mehr oder weniger in Einzelaspekten dargestellt. Drei große Bereiche sind dabei wesentlich: Strom, Mobilität und Wärme. Zur Jahreswende 2013-14 stellte sich die Situation im ersteren Bereich wie folgt dar.

#### Technische Voraussetzungen für Energiewende

2013 hatten die Erneuerbaren Energien einen Anteil von einem Viertel am deutschen Stromverbrauch und etwa 12% am gesamten Energieverbrauch – 2014 bereits etwa 30 Prozent. 2013 investierten Unternehmen und Privatpersonen etwa 16 Milliarden Euro in den Ausbau der Erneuerbaren Energien. In Deutschland waren Ende 2012 knapp 1,5 Millionen (50Hertz) erneuerbare Stromerzeugungsanlagen installiert – darin alle PV-Anlagen auf privaten Dächern, von Kleingewerbetreibenden und Landwirten. 63 Jahre lang war die Stromversorgung in Deutschland von etwa 200 zentralen Großkraftwerken sichergestellt worden. Die seit drei Jahren verstärkt umgesetzte Energiewende zeigte, dass jetzt technische Voraussetzungen nötig wurden, um eine ausreichende, sichere und bezahlbare Energieversorgung zu gewährleisten: allen voran Speichermöglichkeiten und Netzausbau.

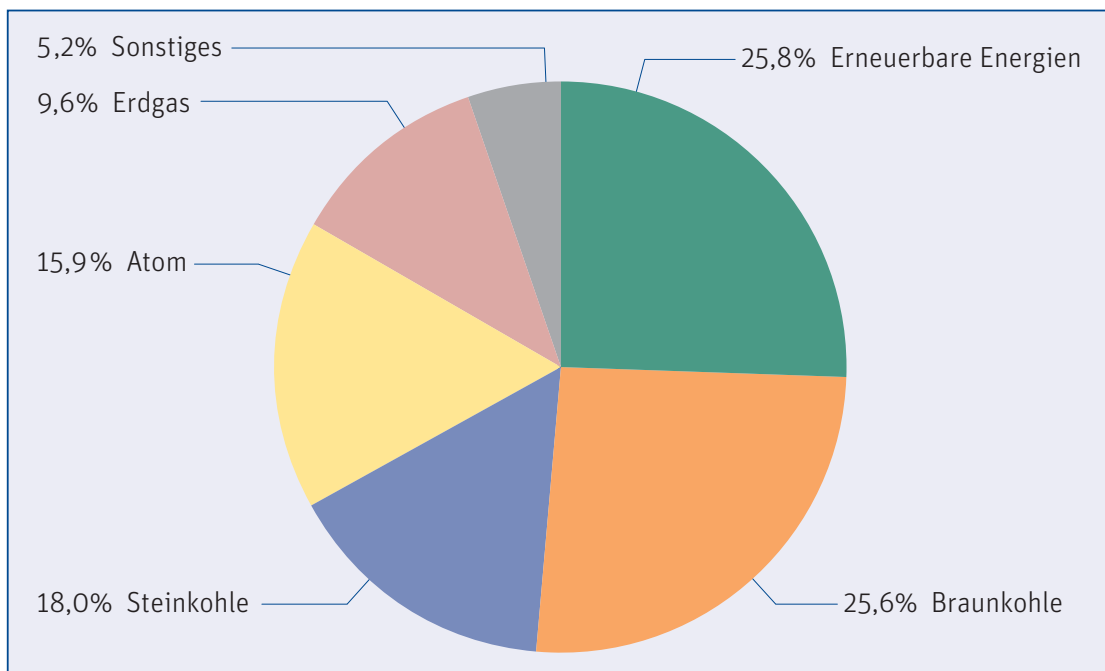


Abb. 2.1: Strommix (Bruttostromerzeugung) in Deutschland Stand 12/2014 | Quelle: BDEW

Ende 2013 waren in Deutschland etwa 34 GW Wind-On- und -Offshore, 36 GW PV und mehr als 8 GW Biogas installiert – alle (kleineren) Techniken mitberücksichtigt: insgesamt 83 GW.

### Steinkohleverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen

Das Reduktionsziel für die CO<sub>2</sub>-Emissionen führte paradoxerweise dazu, dass 2013 trotz der Energiewende sogar ein Rekordjahr beim Kohleimport wurde: Laut Verein der Kohlenimporteure sind die Einfuhren um 6,5 % auf mehr als 50 Millionen Tonnen angestiegen. Angesichts niedriger Preise für Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate hätten sich viele Kraftwerksbetreiber zuletzt für den festen Brennstoff und gegen das teurere Gas entschieden. Damit stieg aber der CO<sub>2</sub>-Ausstoß – 2013 war erneut auch hier ein Rekordjahr. (Der Weltmarktpreis für Steinkohle sinkt seit Jahren deshalb erheblich, da neue Lagerstätten gefunden werden und die USA wegen der Produktion von Shale Gas [Fracking] reduziert Kohle verbrauchen. Der sinkende Kohlepreis hatte andererseits Einsparungen von fast 10 Milliarden Euro zur Folge.) Auch gingen die Rohölimporte, die früher für die Kraftwerke benötigt wurden, entsprechend zurück. Weiterhin ist auf Einsparungen im Gasverbrauch bei Combined Cycle-Anlagen (Kombikraftwerke) hinzuweisen.

## **Große Zustimmung zur Energiewende**

Der Orkan Xaver Anfang Dezember 2013 brachte Deutschland in eine bisher einmalige Situation: Ungefähr 70 % der Energie wurden als Erneuerbare Energien erzeugt, hauptsächlich durch Windkraftanlagen. Probleme in den Schaltzentralen der Deutschen Netzbetreiber entstanden dadurch, dass der im Norden erzeugte Windstrom in den Süden Deutschlands geleitet werden musste. Diese technische Herausforderung wurde allerdings erfolgreich gemeistert: Es kam weder zu Abschaltungen (Blackouts) noch zu Engpässen in der Stromversorgung. Ähnlich verlief der Orkan Niklas Ende März 2015. Auch die Sonnenfinsternis am 20. März 2015 verursachte keine Probleme.

Die Bevölkerung in Deutschland hat sich in verschiedenen Umfragen zu 80 bis 90 % für die Erneuerbaren Energien ausgesprochen, obwohl gleichzeitig auch die damit verbundenen erhöhten Kosten bewusst gemacht wurden. Außerdem glauben mittlerweile mehr als 50 % nicht, dass es künftig zu Blackouts oder Lieferengpässen kommen wird.

## **Stromautobahnen fehlen**

Man darf aber nicht die Augen vor der Tatsache verschließen, dass die notwendigen Stromleitungen (HGÜ, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) für den Transport aus Norddeutschland nach Mittel- und Süddeutschland größtenteils fehlen.

Nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG, vom Juli 2013) stellt die Bundesnetzagentur für die darin enthaltenen 36 bundesweiten Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes fest. Der Bundesbedarfsplan enthält die von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans. Von den 36 Vorhaben sind 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinne des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes gekennzeichnet. Für diese Vorhaben führt die Bundesnetzagentur die Bundesfachplanungen und im Anschluss die Planfeststellungsverfahren durch. Das 2009 verabschiedeten Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) nennt in der aktuellen Fassung (Frühjahr 2015) 23 Vorhaben, die für die künftige Energieversorgung in Deutschland notwendig sind und die in der Zuständigkeit der Länder geplant werden. Die Bundesnetzagentur erfasst im Rahmen des EnLAG-Monitorings regelmäßig den aktuellen Stand aller Vorhaben.



Abb. 2.2: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

### **Die HGÜ-Planungen**

Aktuell prüft der Netzbetreiber Tennet den Bau einer Trasse von Nord- nach Süd-deutschland für mehrere Milliarden Euro. Amprion arbeitet an einer Machbarkeitsstudie über eine HGÜ-Trasse vom Rheinland in Richtung Baden-Württemberg. 50Hertz plant eine rund 600 Kilometer lange Leitung aus dem Raum Magdeburg ins Rhein-Main-Gebiet.

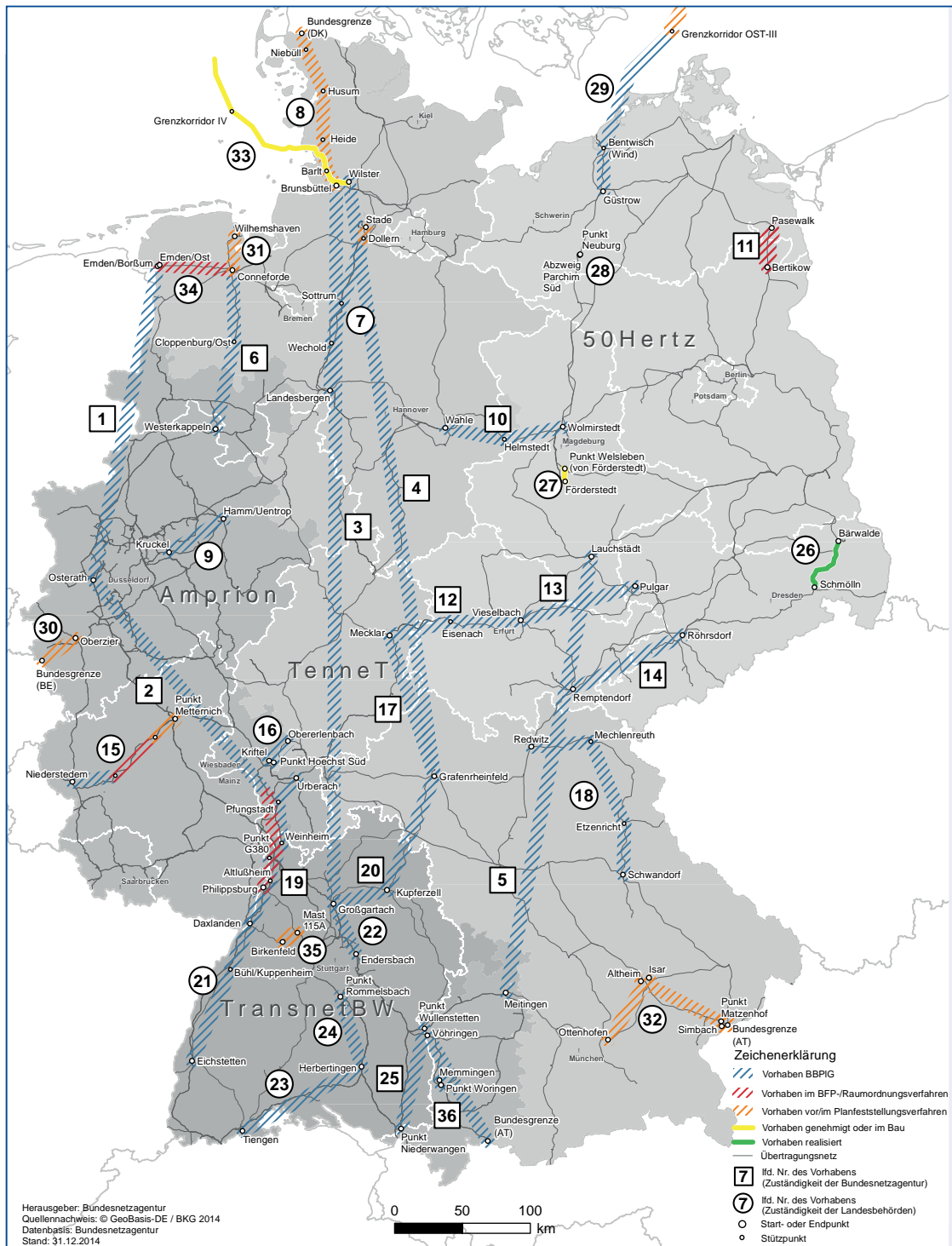


Abb. 2.3: Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) zum vierten Quartal 2014 | Quelle: Bundesnetzagentur / © GeoBasis-DE / BKG 2014 Stand 31.12.2014

Unter dem Begriff „Südlink“ sind aktuell diese fünf HGÜ-Verbindungen zusammengefasst:

- den von Wilster (60 km nordwestlich von Hamburg) nach Grafenrheinfeld bei Schweinfurt
- den von Brunsbüttel nach Großgartach in Baden-Württemberg,
- den von Heide nach Raitersaich in Bayern,
- den vom Kreis Segeberg in den Raum Wendlingen und
- den von Brunsbüttel nach Großgartach.

Alle fünf Stromkreise bedeuten den Bau von drei Leitungstrassen und sollen 2022 fertiggestellt werden. Ob das angesichts von Bürgerprotesten und politischen Widerständen gelingt, ist fraglich.

Die beschlossenen HGÜ-Stromautobahnen, die Gleichstrom bis zu einer Spannung von 1.000KV leiten, sind aber dringend erforderlich und müssen schnellstmöglich gebaut werden, um die Energiewende zum Erfolg zu führen.

#### **Oft unehrliche Argumentation**

Die Einsparung an Primärenergien, besonders Steinkohle, Rohöl und Gas, ist mit einer Größenordnung bis 15 Milliarden Euro pro Jahr zu veranschlagen. Dieses und ähnliche Fakten werden in den Argumentationen der unterschiedlichen politischen Kräfte teilweise verschwiegen, beziehungsweise ignoriert. Volkswirtschaftlich ist die Einsparung sehr willkommen. Andererseits führt das aber dazu, dass die in unseren Kraftwerken verbrannte hiesige Braunkohle die Emissionsbilanz besonders negativ belastet. (Bekanntlich emittiert die Stromerzeugung aus deutscher Braunkohle besonders viel Kohlendioxid.)

#### **Streit um Ausnahmen von EEG-Umlage**

Berücksichtigt werden muss aber die besondere Herausforderung, die Wettbewerbsfähigkeit der strom-intensiven deutschen Unternehmen und der damit verbundenen Wertschöpfungsketten zu erhalten. Die so genannte Besondere Ausgleichsregelung (Ausnahmen von der EEG-Umlage) begünstigte 2013 – laut Liste des Bundesamts für Ausfuhrkontrolle – 1.716 Unternehmen mit insgesamt 2.295 Abnahmestellen. Mehr als 2.700 Firmen/Abnahmestellen sollen 2014 in den Genuss der Ausnahmen kommen.

Hierzu hatte die Europäische Union in Brüssel ein Beihilfeverfahren gegen Deutschland eingeleitet. Das machte alle für 2014 erteilten Bescheide unsicher. Es gelang Bundeswirtschafts- und Energieminister Gabriel jedoch, sich mit dem damaligen EU-Wettbewerbskommissar Almunia zu einigen.

## **Wertschöpfung – 400.000 neue Arbeitsplätze dank Erneuerbarer Energien – Exportboom**

Die Wertschöpfung durch die 1,5 Mio. Stromerzeugungsanlagen (2013, 50Hertz), die sich dezentral über ganz Deutschland verteilen, spiegeln sich im Steueraufkommen der Bundesrepublik wider. Die Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien wird bis 2030 um 15 bis 18 % zunehmen.

---

*„In Zahlen ausgedrückt haben wir aktuell ungefähr 1,5 Millionen Photovoltaik-Anlagen, 20.000 Windkraftanlagen, 7.700 Biogasanlagen, rund 900 Netzbetreiber im Bereich Strom, 730 Netzbetreiber im Bereich Gas mit zusammen insgesamt rund 45 Millionen Kunden.“*

---

Hildegard Müller am 14.10.2014 vor dem Agendakongress Energiewende im Humboldt-Carré

Durch die Erneuerbaren Energien entstanden in Deutschland etwa 400.000 neue Arbeitsplätze. Bis 2030 können mehr als 30 % Einfuhren fossiler Brennstoffe eingespart werden. Zudem zeitigt die Exportinitiative für Erneuerbare Energie des Bundeswirtschaftsministeriums große Erfolge. 2013 sind Güter im Bereich Erneuerbare Energien im Wert von ca. 18 Mrd. Euro exportiert worden.

## **Deckelung des Zubaus durch EEG-Novelle**

Die Dezentralisierung von Energieerzeugungsanlagen ist nicht mehr rückgängig zu machen, schreitet aber in den nächsten Jahren langsamer voran, als es die Leistungsfähigkeit der deutschen Industrie bewerkstelligen könnte. Denn die EEG-Novelle 2014 deckelt den Zubau von Stromerzeugungsanlagen im Bereich Photovoltaik und Windenergie.

---

*Bis 2025 soll der Anteil der erneuerbaren Energien zwischen 40 und 45 % und bis 2035 zwischen 55 und 60 % betragen. Zudem wurden für jede Erneuerbare-Energie-Technologie konkrete Mengenziele (sog. Ausbaukorridore) für den jährlichen Zubau festgelegt:*

- *Solarenergie: jährlicher Zubau von 2,5 Gigawatt (brutto),*
- *Windenergie an Land: jährlicher Zubau von 2,5 Gigawatt (netto),*
- *Biomasse: jährlicher Zubau von ca. 100 Megawatt (brutto),*
- *Windenergie auf See: Installation von 6,5 Gigawatt bis 2020 und 15 Gigawatt bis 2030.*

*Die konkrete Mengensteuerung erfolgt künftig bei Photovoltaik, Windenergie an Land und Biomasse über einen sog. „atmenden Deckel“. Das heißt: Werden mehr neue Anlagen zur Erneuerbare-Energie-Erzeugung gebaut als nach dem Ausbaukor-*



*ridor vorgesehen, sinken automatisch die Fördersätze für weitere Anlagen. Bei Windenergie auf See gibt es einen festen Mengendeckel.*

Quelle: Internetportal „www.erneuerbare-energien.de“ des BMWi

Die Tarifgestaltung für neue Verträge soll auch die hohen Unterstützungszusagen abbauen (in der Photovoltaik soll es ab 52 GW keine Einspeisevergütung mehr geben), um attraktive Stromtarife sicherzustellen. Momentan liegt auf Grund der Besonderen Ausgleichsregelung für energieintensive Betriebe die Hauptlast bei Privathaushalten und Kleingewerbe.

### **IPCC warnt vor Temperaturanstieg**

Der 5. Sachstandsbericht des IPCC warnt eindringlich davor, dass die Temperatur bis Ende des Jahrhunderts um 2 bis 4° Celsius ansteigt, wenn nicht energisch gegengesteuert wird. Denn dieser Temperaturanstieg wird nicht nur klimatische Veränderungen mit sich bringen. Die Szenarien entsprechender Naturkatastrophen oder Kriege wurden von den großen Versicherungsunternehmen bereits eingepreist und spiegeln sich in den Prämien wider.



Abb. 2.4: Katastrophale Folgen des Klimawandels – während einige Regionen mit verheerender Dürre kämpfen, werden andere von Rekordniederschlägen und Überschwemmungen heimgesucht  
Fotos (Ausschnitte): links – CraneStation (Flickr), rechts – Staff Sgt. Sharida Jackson (Flickr) – beide lizenziert unter <https://creativecommons.org/licenses/by/2.0/> Attribution 2.0 Generic (CC BY 2.0)

## Gaskraftwerke und Speicherung

Der weitere Ausbau der Stromerzeugung im Bereich Erneuerbarer Energien in Deutschland könnte sich bis 2030 wie folgt zusammensetzen:

- Wind Onshore 60 GW
- Wind Offshore 25 GW
- Photovoltaik auf 65 GW
- Bio-Energie 15 GW.

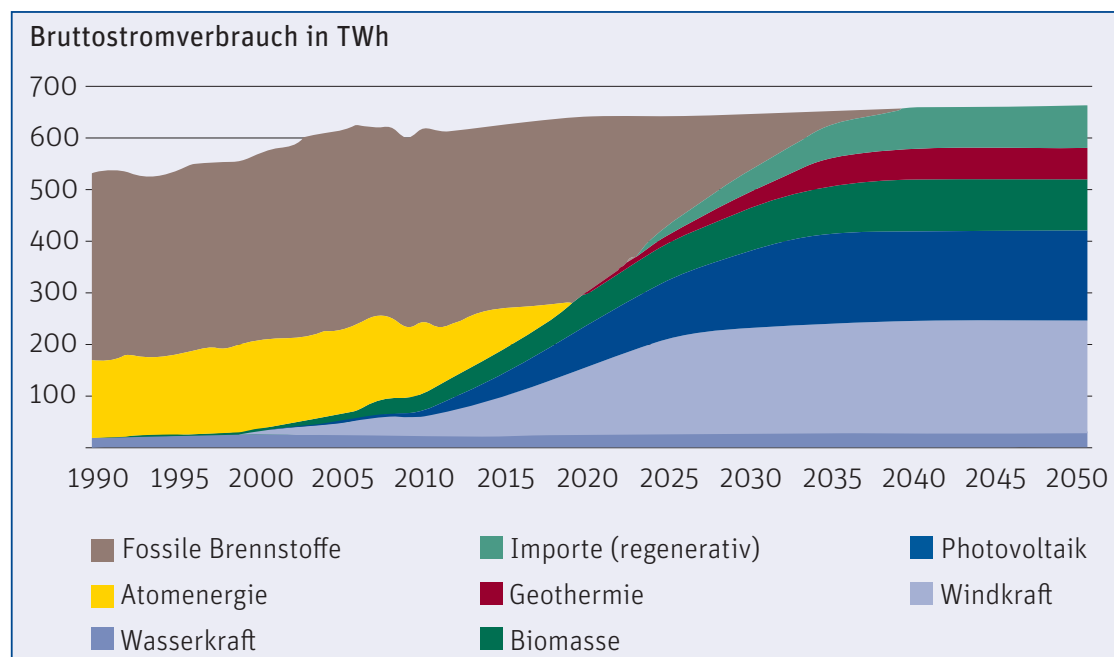


Abb. 2.5: Entwicklung der Anteile verschiedener Energieträger am Bruttostromverbrauch bis 2050 in Deutschland | Quelle: Kay Neubert nach Volker-Quaschnig.de / DW

Um die Nachfrage bei Nacht und Windstille abzufedern, sollte der Ausbau von Gaskraftwerken auf 40 GW ansteigen. Zusätzlich müssen Energiespeichermöglichkeiten weiter vorangetrieben und erforscht werden.

### Europäische Abstimmung im Energiebereich nur rudimentär vorhanden

Deutschland wird durch die Europäische Union seit geraumer Zeit angemahnt, mehr im europäischen Konsens zu agieren. Diese Kritik ist teilweise berechtigt, da es sowohl die Bundesregierung als auch die deutschen Elektroversorgungsunternehmen versäumt haben, mit den Nachbarn gemeinsame Ausbauziele im Sektor Erneuerbare Energien zu vereinbaren.

Die EU- Kommission möchte die Klimapolitik neu ausrichten. Die Konzentration liegt dabei auf den Bemühungen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu verringern – gegenüber 1990 in- zwischen nur noch um 30 % bis 2030, und das nicht einmal für alle Mitgliedsstaaten

verbindlich. Deutschland will bereits 2020 bereits 40% erreichen, hat aber damit große Probleme. Verbindliche Ziele für Strom aus Erneuerbaren Quellen sind derzeit politisch nicht durchsetzbar. Den Ökostromanteil in Deutschland bis 2035 auf 55 bis 60% zu steigern, ist mit der Ausrichtung der EU-Kommission nicht erreichbar. Die hohen Ökostromziele der Deutschen werden somit stark in Frage gestellt. Eine schwierige Ausgangslage für die neue Bundesregierung, wenn sie ihren Koalitionsvertrag erfüllen will.

## 2.2 Internationale Klimapolitik und Emissionshandel – theoretisch gut – aber praktisch... von Dennis Meadows bis heute

Daniel Beuschel

### Wie alles begann – das Klima wurde Thema

Die erste öffentliche Wahrnehmung des Themas Klima- und Umweltschutz begann zwar früher, erreichte aber ihren Durchbruch erst 1972 mit der Veröffentlichung von Meadows' „Grenzen des Wachstums“, mit der These, dass in unserem begrenzten System Erde keine stetig wachsenden Subsysteme aufgebaut werden können. Notgedrungen erreichen wir irgendwann Grenzen, und folglich werden entweder zu viele Schadstoffe freigesetzt oder übermäßig Rohstoffe abgebaut. Als Konsequenz daraus bleiben irreparable Schäden zurück, die letztendlich die Lebensgrundlage des Menschen gefährden oder zumindest stark verändern.

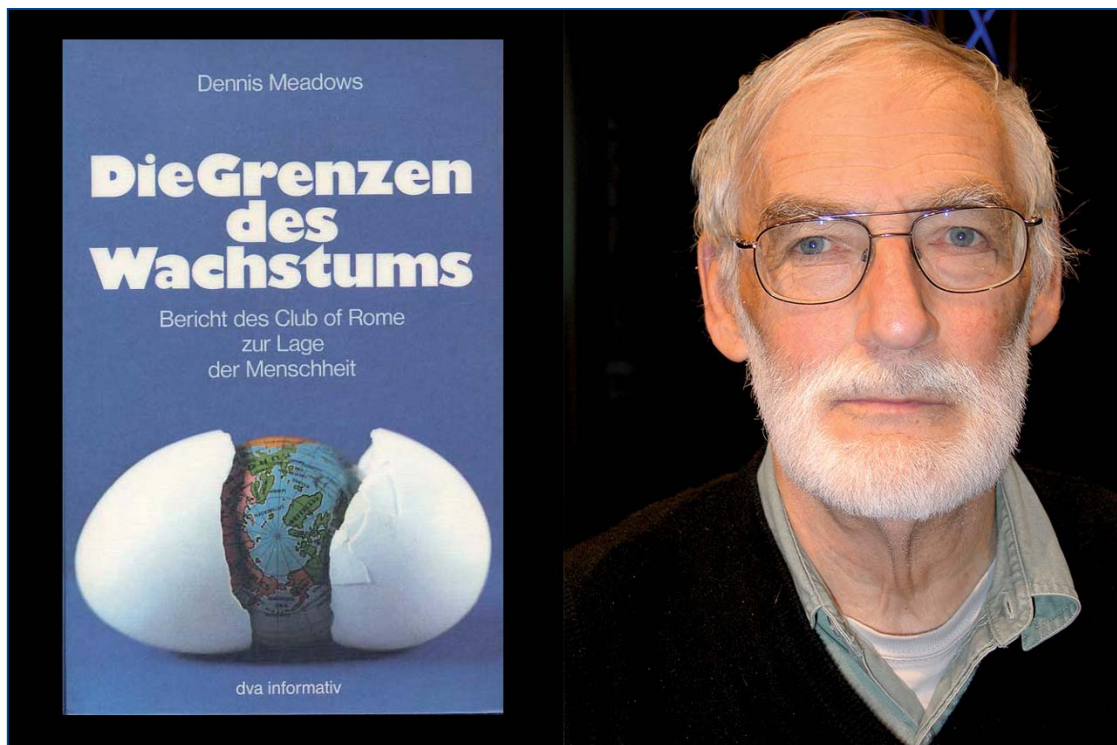


Abb. 2.6: Autor Dennis Meadows wurde vom Club of Rome beauftragt eine Studie über das Systemverhalten der Erde als Wirtschaftsraum bis zum Jahr 2100 zu erstellen, im Ergebnis wurde sein Werk „Die Grenzen des Wachstums“ 1972 veröffentlicht (engl. Originaltitel: The Limits to Growth)

Foto rechts: Wikipedia.de, Bernd Schwabe in Hannover, lizenziert unter <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/> Attribution-ShareAlike 3.0 Unported (CC BY-SA 3.0)

Der Aufschrei mündete – nicht direkt, aber 20 Jahre später – in die erste weltweite Umweltkonferenz UNCED in Rio de Janeiro. Angesichts des betriebenen Aufwands erachteten viele die Ergebnisse damals als zu gering. Dennoch sind richtungsweisende

Entscheidungen getroffen worden – in Bezug auf Biodiversität, Ressourcenschutz, Schutz von Wäldern, oder die Implementierung des Begriffes Nachhaltigkeit – auf denen noch heute Klimaverhandlungen aufbauen.

Der bis heute wichtigste Meilenstein wurde 1998 im japanischen Kyoto gesetzt. Nach zahlreichen Vorverhandlungen einigte sich die Staatengemeinschaft im Kyoto-Protokoll erstmalig auf eine globale Reduzierung von Treibhausgasen.

---

*Dennis Meadows berechnete gemeinsam mit seiner Frau Donella und weiteren Kollegen die Zukunft von Bevölkerungswachstum, Industrialisierung, Nahrungsproduktion, Umweltverschmutzung und Ausbeutung von Rohstoffreserven. Das Ergebnis waren drei Szenarien: Zwei sagten ein Überschreiten der Wachstumsgrenzen und den darauf folgenden Zusammenbruch des globalen Wirtschaftssystems in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts voraus. Das dritte Szenario ergab eine stabile Welt mit nachhaltiger Wirtschaft. Laut mehreren Studien, die seit 1972 die Prognosen Meadows' überprüften, entsprechen die Entwicklungen der vergangenen 40 Jahre aber relativ genau den Szenarien, an deren Ende der Kollaps der Weltwirtschaft steht. „Die Grenzen des Wachstums“ wurde zur Bibel der Umweltbewegung.*

---

nach Spiegel-Online Wissenschaft 4.12.2012

### **Der Post-Kyoto-Prozess – Paris 2015 als vage Hoffnung**

Die selbstaufgelegten Ziele von Kyoto sind ehrgeizig, aber erfüllbar. Das dazugehörige Protokoll wurde von den meisten Staaten ratifiziert; viele gingen Verpflichtungen ein, den verursachten Schaden für das Klima zu begrenzen. Bis 2012 war es erklärtes Ziel, den Ausstoß von CO<sub>2</sub> und seiner Äquivalente global um 5 %, europaweit um 9 % und in Deutschland sogar um 21 % zu reduzieren. Dabei wurden nach dem Prinzip des „Burden Sharing“ die Belastungen für jedes Land einzeln nach dessen Möglichkeiten bzw. politischen Befindlichkeiten ermittelt. Die Ziele wurden dennoch größtenteils nicht erreicht. Der Grund dafür liegt vor allem darin, dass die Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls nicht mit Sanktionen für den Fall der Nichteinhaltung versehen waren. Kein Staat konnte daher ernsthaft in die Pflicht genommen werden.

In dem Bemühen um ein Nachfolgeabkommen für Kyoto haben sich 2007 in Bali insgesamt 186 Staaten auf eine Roadmap geeinigt, wonach bis 2009 ein entsprechendes Abkommen ausgehandelt werden sollte, das 2013 das Kyoto-Protokoll ablösen würde. Der 2009 in erreichte Kopenhagen-Accord wurde zwar in den Medien viel beachtet, es kam jedoch nicht zu einer Einigung auf verbindliche Ziele. Stattdessen einigte man sich darauf, dass jeder Staat Selbstverpflichtungen eingehen kann. Selbstverständlich ohne jegliche rechtliche Bindungswirkung.

Nach der letzten Weltklimakonferenz in Doha 2012 ist immer noch kein Nachfolgeabkommen verabschiedet – das Kyoto-Protokoll wurde zwar im Handstreich bis 2020 verlängert, eine verbindliche Vereinbarung rückt damit in weite Ferne, wird sich kaum vor 2020 verwirklichen lassen. Die UN-Klimakonferenz in Warschau 2013 (COP 19 – Conference of Parties) legte fest, dass die Erwärmung der Welt nur 2°C betragen darf. Viel mehr als ein weiterer Zeitplan bis zur COP 21 in Paris kam nicht heraus. Dort soll Ende 2015 ein neues Abkommen mit verbindlichen Klimazielen für alle 194 Mitgliedsstaaten der UN-Klimarahmenkonvention als Nachfolgevertrag für das Kyoto-Protokoll beschlossen werden. Doch es herrscht allgemeine Skepsis, denn auch in Lima wurde der nach den Zusagen der USA und Chinas erhoffte Durchbruch nicht erreicht. Die globalen Treibhausgas-Emissionen steigen derweil weiter an. Seit dem ersten Zusammenkommen 1992 in Rio hat sich der Ausstoß bis heute um mehr als 50 % erhöht.

### **Emissionshandel – Ein Instrument, es zu richten**

Im Rahmen des Vertrages von Kyoto wurden mit dem „Clean Development Mechanism“ (CDM) und „Joint Implementation“ (JI) auch sogenannte „weiche Instrumente“ des Klimaschutzes eingeführt. Da es dem Klima egal ist, wo auf der Welt CO<sub>2</sub> emittiert wird, ist es auch nicht erforderlich, Emissionen dort zu vermeiden, wo sie besonders stark sind. Volkswirtschaftlich sinnvoller ist es, sie dort zu vermeiden, wo die Kosten hierfür am geringsten ausfallen. Als Konsequenz können sich Länder CO<sub>2</sub>-Vermeidungen auch in anderen Ländern gutschreiben lassen, wenn die Investitionen hierfür aus dem eigenen Land kommen. Gerade in Entwicklungsländern hat man sich mit dieser Maßnahme Investitionen in moderne Technologien und somit saubere Entwicklungshilfe und Beschäftigung erhofft. Das funktioniert zwar grundsätzlich, aber eben nur grundsätzlich – solange der Preis für CO<sub>2</sub> hoch genug ist, dass sich die Investitionen auch lohnen. Problematisch werden CDM und JI immer dann, wenn Industriestaaten armen Ländern Verschmutzungsrechte abkaufen und so deren Rückständigkeit „vergolden“.

Aber zum Prinzip: Die Idee ist eigentlich einfach und plausibel: Eine maximale Menge an Emissionsberechtigungen wird definiert, und jeder, der CO<sub>2</sub> emittiert, muss aus dem vorhandenen Topf die entsprechende Menge an Zertifikaten kaufen. Das Prinzip von Angebot und Nachfrage würde, je näher die emittierte Menge an die Maximalmenge kommt, dafür Sorge tragen, dass der Preis pro Zertifikat steigt, hoffte man. Je weiter der Preis pro Zertifikat steigen würde, desto schneller amortisierten sich auch Investitionen in CO<sub>2</sub>-Vermeidungstechnologien; Produkte, die im Laufe ihres Lebenszyklus viel CO<sub>2</sub> emittieren, werden aus Kostengründen unattraktiv.

Das System würde sich auf die ganze Welt ausbreiten lassen, und irgendwann hätten wir unserem CO<sub>2</sub> Ausstoß einen so niedrigen Deckel aufgesetzt, dass das Klima keinen Schaden mehr nehmen kann. Soweit die Theorie – zur Praxis später ... (siehe Kapitel „7 Klimapolitik wo stehen wir? Die Praxis“ auf Seite 157).



## 3 Die Technologien

### 3.1 Der Erneuerbare Energie-Mix

Oft werden die verschiedenen Energieträger der Erneuerbaren gegeneinander ausgespielt, so dass der Eindruck entsteht, als konkurrierten Photovoltaik, Wind-Offshore, Wind-Onshore, Biomasse, Geothermie und die gute alte Wasserkraft miteinander – in der Stromerzeugung ebenso wie in der Wärmebereitstellung, bzw. in der Mobilität. Doch das ist falsch. Die verschiedenen Energieträger ergänzen einander – erst der Mix (wie etwa beim virtuellen, bzw. Kombikraftwerk) schafft Grundlastfähigkeit und Versorgungssicherheit. Wesentlicher Baustein dabei ist die Speicherung – hier muss noch am meisten in Forschung und Entwicklung geschehen.

Im Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 werden die energiepolitische Ausrichtung Deutschlands bis 2050 beschrieben und vor allem Maßnahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Netze und zur Energieeffizienz festgelegt. Danach bilden die Erneuerbaren Energien eine tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland und Europa. 2050 sollen sie 80 % der Energieversorgung abdecken. Andere fordern schon viel früher 100 %. Doch ab wann das realisierbar ist, darüber gehen die Meinungen auseinander. Dass die Idee einer Rundumversorgung aus Erneuerbaren schon mehr als hundert Jahre alt ist, zeigt das folgende Zitat.

---

*„Einen Reichtum an Energie, der allen Bedarf weit übersteigt, bieten die Teile der Erdoberfläche dar, denen die Sonnenwärme, und zwar gerade dort größtenteils ungenutzt oder sogar lästig, so regelmäßig zufließt, dass mit ihr auch ein regelmäßiger technischer Betrieb durchgeführt werden kann. Vielleicht würde es keine übertriebene Vorsicht sein, wenn eine Nation sich schon jetzt einen Anteil an solchen Gegenden sicherte. (!)*

*Sehr große Flächen sind nicht einmal nötig; einige Quadratmeilen in Nordafrika würden für den Bedarf (eines Landes wie das Deutsche Reich) genügen. Durch Konzentration der Sonnenwärme lässt sich eine hohe Temperatur erzeugen und hiermit dann alles übrige, transportable mechanische Arbeit, Akkumulatorenladung, Licht und Wärme, oder durch Elektrolyse auch direkt Brennmaterial.“*

---

Aus: August Bebel, „Die Frau und der Sozialismus“, Berlin, Ausgabe 1900 (!)  
Bebel zitiert aus: Fr. Kohlrausch, „Die Energie der Arbeit und die Anwendung des elektrischen Stromes“, Leipzig 1900



### 3.1.1 Solarthermische Wärmebereitstellung

Wolfgang Streicher

Die Solarstrahlung beträgt in Mitteleuropa im Schnitt 800 – 1200 kWh/m<sup>2</sup> a, die maximale Einstrahlungsleistung bei klarem, unbewölkten Himmel etwa 1000 W/m<sup>2</sup>. An einem mittleren Wintertag trifft auf die horizontale Fläche nur ein Fünftel der Einstrahlung eines durchschnittlichen Sommertags. Bei einer vertikalen Südfassade ist das Verhältnis nur 1:1,5, da die Sonne im Winter flach und im Sommer steil steht und die Sommertage länger als die Wintertage sind.

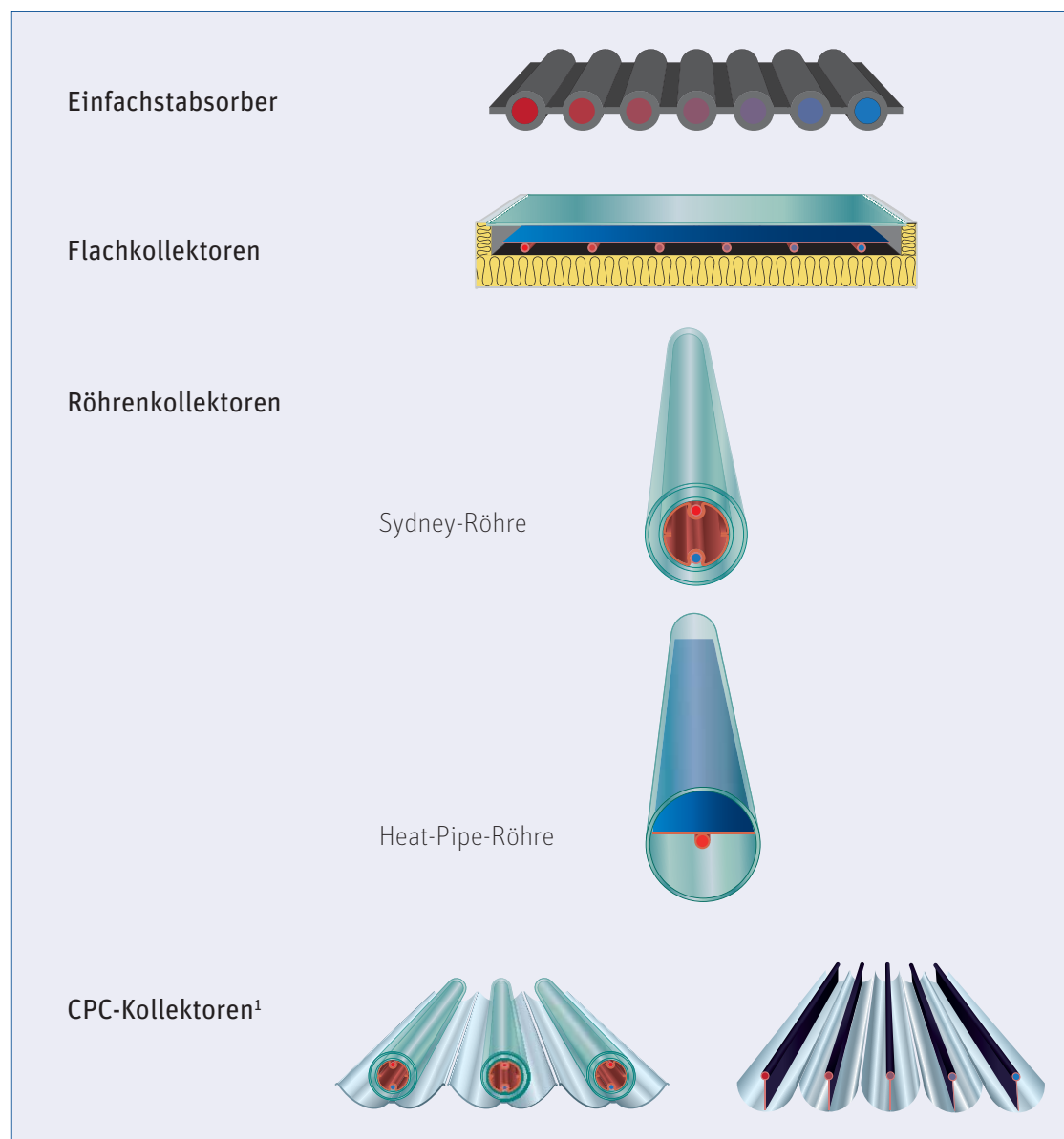


Abb. 3.1: Kollektorbauarten /17/ | Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

<sup>1</sup> CPC = Compound Parabolic Concentrator

Ein Teil der von der Sonne eingestrahnten Energie kann mit Absorbern (Solarstrahlung absorbierende Flächen) in Wärme umgewandelt werden. Die Solarstrahlung wird seit Jahrtausenden mit Hilfe von Öffnungen oder Fenstern in Gebäuden genutzt. In diesem Fall spricht man von passiver Sonnenenergienutzung, da weder die Aufnahme der Solarenergie noch die Abgabe an den Raum geregelt ist, sondern sich aus dem Verlauf der Sonne, dem Wetter sowie der Geometrie und den Speichermassen des Gebäudes ergibt. Von Solarthermie spricht man, wenn die Sonnenenergie in einem thermischen Sonnenkollektor absorbiert und über ein Wärmeträgermedium an ein Anwendungssystem weitergeleitet wird. Zusammen mit anderen notwendigen Komponenten bilden diese Absorber die thermische Solaranlage. Thermische Solaranlagen sind damit also Anlagen, die Solarstrahlung in Wärme wandeln und sie dadurch für eine Vielzahl unterschiedlichster Anwendungen nutzbar machen (z.B. Schwimmbad-Wassererwärmung, Trink-Warmwasserbereitung, Raumwärme-Nachfragedeckung, Prozesswärme-Bereitstellung, Bereitstellung von Antriebswärme für solare Kühlung).

Der Wirkungsgrad eines Sonnenkollektors wird durch die abgeführte Wärme bezogen auf die eingestrahlte Solarenergie definiert. Er ist abhängig von der Bauart und der Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebungstemperatur. Mit zunehmender Temperaturdifferenz steigen die Wärmeverluste des Kollektors – damit sinkt dessen Wirkungsgrad. Sonnenkollektoren sollten daher immer mit möglichst geringen Temperaturen betrieben werden.



Abb. 3.2: Solarthermische Freiflächenanlage | Foto: [www.solid.at](http://www.solid.at)

Wieviel von der eingestrahnten Solarenergie letztlich genutzt werden kann, hängt von vielen Parametern ab: Güte, Aufstellwinkel und Ausrichtung, Betriebstemperatur, Verhältnis Kollektorgröße – Speichergröße – Wärmebedarf, Hydraulik und Regelung). Zur Auslegung werden daher meist Programme verwendet, die Jahressimulationen in Stunden oder sogar Minutenschritten durchführen und Variationen der bestimmenden Parameter sowie eine Auswahl an Klimadaten zur Verfügung stellen.

Von den verschiedenen Kollektorbauarten werden meist Schwimmbadkollektoren, Flachkollektoren oder evakuierte Röhrenkollektoren eingesetzt. Schwimmbadkollektoren haben keine Glasabdeckung und keine Dämmung. Sie haben aber einen sehr hohen Wirkungsgrad, da sie zumeist etwa in Höhe der Außentemperatur betrieben werden und daher keine Wärmeverluste auftreten. Flachkollektoren eignen sich für Differenzen zwischen Warmwasser- und Außentemperatur bis ca. 80 °C, fallweise werden sie auch für höhere Differenzen eingesetzt, haben dann aber eine zweite Glasscheibe oder eine Unterspannfolie. Röhrenkollektoren werden für noch höhere Temperaturdifferenzen eingesetzt – bei geringeren haben sie zumeist einen kleineren Wirkungsgrad als Flachkollektoren.

Ende 2010 waren weltweit geschätzte 265 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche (ohne Schwimmbadkollektoren) mit einer thermischen Leistung von rund 185 GW und einem Nutzenergieertrag zwischen 290 und 370 PJ/a installiert /3/. China hat mit einer insgesamt installierten solarthermischen Leistung von geschätzten 118 GW und mit einem jährlichen Zubau von rund 17,5 GW die höchsten Anteile. Solare Wärme wird regional sehr unterschiedlich genutzt. Marktbestimmend sind und bleiben einfache Natur-Umlaufsysteme für die Warmwasserbereitung; sie sind in vielen Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung oft kostengünstig verfügbar und deshalb weit verbreitet. Parallel dazu nimmt in Ländern mit eher kühlerem Klima der Trend zu kombinierten Systemen (d. h. Trink-Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung) zu. /2/

Die in Deutschland installierte solarthermische Kollektorfläche lag Ende 2011 bei rund 15,3 Mio.m<sup>2</sup>; dies entspricht einer insgesamt vorhandenen thermischen Solarwärmeleistung von rund 10,6 GW. Mit mittleren Energieerträgen errechnet sich für die rund 1,66 Mio. installierten Solarthermie-Anlagen eine nutzbare Niedertemperatur-Wärmebereitstellung von etwas mehr als 20 PJ/a. Das technische Nachfragepotenzial liegt aber noch um den Faktor 10 bis 50 darüber /17/. Bei der Mehrzahl der in der Vergangenheit installierten Kollektoranlagen handelt es sich um Kleinanlagen mit einer aktiven Solarfläche von weniger als 10 m<sup>2</sup>. Seit 2000 geht der Trend aber verstärkt in Richtung Anlagen zur Raumheizung und Trink-Warmwasserbereitung (Kombisysteme) sowohl bei Ein- als auch Mehrfamilienhäusern. So machten solare Kombisysteme in Deutschland im Jahr 2010 bereits 58 % des Marktes aus. Es existieren bereits eine Reihe von marktgängigen kompakten Kombisystemen und zahlreiche mit Einzelkomponenten aufgebaute Anlagen. /2/

Seit 2010 ist der Markt für thermische Solaranlagen in Deutschland und Österreich allerdings rückläufig, was bereits zu einigen Firmenschließungen geführt hat. Dies liegt nicht zuletzt an den stark sinkenden Preisen für Photovoltaik bei gleichzeitig nur gering sinkenden Preisen der Solarthermie und wird dazu führen, dass Solarthermie-Anlagen in Zukunft billiger werden. Zudem finden auch immer mehr Niedertemperaturverfahren Anwendung in der Industrie. Generell werden sich Solarthermie und Photovoltaik die Gebäudeflächen in Zukunft durch den verstärkten Trend zu sogenannten „Null-Energie-Häusern“ teilen.

### 3.1.2 Solarthermische Stromerzeugung

*Andreas Wiese*

Mit dem Begriff „solarthermische Stromerzeugung“ wird hier ein Energiewandlungsprozess beschrieben, bei dem Solarstrahlung in Wärme gewandelt, diese dann in einem thermodynamischen Kreisprozess in mechanische Energie überführt und damit elektrische Energie bereitgestellt wird. Da hierbei immer Strahlung konzentriert wird, werden diese Anlagen gängigerweise auch unter dem Begriff Concentrating (oder Concentrated) Solar Power (CSP) zusammengefasst. Dabei ist der Vollständigkeit halber zu erwähnen, dass dazu ebenfalls die CPV (Concentrated Photovoltaics)-Technologie zählt. Hierbei wird ebenfalls Strahlung konzentriert und dann über den photovoltaischen Effekt direkt in elektrische Energie gewandelt. Die Umwandlungs-Zwischenschritte Wärme und mechanische Energie entfallen. Diese Technologie wird in diesem Kapitel nicht weiter betrachtet.

Da bei der solarthermischen Stromerzeugung Strahlung immer umgelenkt, gerichtet und konzentriert wird, kann nur der Direktstrahlungsanteil genutzt werden. Denn der ebenfalls vorhandene Diffusstrahlungsanteil kann nicht konzentriert werden. Daher sind solche Kraftwerke auch nur dort sinnvoll einsetzbar, wo der Direktstrahlungsanteil entsprechend hoch ist. Deswegen sind diese Technologien für Standorte in Deutschland keine Option, wohl aber im Sonnengürtel der Erde.

Es gibt drei Haupttypen solarthermischer Technologien, die heute im größeren Maße angewendet werden. Dabei besteht die Energiewandlungskette immer aus folgenden Schritten (siehe auch Abb. 3.3):

- Sammeln der solaren Strahlung mit Hilfe eines Spiegelsystems (Heliostate, Fresnel, Parabolspiegel).
- Konzentrieren der Strahlung auf einen Strahlungsempfänger (Receiver).
- Umwandeln der Strahlungsenergie im Receiver in Wärme.
- Transport der thermischen Energie zur Energiewandlereinheit (Generator).
- Umwandeln der thermischen Energie in mechanische Energie mit Hilfe einer Wärme-Kraft-Maschine (z. B. Dampfturbine, Stirlingmotor).
- Umwandeln der mechanischen Energie in elektrische Energie durch einen Generator /21/, bzw.,
- Speichern der thermischen Energie in großen Speichern (z.B. geschmolzenes Salz), um Energie aus der Sonne auch nach Sonnenuntergang oder bei Wolkendurchzug nutzbar zu machen.

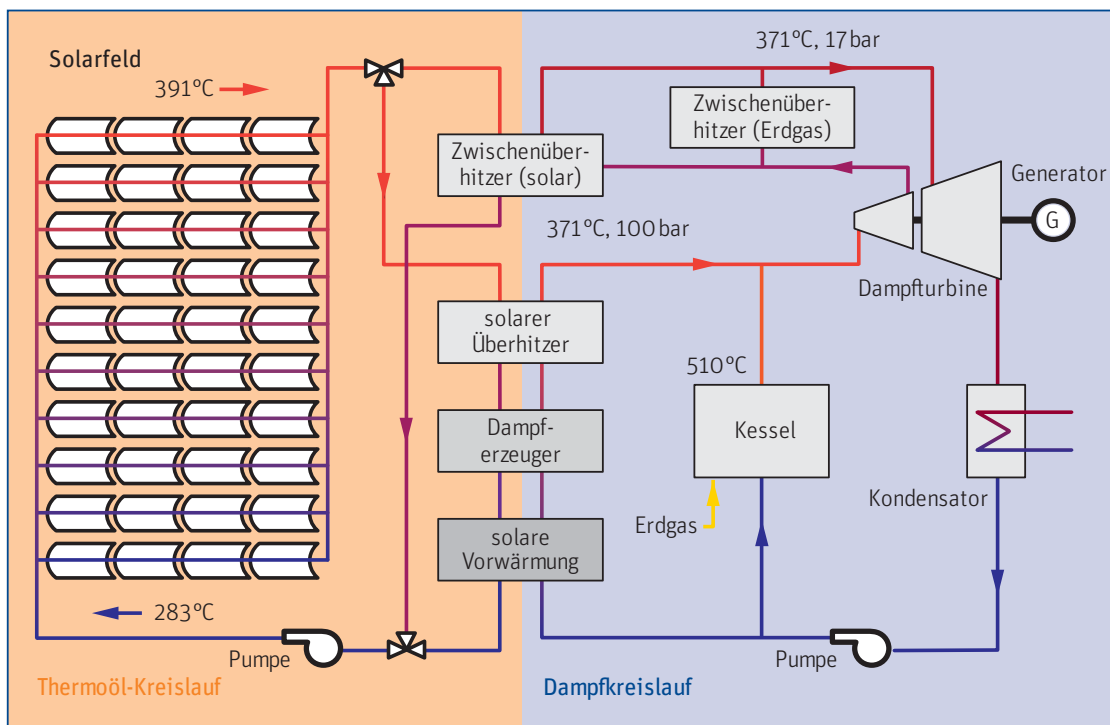


Abb. 3.3: Schema eines solarthermischen Kraftwerks am Beispiel eines Parabolrinnen-Kraftwerks (SEG I bis IV in Kalifornien) /21/

Diese Energiewandlungskette transformiert die solare Strahlungsenergie in elektrische Energie, abhängig vom jeweiligen Anlagentyp und der jeweiligen technischen Ausführung, mit Wirkungsgraden im Nennleistungsbereich zwischen 20 und 30 %. Mit solchen Anlagen können an guten Standorten flächenspezifische Energieerträge zwischen 30 und 100 kWh elektrische Energie je m<sup>2</sup> Kraftwerksgrundfläche und Jahr bei installierbaren Leistungen zwischen etwa 20 und 70 W je m<sup>2</sup> Kraftwerksgrundfläche erreicht werden.

Das wesentliche Unterscheidungsmerkmal der Anlagentypen ist die Art der Strahlungskonzentration. Auf dem Markt haben sich in den letzten Jahren die drei Typen

1. Parabolrinnenkraftwerke,
2. Fresnelkraftwerke und
3. Solarturmkraftwerke

mehr oder weniger etabliert. Daneben gibt es noch Solardish-Anlagen. Diese Technologie wird für Großkraftwerke selten diskutiert, eignet sich jedoch für kleinere Leistungen und unebene Geländeformen. Aufgrund dieser Sonderstellung wird sie hier nicht weiter betrachtet.

### Parabolrinnenkraftwerke

Parabolrinnenkraftwerke konzentrieren die Strahlung in einem rinnenförmig gekrümmten, der Sonne einachsiger nachgeführten Spiegel auf eine im Fokus liegende Röhre, in der ein Wärmeträgermedium zirkuliert. Heutzutage werden bei diesen Anlagen mit Thermoöl als Wärmeträgermedium Temperaturen in der Dampfturbine von 370 °C erreicht. Bei der Direktverdampfung von Wasser im Solarkreislauf oder bei der Verwendung von Salz als Wärmeträgermedium können weitaus höhere Temperaturen erreicht werden. Derzeit wird das größte Parabolrinnenkraftwerk der Welt, die Solana Generating Station, mit einer installierten Leistung von 280 MW und sechs thermischen Speichern mit dem Speichermedium geschmolzenes Salz (s.u.) in Gila Bend, (110 km südwestlich von Phoenix, Arizona) USA, betrieben.



Abb. 3.4: Reinigung der Parabolrinnen des solarthermischen Kraftwerks Kuraymat, Ägypten  
Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

### Fresnelkraftwerke

Bei diesem Kraftwerkstyp wird die Solarstrahlung ebenfalls linienförmig fokussiert. Die Fresnel-Solarfarm ähnelt dem Parabolrinnenkraftwerk, jedoch sind die Spiegel nicht oder wenig gekrümmt. Es werden schmalere Spiegel verwendet, die in einem jeweils unter-

schiedlichen Neigungswinkel hintereinander drehbar auf einem Gestell unterhalb des Wärmeträgerrohres installiert sind. Die Spiegel werden einzeln der Sonne nachgeführt.

### **Solarturmkraftwerke**

Bei Solarturmkraftwerken wird die Strahlung mittels ebener oder leicht gekrümmter Spiegel (Heliostate) auf einen Fokuspunkt an der Spitze eines Turmes konzentriert, üblicherweise 100 bis 150 m über Grund. Hier befindet sich der Receiver, in dem ein flüssiges oder gasförmiges Wärmeträgermedium erhitzt wird. Die hier erreichbaren Temperaturen sind aufgrund der Punktfokussierung deutlich höher als beim Parabolrinnen- oder Fresnelkraftwerk, wodurch insgesamt höhere Wirkungsgrade erreicht werden können. Das derzeit weltgrößte Solarturmkraftwerk Ivanpah befindet sich in Kalifornien, ca. 60 km südlich von Las Vegas, Nevada, es besteht aus drei 140 m hohen Türmen und 347.000 Spiegeln mit einer gesamten Leistung von 392 MW. Der Betrieb mit hohen Temperaturen stellt hohe Anforderungen an die Materialien – deswegen sind besonders hohe Temperatureinsätze noch in technischer Erprobung.



Abb. 3.5: Die solarthermische Versuchsanlage im spanischen Odelló mit ihrem achtstöckigen Parabolspiegel entspricht dem Prinzip eines Solarturmkraftwerks | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft



CSP-Kraftwerke werden vielfach mit anderen Technologien verbunden. Dazu zählt zum einen die Kombination mit einer GuD-Anlage (Gas- und Dampf) zu einem sogenannten ISCC-Kraftwerk (Integrated Solar Combined Cycle Kraftwerk), bei dem der Dampf für die Dampfturbine zum einen durch die Abwärme der Gasturbine, zum anderen durch die aus dem Solarfeld kommende Wärme erhitzt wird. Zusätzlich können die hohen Anforderungen an die Turbinen beim häufigen An- und Abfahren reduziert werden, da solche Kraftwerke üblicherweise nicht täglich hoch- und heruntergefahren werden müssen wie normale CSP-Kraftwerke ohne 24-h-Speicher.

Die andere und zunehmend erfolgreich eingesetzte Kombination ist die Verbindung eines CSP-Kraftwerks mit einem thermischen Speicher. Dabei macht man sich die gute Speicherbarkeit von Wärme zunutze und verwendet dazu meistens geschmolzenes Salz, in kleinem Maßstab manchmal auch Wasser sowie (im Entwicklungsstadium) Beton.

### **Marktstatus**

Im Frühjahr 2014 waren weltweit 3.650 MW an kumulierter Leistung in CSP-Anlagen installiert. Der größte Teil (knapp 2.200 MW) entfällt auf Spanien, wo allerdings absehbar ist, dass bis auf die im Bau befindlichen Anlagen auf absehbare Zeit keine neuen hinzukommen. Im zweitgrößten Markt USA sind insgesamt fast 1.200 MW installiert /22/. Zusätzlich befinden sich derzeit weitere 2.460 MW an solarthermischer Kraftwerksleistung im Bau. Die meisten dieser Anlagen werden 2014 oder 2015 in Betrieb gehen /23/.

### **Technische und wirtschaftliche Potenziale**

Die technischen Potenziale für solarthermische Kraftwerke liegen im Sonnengürtel der Erde, also vor allem in den südlichsten Teilen Südeuropas, in Nord- und Zentralafrika, im Mittleren Osten, in Teilen Indiens und Chinas, im Süden der USA, in Mexiko sowie in den nördlichen Ländern Südamerikas – kurz: überall dort, wo sehr hohe Direktstrahlungen anzutreffen sind. Grundsätzlich kann aus Sicht des technischen Potenzials in diesen Regionen der überwiegende Teil des elektrischen Energiebedarfes aus CSP-Kraftwerken gedeckt werden. Damit würde aber nur ein kleiner Teil des Potenzials dieser Regionen ausgeschöpft. Daher gibt es Ideen, mittel Stromfernttransport (HGÜ) diese Regionen mit den Bedarfszentren im Norden zu verbinden – eine solche Idee verfolgte beispielsweise die Desertec Industrie-Initiative (Dii GmbH), die Solar- und Windstrom aus den Wüsten Nordafrikas und des Nahen Ostens nach Europa transportieren wollte /24/.

Die solarthermische Stromerzeugung ist allerdings nach wie vor durch sehr hohe Kosten gekennzeichnet. So kann man heute von spezifischen Investitionen in Größenordnun-

gen zwischen 2.000 und 5.000 €/kW ausgehen, abhängig vom Kraftwerkstyp und Speichervolumen.

Damit ist CSP deutlich teurer als Photovoltaik. Die bessere Fähigkeit zur Netzintegration durch die Kombination mit Speichern ist aktuell in den interessanten Märkten nur von untergeordneter Bedeutung, da in diesen Netzen in der Regel nur geringe fluktuierender Energiemengen eingespeist werden. Damit wiegt der Vorteil der verbesserten Planbarkeit diesen Kostennachteil nur teilweise auf. Aus diesen Kostengründen sind die wirtschaftlichen Potenziale von CSP bislang sehr begrenzt.

### **Zukünftige Entwicklung**

Für die Zukunft birgt die solarthermische Stromerzeugung große Potenziale. Inwieweit diese gehoben werden, hängt vor allem von möglichen Kostensenkungen in den kommenden zehn bis zwanzig Jahren ab. Solche Potenziale liegen u.a. in der

- Erhöhung von Wirkungsgraden durch z. B. höhere Temperaturen des Wärmeträgermediums,
- Verwendung von Salz nicht nur als Speichermedium, sondern auch als Wärmeträgermedium (dadurch weniger Wärmeüberträger notwendig und kein Temperaturgefälle für Wärmeübertragung)
- Optimierung der Fertigung einzelner Komponenten,
- weiteren Optimierung des Gesamtsystems sowie
- betrieblichen Optimierung /22/.

Ob sich einzelne Technologien mehr oder weniger am Markt durchsetzen werden, ist noch nicht absehbar. Entsprechend der aktuellen Entwicklung werden alle aufgeführten Technologien bestimmte Teile des Marktes besetzen. Dabei ist aktuell eine Zunahme der Marktanteile von Solarturm- und Fresnelkraftwerken zu erkennen.

### 3.1.3 Photovoltaik

Fabian Kuhn

---

*Der Solarstrom-Ausbau in Deutschland geht immer langsamer voran. In den ersten vier Monaten 2014 wurde nur noch halb so viel Photovoltaik-Leistung neu installiert wie im gleichen Vorjahreszeitraum. Gegenüber dem Jahr 2012 brach der Frühjahrsmarkt sogar um annähernd 75 %-Punkte ein.*

---

BSW-Solar am 22.05.2014

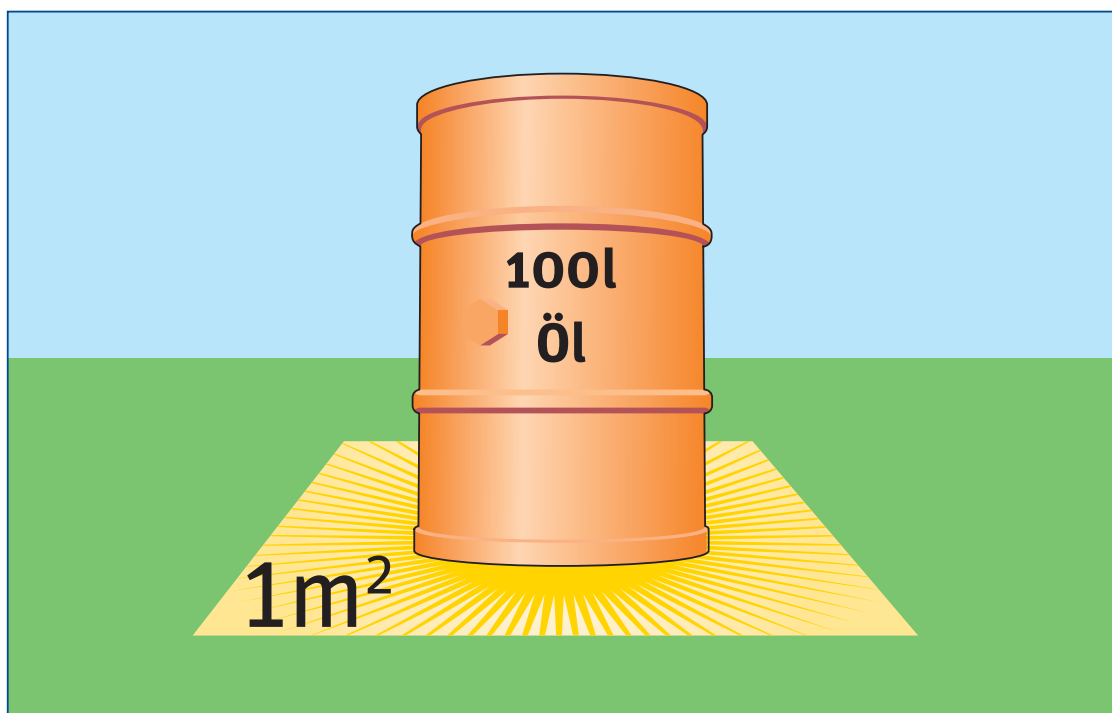


Abb. 3.6: Die jährlich auf einen Quadratmeter eingestrahlte Energiemenge entspricht in Deutschland dem Energiegehalt von ca. 100l Öl | Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

Bei Fotovoltaik (Photovoltaik, PV – direkte Umwandlung von Sonnen-Einstrahlung in elektrischen Strom) variiert die Energiedichte der solaren Ressource je nach Standort erheblich: Während in den sonnenreichen Gebieten Afrikas Strahlungen bis zu 2.400 kWh/m<sup>2</sup> im Jahr auf horizontaler Ebene vorkommen, schwankt in Deutschland der jährliche Mittelwert zwischen 900 und 1.200 kWh/m<sup>2</sup>.

Man unterscheidet bei PV- Anwendungen zwischen netzgekoppelten Klein- oder Großanlagen und autarken Inselsystemen in netzfernen Gebieten – unter anderem auch in Kombination mit Dieselgeneratoren (sogenannte PV-Diesel-Hybridsysteme) – sowie Kleinstanwendungen im Freizeit- und Konsumgüterbereich.

Eine wesentliche Rolle spielen in Deutschland seit vielen Jahren Aufdach-PV-Anlagen und Großkraftwerke. Ende 2013 waren in Deutschland 1,4 Millionen Anlagen mit einer Nennleistung von 35,7 GW installiert (Fraunhofer ISE) – am 31.10.2014 betrug die Gesamtleistung 37,43 GW (BNetzagentur). Zu Jahreswende 2013/14 produzierten weltweit installierte 136 GW PV sauberen Strom.

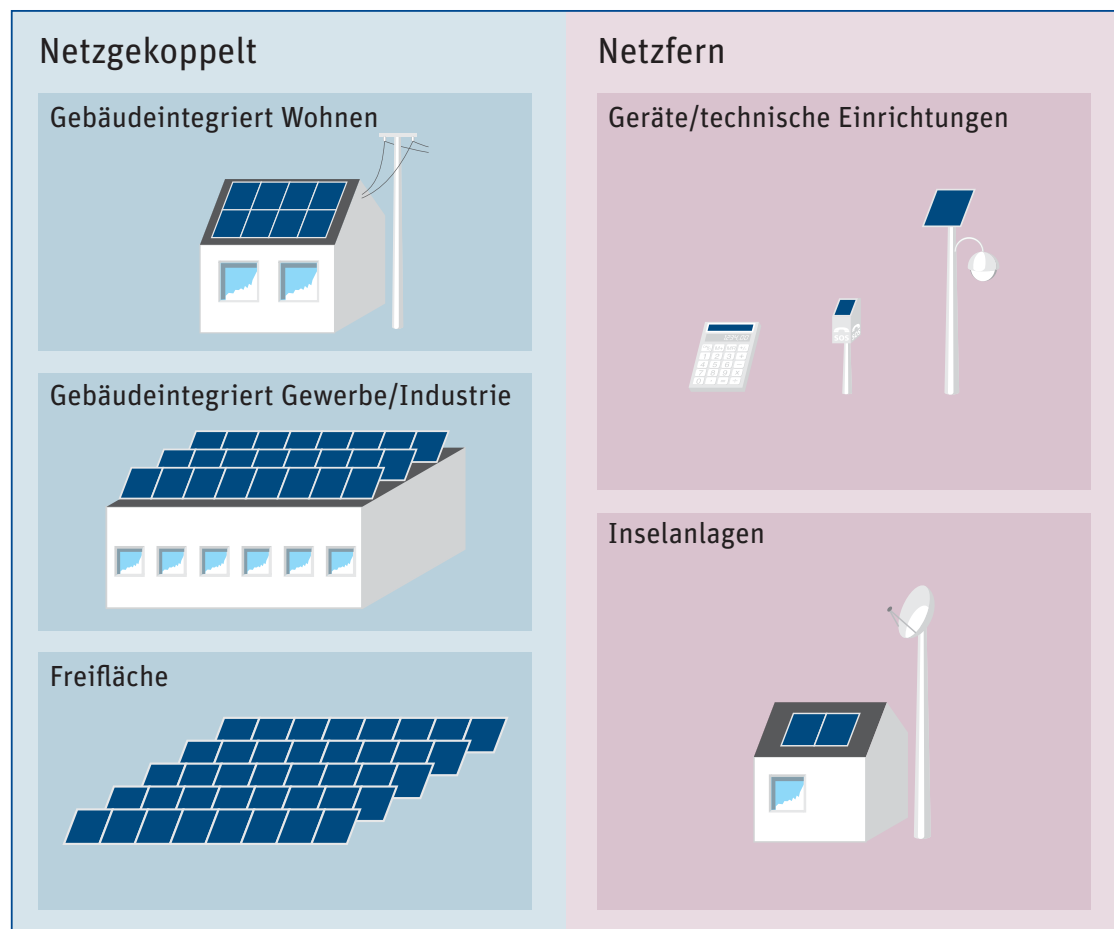


Abb. 3.7: Unterschiedliche Typen von PV-Anlagen | Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

Die PV-Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) lagen in unseren Breiten im dritten Quartal 2013 bereits je nach Lage und Berechnung zwischen 8 und 16 Ct/kWh und somit unter dem Strompreis für Haushalte (Fraunhofer ISE und AEE). Das bedeutet, dass die sogenannte „Grid Parity“ für Solarstrom erreicht ist, und es günstiger sein kann, eigenen Strom zu erzeugen („Eigenverbrauch“).

Die Vergütungszahlungen für PV betrugen zum 1.12.2014 12,59 Ct/kWh für Kleinanlagen bis 10 kWp und 8,72 Ct/kWh für PV-Kraftwerke (Anlagen auf Nichtwohngebäuden im Außenbereich und Anlagen auf Freiflächen bis 500 kWp – Bundesnetzagentur).

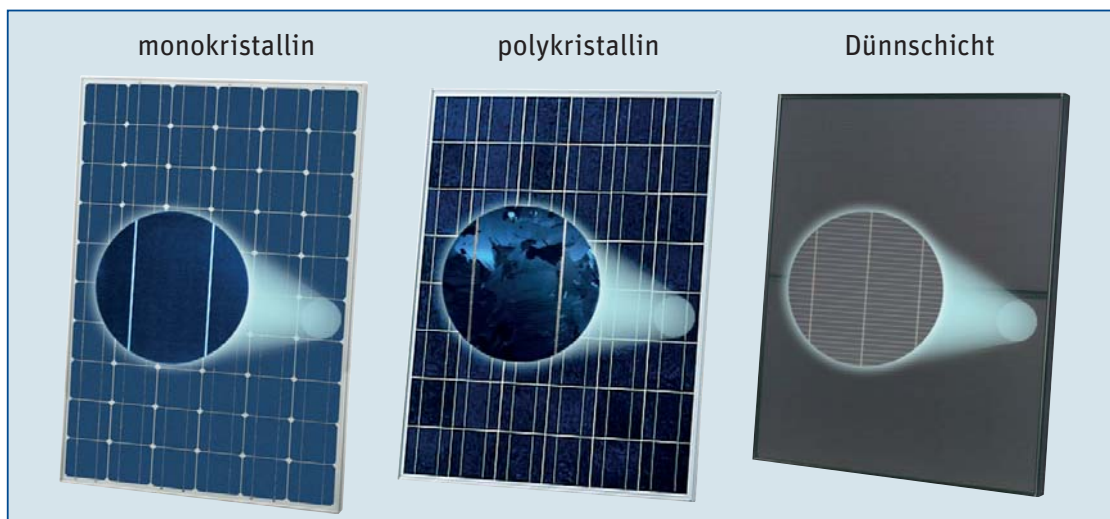


Abb. 3.8: Übersicht der marktgängigsten Zelltypen für PV-Module  
 Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

### *Komplettsystem erzeugt Solarstrom für 10 Cent pro Kilowattstunde*

*Das Unternehmen Belectric stellt ein PV-Komplettsystem vor, das Solarstrom für weniger als 10 Ct/kWh produzieren soll. Der sogenannte 10-kW-Block eigne sich für Verbraucher mit einem Jahresstrombedarf von mehr als 25.000 Kilowattstunden. „Mit der neuen Kraftwerkseinheit definieren wir einen Wendepunkt in der Eigen-Energie-Erzeugung“, meint Bernhard Beck, Geschäftsführer des Photovoltaik-Unternehmens Belectric aus Kolitzheim. Seit langem habe sich Belectric das Ziel gesetzt, kostengünstig und unkompliziert Energieanlagen zur Eigenversorgung zu entwickeln und an den Markt zu bringen. Der 10-kW-Block sei ein Ergebnis dieser Entwicklungen.*

*Um hohe Eigenverbrauchsquoten zu erreichen empfiehlt das Unternehmen das Komplettsystem erst ab einem Jahresstrombedarf von mehr als 25.000 Kilowattstunden. Daher sei er nicht unbedingt für Ein- oder Zweifamilienhäuser geeignet, sondern zum Beispiel für kommunale Einrichtungen, Gewerbe, landwirtschaftliche Betriebe und Vereine.*

*Ein großer Teil des solar erzeugten Stroms wird dezentral in das Niederspannungsnetz eingespeist – die EVU müssen diesen Strom abnehmen. Grundlage für diesen Einspeisezwang ist das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), das unter anderem die Einspeisevergütung regelt.*

Aus pv magazine, 8.8.2014

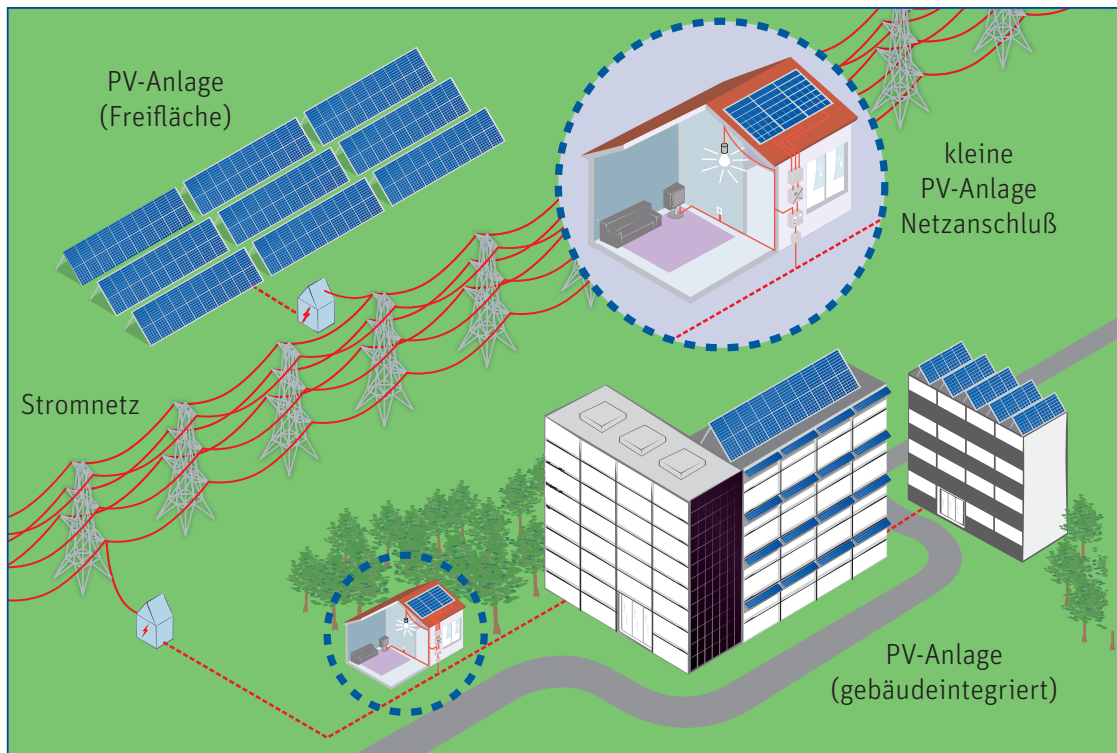


Abb. 3.9: Netzeinbindung von PV-Anlagen | Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

## EEG 2014

Erstmalig wurde 2012 eine gesetzliche Regelung der Eigenversorgung ins EEG eingeführt. Ab 1. August 2014 gilt: Wer selbst erzeugten Solarstrom aus einer neuen Solarstromanlage auch selbst verbrauchen will, muss im Grundsatz darauf künftig die EEG-Umlage entrichten - mit gleitendem Übergang: Bis Ende 2015 sind das 30 %, bis Ende 2016 35 % der jeweils gültigen Ökostrom-Umlage. Für 2014 sind das rund 1,9 Ct/kWh. Ab 2017 gelten 40 % – auch für PV-Anlagen, die zwischen August 2014 und Dezember 2016 errichtet wurden. Eigenversorgungskonzepte, die vor dem 1. August 2014 realisiert wurden, sind gemäß § 61 Abs. 3 von der Neuregelung nicht betroffen, wenn der erzeugte Strom ohne Nutzung des öffentlichen Netzes oder im räumlichen Zusammenhang verbraucht wird. Entscheidend ist jeweils der Zeitpunkt des Stromverbrauchs.

Für Anlagen mit einer Leistung von maximal 10 Kilowatt sind bis zu 10 MWh Eigenverbrauch pro Jahr von der Umlage befreit. Diese Bagatellgrenze ist ausdrücklich für die Dauer von 20 Betriebsjahren der Anlage zuzüglich des Inbetriebnahmejahres festgeschrieben.

Zusätzlich gibt es drei weitere Ausnahmen:

1. Der Kraftwerkseigenverbrauch ist ebenfalls von der EEG-Umlage befreit.
2. Außerdem müssen Eigenversorger, die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen sind (Inselanlagen), weiterhin keine Umlage zahlen.
3. Auch bleiben Eigenversorger befreit, die sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und für den Strom aus ihrer Anlage, den sie nicht selbst verbrauchen, keine finanzielle Förderung über das EEG in Anspruch nehmen.

Als befreite Bestandsanlagen gelten auch Anlagen, die an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt werden, sofern sich die installierte Leistung nicht um mehr als 30 Prozent erhöht. Der Eigenverbrauch muss mit geeichten Zählern gemessen und dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bis spätestens zum 31. Mai des Folgejahres gemeldet werden. Ansonsten ist die volle EEG-Umlage zu zahlen. (Nach: energiedialog.nrw.de)

### 3.1.4 Biomasse

*Heiner Schröder*

Schon seit mehreren Jahren nimmt die energetische Biomassenutzung zur Erzeugung von Strom und Wärme zu. Dieser verstärkte Einsatz besonders zur Stromerzeugung wird vom EEG gefördert. Mit weiteren gesetzlichen Regelwerken, wie dem „Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) sowie dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz“ (KWKG) wurden weitere Grundlagen für den verstärkten Biomasseeinsatz geschaffen.

Biomasse wird in fester, flüssiger und gasförmiger Form zur Strom- und Wärmeerzeugung und zur Herstellung von Biokraftstoffen genutzt. Rund 67 % (203 Milliarden Kilowattstunden) und somit 8,4 % des gesamten Endenergieverbrauchs wurden 2011 durch Biomasse bereitgestellt – im Wesentlichen durch:

- Holz
- Energiepflanzen
- Reststoffe.

Der mit Abstand wichtigste Bioenergieträger in Deutschland ist Holz als nachwachsender Rohstoff – es wird vorwiegend zur Wärmeerzeugung in Kleinverbrennungsanlagen oder in zentralen Heizwerken bzw. in Biomasseheizkraftwerken (KWK-Anlagen) oder zur Stromerzeugung eingesetzt. Holzbrennstoffe sind mit Wirkungsgraden von mehr als 90 % äußerst effizient. Holz hat mit mehr als 75 % den größten Anteil an der regenerativen Wärme. 2013 wurden 6,3 Prozent des deutschen (Gesamt-)Wärmeverbrauchs und 2,1 Prozent des Stromverbrauchs durch Holzenergie gedeckt sowie insgesamt 36,6 Mio. Tonnen Treibhausgase vermieden. Die Entwicklung des Holzvorrats in deutschen Wäldern gestattet, die energetische Holznutzung (vor allem auch Waldrestholz) auszuweiten.

Darüber hinaus kann die Erzeugung von Holz durch die Anpflanzung sogenannter Kurzumtriebsplantagen intensiviert werden. Diese Art der Biomasseerzeugung stand mit einer Anbaufläche von 6.000 Hektar im Jahr 2010 noch ganz am Anfang. Die Bundesregierung plant dagegen 900.000 Hektar. Denn Kurzumtriebsplantagen erzielen gute Erträge und verursachen geringe ökologische Belastung.

Neben der Forst- ist die Landwirtschaft durch den Anbau von Energiepflanzen wichtiger Lieferant von Biomasse. Wichtigste sind

- Raps für die Biodieselproduktion
- Mais, Gras und Zuckerrüben zur Erzeugung von Biogas
- Getreide und Zuckerrüben zur Produktion von Bioethanol.

Deutschland benötigt nur einen geringen Teil der landwirtschaftlich genutzten Flächen für den Ausbau der Bioenergie. Die dafür nutzbare Fläche wird bis 2020 mit 3,7 Mio. Hektar beziffert, 21,9 % der heute genutzten Fläche. 2011 wurden 1,97 Mio. Hektar für den Energiepflanzenbau genutzt, 1,17 Mio. Hektar für Kraftstoffe (vorwiegend Raps)



und 0,80 Mio. Hektar für Biogaserzeugung (vorwiegend Mais). 2013 hat sich die Anbaufläche auf 2,4 Mio. Hektar erhöht.



Abb. 3.10: Rapsfelder in der Gegend von Frankfurt/Main | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

Zunehmend wichtige Quellen für nachhaltige Energieproduktion sind biogene Reststoffe und Abfälle. Als geeignet gelten besonders:

- Altholz
- Abfälle aus der Biotonne
- Gülle oder Festmist
- Getreidestroh.

Die Stoffe bekommen in der Zukunft besondere Bedeutung, da der Einsatz von Reststoffen eine Kaskadennutzung ermöglicht. Diese hilft Nutzungskonflikte zwischen Energiepflanzen und der Nahrungsmittelversorgung zu vermeiden. Zur Veranschaulichung: Die Gülle von 100 Rindern reicht aus, um knapp 30 Durchschnittshaushalte mit Strom zu versorgen.

Biomasseinsatz hat erhebliche Bedeutung für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung als Ergänzung zur Sonnen- und Windenergie. Denn Biomasse ist speicherbar und kann damit einerseits zur Grundlastabdeckung eingesetzt, andererseits als Regener-

gieträger herangezogen werden. Mit diesen besonderen Eigenschaften kann Biomasse zur Netzstabilität beitragen.

Darüber hinaus kann Biogas nach Aufbereitung zu Bioerdgas ins Erdgasnetz eingespeist werden. Dieses kann damit ebenfalls eine Speicherfunktion übernehmen.

Wegen begrenzter Flächen und Nutzungskonkurrenzen steht Biomasse in Deutschland nur in beschränktem Umfang zur Verfügung. Dies erfordert effizienten Umgang, der auch dem Naturschutz Rechnung trägt, mit der Ressource. Der Einsatz von Biomasse muss daher stringent an der Ressourcennachfrage, an Effizienzkriterien und Ausbauerfolgen anderer erneuerbarer Energieträger ausgerichtet werden. Dabei sind so genannte stoffstromorientierte Strategien zu empfehlen (u.a. Vermeidung von Emissionen, Abfällen, Abwasser und unnötigem Energieeinsatz durch Erhöhung der Ressourcenproduktivität, durch Verringerung des Ressourcenverbrauchs und des Einsatzes ökologisch bedenklicher Stoffe, Erhöhung des Einsatzes von Sekundärstoffen sowie der Recyclingfähigkeit).

### 3.1.5 Biogasanlagen

Heiner Schröder

---

*Bundesumweltministerium fördert hochwertige Verwertung von Biomüll*

*Das Bundesumweltministerium fördert mit rund zwei Millionen Euro aus dem Umweltinnovationsprogramm ein neues Verfahren zur Bioabfallvergärung. Die RSB Bioverwertung Hochfranken GmbH mit Sitz in Rehau (Bayern) wird mit dieser Förderung eine innovative Biogasvergärungsanlage errichten. Die geplante Anlage „WastERGY® Bioabfallvergärung“ ist für einen Durchsatz von etwa 30.000 Tonnen kommunaler und gewerblicher Bioabfälle ausgerichtet. Beabsichtigt ist die Umsetzung einer mehrstufigen Nassvergärung, bei der durch eine neuartige Hydrolysestufe (Helixhydrolyse) 25 bis 30 % höhere Gaserträge erzielt werden können. Durch die vorgeschaltete Abfallaufbereitung und die Störstoffabtrennung in den Gärbehältern soll eine bis zu 99,5 % hohe Reinheit des Gärrestes erzielt werden. Der saubere Gärrest mit RAL-Gütezertifizierung soll direkt der Kompostierung und der Erzeugung von Brennstoff- und/oder Kompost-Pellets dienen. Das erzeugte Biogas wird in ein Mikrogasnetz eingespeist und so an Gasverbraucher in der näheren Umgebung weitergeleitet. Mit der Anlage soll eine Energiemenge von 23,8 Gigawattstunden pro Jahr erzeugt werden. Die Menge liegt etwa 25 % über dem Ertrag einer herkömmlichen Vergärungsanlage. Zudem sollen 11.500 Tonnen sauberer Gärrest im Jahr kompostiert und 1.500 Tonnen Kunststoffe und Metalle pro Jahr in die stoffliche Verwertung überführt werden.*

---

[www.solarify.eu](http://www.solarify.eu), 28.8.2014

Mittlerweile ist die Biogastechnologie wichtig für die Energie-Versorgungssicherheit und die Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Nicht zuletzt auch deswegen haben Biogasanlagen besonders in Deutschland in den vergangenen Jahren beträchtlich zugenommen.

Biogas entsteht durch die Vergärung organischer Stoffe unter Ausschluss von Sauerstoff. In dem biochemischen Prozess, der auch als anaerobe Gärung bezeichnet wird, zerlegen Mikroorganismen Biomasse in kleinere chemische Verbindungen. Biogas besteht überwiegend aus Methan ( $\text{CH}_4$ , 50-75 %) und Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$  25-45 %). Darüber hinaus sind geringe Anteile von Schwefelwasserstoff ( $\text{H}_2\text{S}$ ), Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ), Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ), Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) und Stickstoff ( $\text{N}_2$ ) enthalten. Ziel der Biogasproduktion ist die Maximierung des energiereichen Methangases, mit dem z. B. in Blockheizkraftwerken Strom und Wärme erzeugt werden.

In § 11 des am 1. Juni 2012 in Kraft getretenen neuen Kreislaufwirtschaftsgesetzes heißt es unter der Überschrift „Kreislaufwirtschaft für Bioabfälle und Klärschlämme“:

„Soweit dies zur Erfüllung der Anforderungen ... erforderlich ist, sind Bioabfälle, die einer Überlassungspflicht unterliegen, spätestens ab dem 1. Januar 2015 getrennt zu sammeln.“ (Mit dem neuen Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG – wird die EU-Abfallrahmenrichtlinie-Richtlinie 2008/98/EG, AbfRRL in deutsches Recht umgesetzt und das bestehende deutsche Abfallrecht umfassend modernisiert. Ziel des neuen Gesetzes ist eine nachhaltige Verbesserung des Umwelt- und Klimaschutzes sowie der Ressourceneffizienz in der Abfallwirtschaft durch Stärkung der Abfallvermeidung und des Recyclings von Abfällen.)

### **Substrateinsatz**

Für die anaerobe Gärung werden leicht abbaubare Biomassen (Substrate) verwendet – hauptsächlich Fette, Öle, Zucker und Stärke. (Biomassen mit hohen Anteilen an Lignin, Cellulose oder Hemicellulose, wie z. B. Stroh oder Holz, sind für die Biogasproduktion eher ungeeignet.).

Vorrangige Substrate in landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen). Der massebezogene Anteil betrug 2012 ca. 54 %. Als wichtigste Energiepflanze gilt der Mais, weil er die höchste Flächeneffizienz aufweist. Darüber hinaus eignen sich u. a. Grün-Roggen, Gräser, Zuckerrüben, Zuckerhirse, aber auch Topinambur und Miscanthus für den Einsatz in Biogasanlagen.

Zunehmend wichtige Quellen für die nachhaltige Biogaserzeugung sind Reststoffe und Abfälle biogenen Ursprungs. Hierzu zählen hauptsächlich Bioabfälle (Biotonne), Reststoffe aus der Landwirtschaft (z. B. Rinder- und Schweinegülle, Mist, Einstreu oder Ernterückstände) und organische Abfälle aus Industrie und Gewerbe sowie Materialien aus der Landschaftspflege.

Denn die nachhaltige Erschließung dieser Potenziale wird in Zukunft besonders wichtig sein. Die Energiegewinnung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen ermöglicht eine optimale Kaskadennutzung und hilft, Konflikte zwischen der energetischen und der stofflichen Nutzung von Biomasse zu vermeiden.

Die anfallenden Rückstände (Gärreste) dienen als Dünger und werden somit vollständig verwertet, natürliche Stoffkreisläufe dadurch geschlossen.

### **Biogasmengen**

Die Substratart beeinflusst die Vergärung und bestimmt Menge und Qualität des Biogases. Um hohe Prozessstabilität und Biogausausbeute zu erreichen, müssen die Fermenter mit gleichmäßiger Substratqualität und optimalem Temperaturniveau bei konstanten Temperaturbedingungen betrieben werden. Die Wahl des Temperaturniveaus hängt vom verwendeten Substrat, von der Aufenthaltszeit im Fermenter, vom Gasbildungspotenzial und dem Wärmenutzungskonzept ab. Sorgfältige Betriebsweise entscheidet zudem über die Gasbildungsrate im Fermenter.

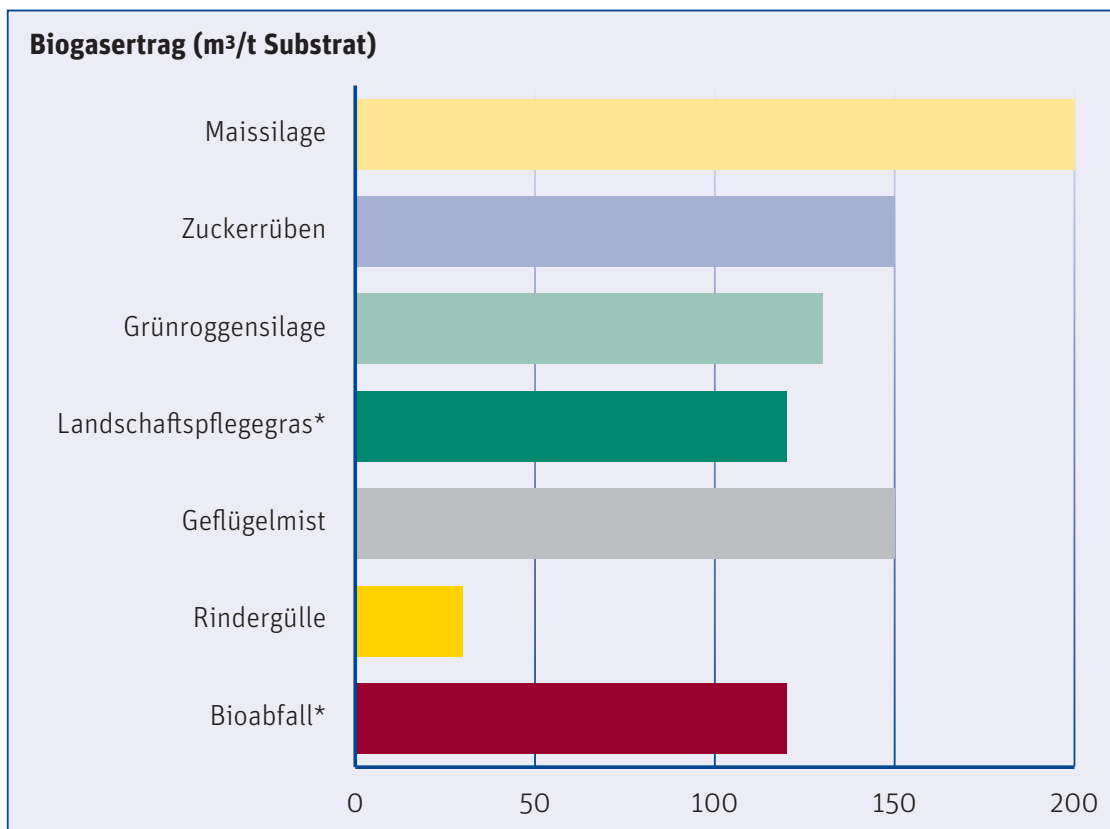


Abb. 3.11: Gasbildungspotenzial verschiedener Substrate | Quelle: Basisdaten Bioenergie Deutschland, Aug. 2013, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.

\*variierend nach Trockenmassegehalt bzw. Zusammensetzung

## Gasnutzung

Biogas ist als erneuerbare Energiequelle die wichtigste Alternative zu Erdgas. Derzeit wird Biogas überwiegend in Blockheizkraftwerken direkt in Strom und Wärme umgewandelt. Um die Effizienz von Biogasanlagen zu erhöhen, muss künftig die Maximierung der gesamten Energienutzung im Vordergrund stehen. Dies bedeutet, dass die anfallende Abwärme weitestgehend genutzt wird, entweder über ein Nahwärmenetz oder direkt am Standort der Biogasanlage. Sofern Letzteres nicht möglich ist, kann Biogas zu Biomethan mit Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist, somit für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion sowie auch als Kraftstoff eingesetzt werden.

Aufbereitungsverfahren können auch bei kleineren Anlagen kostengünstig eingesetzt werden. Derzeit werden 7 % des gesamten Biogases zu Brennstoff mit Erdgasqualität aufbereitet. Etwa 120 der rund 7.500 deutschen Biogasanlagen verfügen über entsprechende Technologien. Bei vollständiger Aufbereitung könnten schon heute 9 Milliarden m<sup>3</sup> Bioerdgas erzeugt und damit ca. 10 % des bundesweiten Bedarfs gedeckt werden.

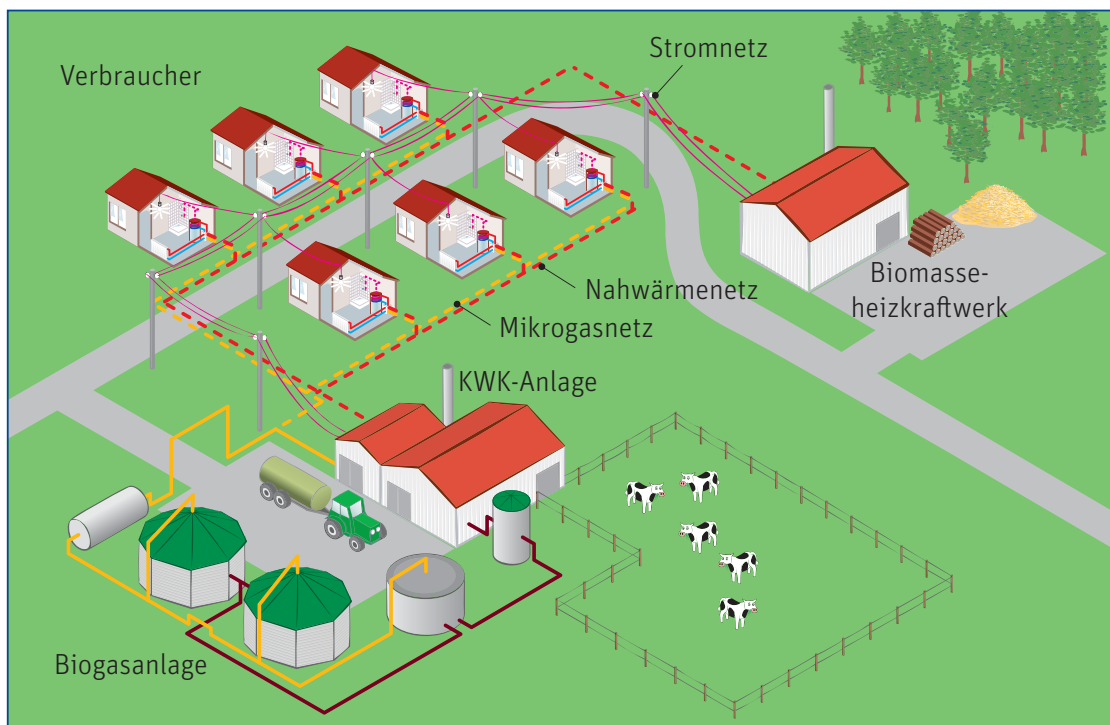


Abb. 3.12: Anlagen zur Biogasproduktion und energetischen Nutzung von Biomasse lassen sich hervorragend in kommunale Strom-, Nahwärme- und Mikro-Gas-Netze integrieren

Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit kann das Erdgasnetz außerdem auch als Energiespeicher genutzt werden – aufgrund seiner in Deutschland nahezu flächendeckenden Ausbreitung von rund 450.000 Kilometern Länge gleichermaßen ein ideales Speicher- und Transportmedium für Biogas.

### Energie- und Treibhausbilanz von Biogas

Die Produktion von Biogas erfordert nur einen verhältnismäßig geringen Anteil an fossilen Energierohstoffen (z.B. für Düngemittel, Aussaat, Ernte, Transport und Verarbeitung der Energiepflanzen). Gegenüber der Stromerzeugung mit Erdgas benötigt die Stromproduktion aus Biogas 80 bis 85 % weniger fossilen Energieeinsatz. Dieser Vergleich betrachtet ausschließlich die Stromerzeugung; da aber für Strom aus Biogas KWK-Anlagen eingesetzt werden, wird zusätzlich Wärme erzeugt, deren Nutzung die Klimabilanz weiter verbessern hilft.

Bei der Stromerzeugung mit Biogas werden gut 90 % (bei Erdgas mehr als 75 %) weniger Treibhausgase ausgestoßen als bei Stromproduktion mittels Braunkohle bzw. Steinkohle. Durch die Biogaserzeugung konnten im Jahr 2012 Treibhausgasemissionen von 15,7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten vermieden werden – immerhin mehr als 15 % an der

2012 durch den Einsatz von erneuerbaren Energien erzielten Treibhausgas-Verringerung.

Dieser Beitrag von Biogas zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen kann durch den weiteren Ausbau der Biogaserzeugung bei verstärktem Einsatz von Bioabfällen und geeigneten Reststoffen noch deutlich gesteigert werden. Aufgrund verfügbarer Biomasse ist nach Angaben der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe ein deutlicher Ausbau der Biogaserzeugung bis 2020 problemlos möglich. Leider hat aber das 2014 novellierte EEG den Biomasse-Anteil auf ein Minimum begrenzt.

---

*Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse wurde im EEG 2014 ein Ausbauziel von 100 MW pro Jahr festgelegt (§ 3 Nr. 4 EEG). Hierbei handelt es sich um ein Brutto-Ausbauziel, d.h. nicht die Bemessungsleistung einer Anlage ist ausschlaggebend, sondern die tatsächlich zugebaute Leistung.*

*Grundsätzlich entfallen alle bis dahin noch enthaltenen einsatzstoffbezogenen „Sondervergütungen“ für neue Biomasseanlagen. Der Ausbau der Biomasse wird hierdurch auf den Einsatz von Reststoffen (z. B. Gülle und Abfallstoffe) konzentriert, da zukünftig keine erhöhte, einsatzstoffbezogene Vergütung (z. B. für Mais, Zuckerrüben und Getreide) mehr vorgesehen ist.*

*Die wesentlichen Regelungen zur Ermittlung der jeweiligen Einspeisevergütung für Biomasseanlagen sind den §§ 44 bis 47 EEG zu entnehmen. Die drei Vergütungskategorien inklusive der leistungsbezogenen Staffelung wurden beibehalten, angepasst wurden lediglich die anzulegenden Werte in den jeweiligen Kategorien.*

---

[energedialog.nrw.de](http://energedialog.nrw.de)

### 3.1.6 Windenergie On- und Offshore und ihre Netzanbindung

Henry Och

*Die Offshore-Stromquellen sprudeln. 143 Windenergieanlagen in vier Windparks in Nord- und Ostsee produzieren mit einer Leistung von mehr als 600 Megawatt Strom für 600.000 Haushalte. „Das zeigt, dass es funktioniert“, sagt Ronny Meyer, Geschäftsführer von der Windenergie-Agentur (WAB). Jetzt gibt es wieder Aufwind für die Energieerzeugung auf hoher See. Die von der schwarz-roten Bundesregierung beschlossene Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) „garantiert Planungssicherheit für künftige Investitionen“, sagt Bremens Wirtschaftssenator Martin Günthner (SPD). „Es ist die richtige Medizin für die angeschlagene Offshore-Branche“, ergänzt Meyer.*

Nach kreiszeitung.de vom 11. Juni 2014

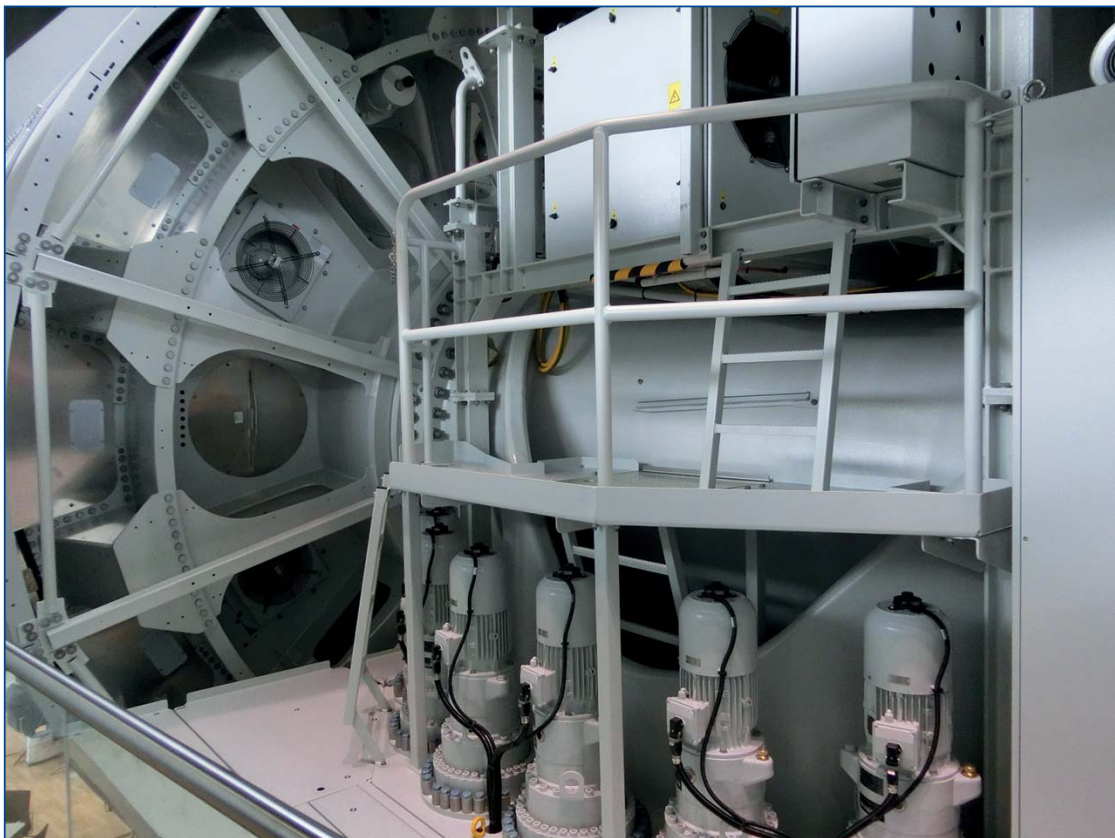


Abb. 3.13: Generator und verschiedene technische Einrichtungen innerhalb der Gondel einer getriebelosen Windkraftanlage | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

Bundesregierung und EU haben sich klare Ziele bis 2050 gesetzt: 80 % Reduzierung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 /5/, /6/. Zu deren Erreichung trägt die Wind-



kraft wesentlich bei: In Deutschland leistete sie 2012 innerhalb der regenerativen Energien mit 34 % den größten Beitrag. Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung hat zwar in den vergangenen Jahren stark zugenommen, ihr Potenzial ist aber bei weitem nicht ausgeschöpft /7/.

Prognosen zum weiteren Ausbau sind durch verschiedene Studien unterschiedlich belegt, so reichen die Ausbauziele bis 2030 in Deutschland zum Beispiel bis zu 25 GW für den Offshore-Bereich.

Auch die Onshore-Wind-Energie wird wesentlich weiter ausgebaut werden. Die ausgewiesenen Vorranggebiete unter Einbeziehung der Bürger werden ausgeplant. An vorhandenen Standorten können ältere Anlagen durch modernere, mit leistungsstärkeren Windturbinen ausgetauscht werden (Repowering).

Offshore-Wind bietet ebenso weitere Ausbaumöglichkeiten. In Deutschland kommen Windenergieanlagen in Küstennähe jedoch wegen des Wattenmeeres nicht in Frage, so bleibt ausschließlich die Stromerzeugung auf hoher See. Der große Vorteil dort: der Wind weht beständiger. Aber: die Umweltbedingungen bedeuten eine große Herausforderung.

### **Breitgefächertes Spektrum der Ingenieuraufgaben**

Kraftwerksplanung an Land kann nicht eins zu eins übertragen werden auf die Offshore-Wind-Planung. So müssen zum Beispiel internationale Vorschriften für die Zertifizierung von Offshore-Windfarmen beachtet werden. Die Umspannwerke auf dem Meer werden normalerweise unbemannt betrieben. Das heißt, alle ihre Systeme müssen vollautomatisch funktionieren und im Falle einer Störung in einen sicheren Anlagenzustand versetzt werden können. Neben der eigentlichen Stromübertragung sind Systeme für Brandschutz, Klimatisierung, Netzersatztechnik, Überwachung und Steuerung der Plattform von Land, Befeuern und weitere intelligente Systeme Bestandteil der ingenieurtechnischen Bearbeitung. Weitere Schwerpunktbereiche für die Ingenieure bilden darüber hinaus Bodenerkundung, Stahlbau, Gründung, Logistik und Verlegung der Seekabel. Schließlich gilt es, die Anforderungen des Naturschutzes einzubeziehen. Sicherheits- und Gesundheitsaspekte, sorgfältige Planungen zur Inbetriebnahme, für den eigentlichen Betrieb und die zugehörige Instandhaltung runden die Aufgabengebiete ab. Im Norden Deutschlands findet sich das größte Potenzial für Erneuerbare-Energien Onshore und Offshore. Die Herausforderung besteht darin, die elektrische Energie über Hoch- und Höchstspannungsleitungen den Verbrauchern im Westen und Süden Deutschlands mit möglichst geringen Leitungsverlusten zur Verfügung zu stellen. Denn der Netzausbau aller Spannungsebenen sichert auf Dauer nachhaltig Lebensqualität und Wohlstand. Ingenieure müssen dabei Machbarkeit und Genehmigungsfähigkeit sicherstellen. Im Rahmen der Planung müssen Netzanbindung und Trassen im Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz umgesetzt werden.

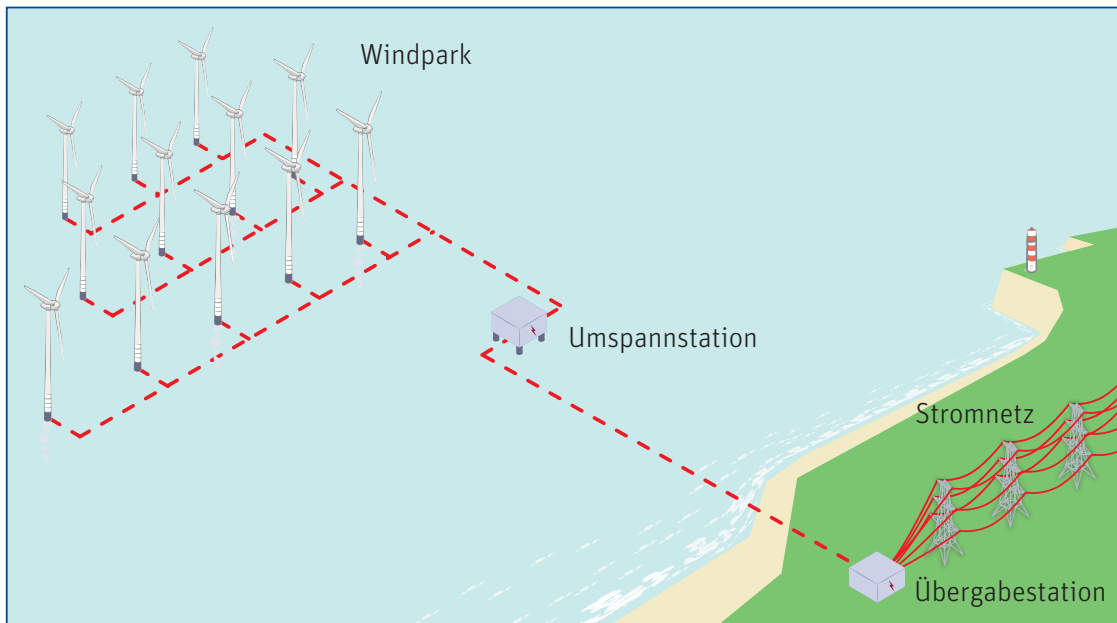


Abb. 3.14: Netzanbindung eines Offshore-Windparks (erfolgt bei größeren Distanzen mit Hilfe von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) | Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

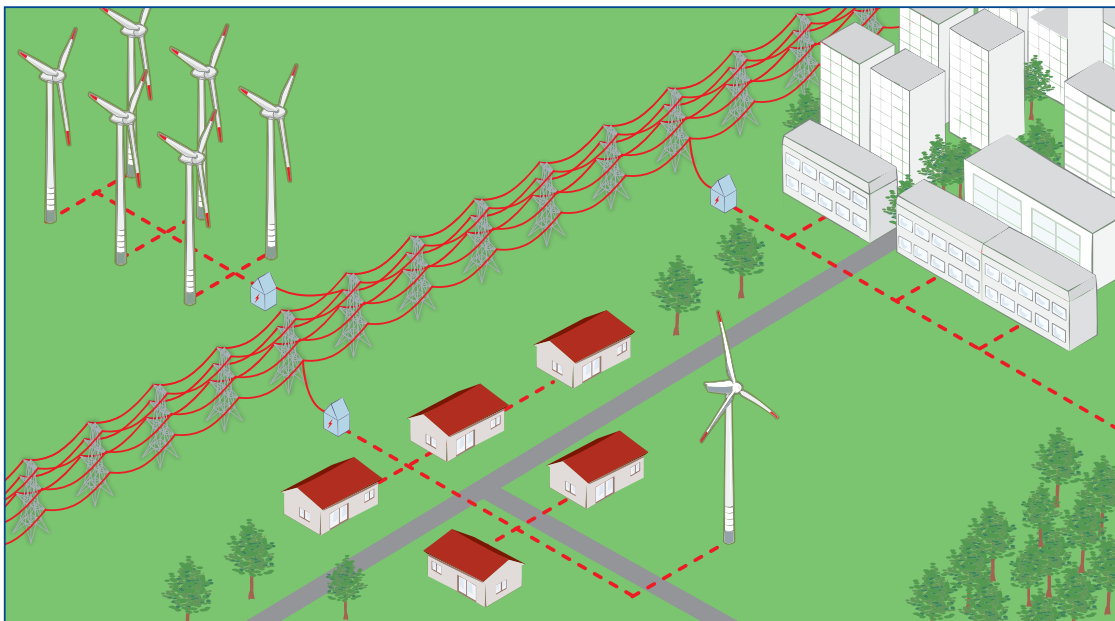


Abb. 3.15: Die Netzanbindung von On-Shore-Windkraftanlagen und -parks kann auf unterschiedliche Weise erfolgen | Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

Aufgabe der beratenden Ingenieure ist es, auf Basis nationaler und internationaler Vorschriften und Regelwerke die Ideen in die Realität umzusetzen und dabei die einzelnen Leistungen möglichst zu standardisieren. Nicht zuletzt sind die Ingenieure aber von der politischen Ausrichtung abhängig, insbesondere wenn es um die Geschwindigkeit der Umsetzung und die vom Gesetz definierten Ausbaukorridore geht (siehe „Deckelung des Zubaus durch EEG-Novelle“ auf Seite 15).

### 3.1.7 Geothermie

Thomas Franke

---

*Münster ist seit 9. Juni 2014 Sitz eines Instituts der Helmholtz-Gemeinschaft zur Erforschung von Technologien zur Energiespeicherung. 90 % der Kosten trägt der Bund. Bundesforschungsministerin Johanna Wanka kam mehr als eine Stunde zu spät zur Eröffnung des Instituts, denn ihr hatten viele umgestürzte Bäume als Folge des Unwetters in der Nacht den Weg versperrt – eine Begleiterscheinung des Klimawandels. So gesehen hatte das verspätete Eintreffen der Ministerin viel mit dem Thema zu tun: Die Energiewende in Deutschland sei auch eine Maßnahme gegen den Klimawandel – „die Energiewende ist aber nicht ohne die Förderung der Energiespeicher-Forschung zu schaffen“, betonte Wanka schließlich.*

---

nach Westfälische Nachrichten vom 10. Juni 2014

Die Bedeutung der Geothermie für Wärmeversorgung und Stromerzeugung nimmt ständig zu. 2010 waren weltweit Anlagen mit einer thermischen Leistung von 50,6 GW und mit einer elektrischen Leistung von 10,7 GW installiert – 60 % bzw. 20 % mehr als fünf Jahre zuvor.

Deutschland belegt mit einer installierten Kapazität zur Wärmeerzeugung von rund 2,5 GW thermischer Leistung weltweit bereits den fünften Rang (nach den USA und China sowie den deutlich bevölkerungsärmeren Ländern Schweden und Norwegen). Bei der Stromerzeugung hingegen liegt Deutschland mit 12,1 MW im weltweiten Vergleich bislang noch auf einem der hinteren Plätze.

Für die Zukunft rechnen Experten mit einem deutlichen Wachstum der Erdwärmenutzung. Einer Prognose des Bundesverbandes Erneuerbare Energie zufolge wird die Stromerzeugung durch Geothermie in Deutschland bis 2020 auf jährlich 3.750 Gigawattstunden (GWh) ansteigen. 2011 waren es 19 GWh, was dem jährlichen Strombedarf von 6300 Zwei-Personen-Haushalten entspricht. Die Bundesregierung strebt einen deutlichen Ausbau an: In ihrem „Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien“ nannte sie 2010 als Ziel eine Stromerzeugung aus Geothermie von 1.654 GWh im Jahr 2020 – nicht ganz so viel wie die Vertreter der Erneuerbaren-Energien-Branche, aber doch deutlich mehr als derzeit. Geothermische Anlagen, die bis 2016 bergrechtlich genehmigt sind und vor 2021 in Betrieb gehen, bekommen nach der EEG-Novelle von 2014 längere Übergangsfristen und weiterhin eine feste Einspeisevergütung.

Ähnlich sieht es bei der Wärme aus, wo der BEE eine Leistung von 26.000 GWh im Jahr 2020 erwartet, nach 6.300 GWh bereitgestellter Wärme im Jahr 2011. Die Bundesregierung hat sich 14.400 GWh als Ziel gesetzt, wobei sie vor allem auf ein schnelles Wachstum der Tiefen-Geothermie setzt. Die Geothermie wird nach Erwartungen des einschlä-

gigen Bundesverbandes „im Zusammenspiel mit den anderen Erneuerbaren Energien die Wärme und Stromversorgung nach und nach von den fossilen Energieträgern (Kohle, Öl und Gas) und der Atomkraft übernehmen“.

Je nach Tiefe unterscheidet man zwei Arten der Geothermie: Oberflächennahe Geothermie und Tiefe Geothermie.

### Oberflächennahe Geothermie

Die Oberflächennahe Geothermie nutzt Bohrungen bis ca. 400 Meter Tiefe und Temperaturen bis 25 °C für das Beheizen und Kühlen von Gebäuden, technischen Anlagen oder Infrastruktureinrichtungen. Hierbei ist der Einsatz einer Wärmepumpe nötig. Strom kann mit oberflächennaher Geothermie nicht erzeugt werden.

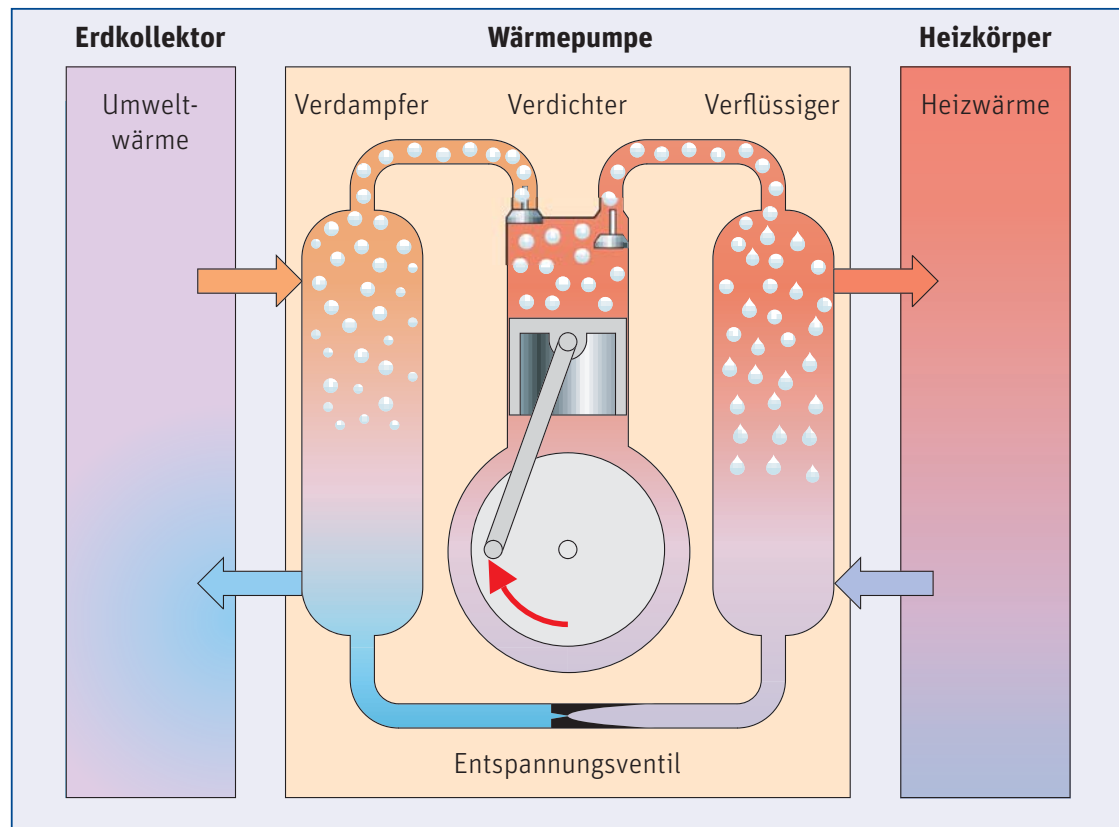


Abb. 3.16: Arbeitsprinzip einer Wärmepumpe | Grafik: sunbeam-berlin.de

Oberflächennahe Geothermie-Systeme können nahezu überall in Deutschland eingesetzt werden – lediglich genehmigungsrechtliche Aspekte begrenzen diesen Einsatz. Siehe auch VBI-Leitfaden „Oberflächennahe Geothermie“.

## Tiefe Geothermie

Tiefe Geothermie kann sowohl zur Wärme- als auch zur Stromerzeugung genutzt werden. Man unterscheidet bei der Tiefen Geothermie zwischen hydrothermalen und petrothermalen Systemen:

- Hydrothermale Systeme setzen im Untergrund an wasserführenden Schichten (Aquiferen) an und nutzen dieses Thermalwasser zur Energiegewinnung.
- Unter petrothermalen Systemen versteht man die Nutzung heißen Tiefengesteins, das im Wesentlichen frei von zirkulierenden Thermalwässern ist.

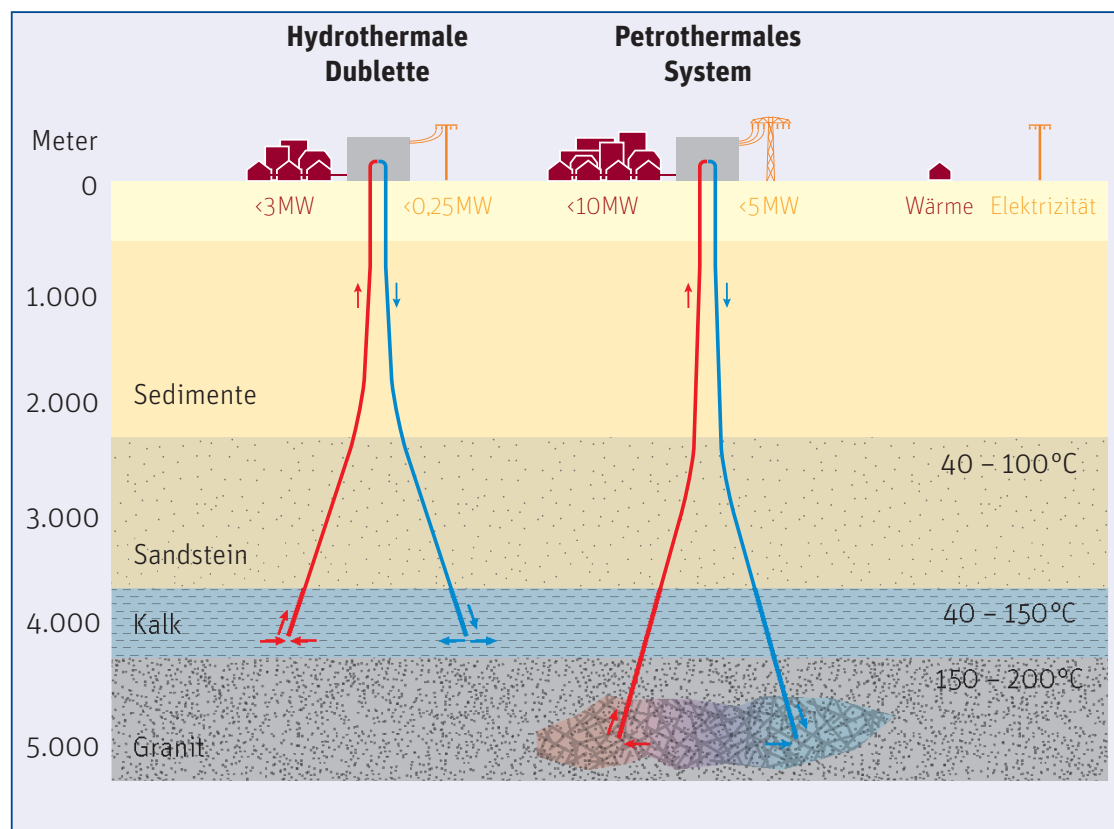


Abb. 3.17: Die verschiedenen Nutzungsformen der Tiefen Geothermie  
Grafik: Kay Neubert/sunbeam-berlin.de

Der weitaus überwiegende Teil der geothermischen Ressourcen Deutschlands ist in den petrothermalen Ressourcen des tiefen Kristallingesteins gespeichert. Diese Ressourcen können unter derzeitigen technisch-wirtschaftlichen Bedingungen jedoch erst begrenzt genutzt werden. Hingegen sind hydrothermale Reservoirs in Deutschland bereits in großer Zahl in drei Regionen erschlossen: Im Oberrheingraben, dem Molassebecken und dem Norddeutschen Becken.

Siehe auch VBI-Leitfaden „Tiefe Geothermie“.

## 3.2 Verteilung

### 3.2.1 Stromnetze – Herausforderung durch Erneuerbare Energien

*Arne Höllen*

Solange Erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung nur eine untergeordnete Rolle spielten, konnte deren Stellenwert noch mit der schlichten Formulierung „Einspeisung in das Stromnetz“ treffend umschrieben werden. Im Jahr 2014 haben Erneuerbare Energien allerdings fast 28 % der Stromversorgung erreicht. Es wird also längst nicht mehr nur in ein Netz eingespeist, sondern Ökostrom belegt inzwischen einen wichtigen Teil des Netzes.

Der Strommarkt an der Börse ist aber ein Grenzkostenmarkt und folgt dem Merit-Order-Prinzip. Grenzkosten sind die Kosten am Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage, die mindestens benötigt werden, um keine Verluste zu machen. Das bedeutet: den Preis bestimmt zuerst die jeweils günstigste Erzeugungsart (Merit-Order). Im fossilen Bereich bestimmen überwiegend die Brennstoffkosten – im Erneuerbare Energien-Bereich die Abschreibung den Preis.



Abb. 3.18: Typische 220-kV-Freileitung | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

In einem freien Markt (Energy-Only-Markt) entscheiden Angebot und Nachfrage über die Auslastung der Kraftwerke. Die Auslastung wird in der Regel in Volllaststunden ausgedrückt und bestimmt die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks, denn nur bei Lieferung kann auch ein Preis generiert werden, der zur Refinanzierung benötigt wird.

Kraftwerke, die überwiegend zur Deckung von Verbrauchsspitzen dienen, haben in der jüngsten Vergangenheit massiv an Wirtschaftlichkeit eingebüßt. Zum einen durch ein hohes Angebot an Erneuerbaren Energien zu Zeiten des Spitzenbedarfs in der Mittagszeit (PV) oder zu anderen Tageszeiten (Wind). Zum anderen durch vermeintlich billig erzeugbaren Strom aus fossilen Energieträgern (Braunkohle) oder Kernenergie.

Eine tiefgreifende Reform des Europäischen Emissionshandelssystems ETS ist schon erforderlich, um hoch flexiblen Kraftwerken in der Merit-Order wieder eine bessere Position zu verschaffen. Natürlich auch, um CO<sub>2</sub>-Emissionen im Sinne der Klimaziele der Bundesregierung zu vermindern.

Herausforderung für das neue Marktdesign ist, dass Energieträger, die gar keine Grenzkosten haben, mehr und mehr einen Markt bestimmen, der grenzkostenbasiert ist. Die stetig sinkenden Preise für Strom aus Erneuerbaren Energien machen neue Marktmechanismen umso notwendiger.

Als wichtiger Aspekt kommt noch die Fluktuation Erneuerbarer Energien dazu. Wenn man den Bilanzrahmen lediglich auf Deutschland beschränkt, müssen zwei Extreme beherrscht werden: 100 % Strombereitstellung durch Erneuerbare Energien und die Notwendigkeit auch einmal 100 % ohne Erneuerbare Energien auszukommen. Das aber bedeutet hohen Regulierungsbedarf durch den Gesetz- und Verordnungsgeber.

---

*Den Übertragungsnetzen im Strombereich kommt aus zwei Gründen besondere Bedeutung zu: Einmal wegen des beschlossenen Atomausstiegs und zum anderen wegen des Transports Erneuerbarer Energien vom Ort der Erzeugung zum Ort des Verbrauchs im Zusammenhang mit dem Umbau in eine kohlenstoffarme Stromwirtschaft.*

*Der zu Letzterem notwendige Um- und Ausbaubedarf wird im Netzentwicklungsplan beschrieben. Die gesetzliche Grundlage bildet das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EuLAG) vom 21. August 2009 sowie das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28.12.2012.*

*Die Strom-Verteilungsnetze (die Ebene unter den Übertragungsnetzen) stehen durch die Erneuerbare-Energie-Anlagen vor großen Herausforderungen. Denn in manchen Regionen wird oft schon mehr Öko-Energie als nötig erzeugt. In der Folge werden Versorgungsnetze gewissermaßen zu Entsorgungsnetzen, mit den entsprechenden physikalischen Begleiterscheinungen (umgekehrte Energieflussrichtung, Blindleistungsproblematik, Anstieg der Netzverluste, Rückspeisung in die dem Verteilnetz vorgelagerten Netze teilweise bis ins Übertragungsnetz).*



*Seit 2005 unterliegen die Gas- und Stromnetze in Deutschland der Regulierung, nachdem mit dem Beginn der Liberalisierung bei den leitungsgebundenen Energien im Jahr 1998, der angestrebte freie Netzzugang und der freie Wettbewerb nur schleppend in Gang gekommen waren. Die gesetzliche Grundlage bildete bis zum Jahr 1998 das Energiewirtschaftsgesetz aus dem Jahr 1935, das erst 1998 stark modifiziert wurde. Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz von 2005 ist mittlerweile ein sehr komplexes gesetzliches Regelwerk entstanden, das weltweit als einzigartig bezeichnet werden kann.*

*Zusätzlich zum neuen Energiewirtschaftsgesetz sind eine Reihe von Verordnungen in Kraft getreten, u.a.:*

- *Stromnetzentgelt-Verordnung (StromNEV, auch für Gas)*
- *Stromnetzzugangs-Verordnung (auch für Gas)*
- *Grundversorgungs-Verordnung (Strom & Gas)*

*Insofern gibt es klare gesetzliche Vorgaben sowohl für den Strom - wie auch für den Netzzugang und für die so genannte Grundversorgung. Die Entgelte für die Netznutzung werden auf Grundlage der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung berechnet, deren Prüfung und Genehmigung der zuständigen Regulierungsbehörden obliegt.*

*Bei zunehmender Stromüberproduktion wird das Verteilnetz selbst zu einem „dezentralen Einspeiser“ und sein Betreiber ist berechtigt, gemäß § 18 StromNEV vermiedene Entgelte zu vereinnahmen.*

---

Dr.-Ing. Dirk Schramm, Ingenieurbüro für Energiewirtschaft (Steinbach-Hallenberg)

Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit hat das Bundeswirtschaftsministerium zur Überprüfung weiterer Regulierungen einen Konsultationsprozess initiiert. Im sogenannten Grünbuch werden zwei Varianten vorgestellt: Einmal der reine Energy-Only-Markt, der in Zeiten eines knappen Angebots zu sehr hohen Strompreisen führen kann (mehrere 1.000 €/MWh). Darüber müssen die Kraftwerke mit wenigen Vollaststunden refinanziert werden. Die andere Variante besteht in einem Kapazitätsmechanismus, der über eine Umlage durch die Allgemeinheit finanziert werden muss und zu langfristigen Subventionen führt. Zwischenzeitlich wurde der Kapazitätsmechanismus von der Politik und fast allen Vertretern der Erneuerbaren Energien auf Grund zu hoher Kosten abgelehnt.

Auch der VBI hat Kapazitätsmechanismen auf nationaler Ebene eine klare Absage erteilt – wenn überhaupt, ist ein solcher Kapazitätsmechanismus nur auf europäischer Ebene sinnvoll. Allerdings stellt sich auch die Frage, ob Reservekapazitäten nicht bereits vorhanden sind, denn bei der Auslegung von Kraftwerken werden diese und die Hilfsaggregate so dimensioniert, dass eine zeitlich befristete oder unbefristete Bereit-

stellung von bis zu 20 % Mehrleistung gewährleistet ist. Diese Reserve wird angelegt, um bei Kraftwerken Alterungsprozesse auszugleichen. In der Praxis kann die Leistung nämlich auf 95 bis 90 % zurückgehen.

Der VBI spricht sich denn auch für einen Reservemechanismus auf europäischer Ebene aus. Die strategischen Reserven müssen auf europäischer Ebene organisiert und gesteuert werden. Denn auf der nationalen Ebene der Mitgliedsstaaten führen Reservemechanismen zur Subvention von Überkapazitäten. Lediglich für eine Übergangszeit ist ein nationaler Reservemarkt als Reserve hoch flexibler Kraftwerkskapazitäten sinnvoll.

Die Kuppelstellen zu den Stromnetzen anderer europäischer Länder müssen allerdings dringend ausgebaut werden, damit das gesamte europäische Stromnetz als ein einziger Bilanzkreis betrachtet werden kann, der noch dazu in die Mittelmeerregion ausdehnbar sein muss. Das erfordert Kompetenzverlagerungen von den nationalen Ebenen auf die europäische Ebene. Denn mittelfristig muss ein weiter entwickelter Energy-Only-Markt zu einem europäischen Energieverbund führen.

Um Versorgungssicherheit und Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten, müssen schnellstens alle Engpässe im deutschen Stromnetz beseitigt werden. Die dafür nötige Leistung kann nicht nur durch zentrale konventionelle Kraftwerke gesichert werden, sondern ebenso gut durch intelligent vernetzte dezentrale (ob Erneuerbar oder konventionell bestückt). Durch Demand Side Management können Bedarfsspitzen verschoben werden.

Mehr Intelligenz auf der Verteilnetzebene (smart grid) ist also ebenso erforderlich wie ein massiver Netzausbau mit HGÜ-Technologie. Letztere – auch wenn sie (vorerst noch) nur eine Punkt-zu-Punkt-Technologie ist – kann Phasenverschiebungen zwischen Nord und Süd ausgleichen. Neben der Übertragung großer Strommengen trägt die HGÜ-Technologie damit auch zu höherer Stabilität des gesamten Netzes bei.

### 3.2.2 Gasnetze

Christopher Vagn Philipsen

---

*Fusion der Energieriesen: Der britisch-niederländische Ölkonzern Shell übernimmt die britische BG Group. Der niederländisch-britische Konzern bezahlt 47 Milliarden Pfund (64,75 Milliarden Euro) für den größten Branchendeal des vergangenen Jahrzehnts und erhofft sich einen Auftrieb im Geschäft mit Gas. Shell vergrößert dadurch seine Öl- und Gasreserven um ein Viertel, die Jahresproduktion wächst um ein Fünftel. Für BG endet eine zuletzt verlustreiche Geschichte, der 108 Jahre alte Shell-Konzern verringert den Abstand zum Branchen-Primus Exxon-Mobil. Erst 2013 hatte Shell vom spanischen Ölkonzern Repsol dessen Flüssiggas-Sparte gekauft; der Transport von Flüssiggas gilt als Wachstumssparte im Energiegeschäft. Zukünftig soll die Gassparte ebenso viel Gewinn erwirtschaften wie die Ölförderung; die Rede ist von 15 bis 20 Milliarden Dollar operativem Gewinn pro Jahr.*

---

Nach Frankfurter Rundschau, 8.4. 2015



Abb. 3.19: Historisches Gasometer in Berlin – moderne Gasnetze verzichten vollständig auf diese beeindruckenden technischen Bauwerke | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

Ähnlich wie bei den Stromleitungen wird auch im Gasbereich je nach Funktion und Druckniveau zwischen dem Transportnetz mit Ferngasleitungen (Überdruck: bis zu 200 bar) und dem Verteilnetz, bestehend aus regionalen Mitteldruckleitungen (bis etwa 1 bar) und lokalen Niederdruckleitungen (bis ca. 0,1 bar) unterschieden. Aktuell hat das Hochdruck-Erdgasnetz in Deutschland eine Länge von etwa 112.000 km, das Verteilnetz mit Mittel- und Niederdruckleitungen eine Länge von rund 363.000 km. Dazu stehen etwa 47 Erdgasspeicher mit einer Speicherkapazität von 23,5 Mrd. m<sup>3</sup> zum Ausgleich tages- und jahreszeitlicher Verbrauchsspitzen zur Verfügung (siehe auch „Untergrundgasspeicher – UGS“ auf Seite 89).

Dem Gasnetz wird im Hinblick auf die Energiewende vor allem aufgrund seines erheblichen Speichervolumens eine besondere Bedeutung zugemessen: entsprechend den Vorstellungen soll durch den in Solar- und Windkraftanlagen volatil erzeugten Strom zunächst Wasserstoff (mittels Elektrolyse) und anschließend Methan (über die Methanisierung von CO<sub>2</sub>) erzeugt werden. Das Methan kann im Gasnetz gespeichert und bei Bedarf in entsprechenden Gaskraftwerken wieder zur Wärme- und/oder Stromerzeugung genutzt werden. Dieses als „Power to Gas“ bezeichnete Verfahren befindet sich allerdings aktuell noch in der Entwicklung und ist derzeit aufgrund der relativ niedrigen Wirkungsgrade der einzelnen Prozesse noch nicht wirtschaftlich.

### 3.2.3 Wärme- und Kältenetze

*Heiner Schröder*

Um das Ziel zu erreichen, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80 % zu verringern, muss die Effizienz der Energieerzeugung (Strom- und Wärme) deutlich verbessert werden. Einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Energieeffizienz bei der Stromerzeugung kann der verstärkte Einsatz von Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen leisten. Zur verbesserten Abwärmenutzung müssen die Nah- und Fernwärmenetze dringend ausgebaut werden. In Nahwärmenetzen wird Wärme über relativ kurze Distanzen übertragen. Im Unterschied dazu wird Fernwärme häufig als Koppelprodukt in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) erzeugt und über größere Distanzen transportiert.



Abb. 3.20: Leitungen eines Fernwärmenetzes | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

Mittels Wärmenetzen wird beispielsweise die im Blockheizkraftwerk (BHKW) einer Biogasanlage oder in einem Biomasseheizkraftwerk zentral erzeugte Wärme den Kunden zur Raumheizung, zur Trinkwassererwärmung oder als Prozesswärme in industriellen Anlagen geliefert. Als Wärmeträger fungiert in der Regel aufbereitetes Wasser, wobei – abhängig vom Temperaturniveau der Wärmeerzeugung und vom Bedarf beim Kunden – auch Dampf als Energieträger eingesetzt werden kann. Der Wärmetransport erfolgt über ein Rohrleitungssystem mit Vor- und Rücklaufleitung. Über die Vorlaufleitung

(erster Kreislauf) wird die Wärme zum Verbraucher transportiert und dort über einen Plattenwärmetauscher in das Wärmenetz des Nutzers (zweiter Kreislauf) übertragen. Über die Rücklaufleitung fließt das abgekühlte Wasser zurück zum Wärmeerzeuger, wo es erneut erwärmt wird. Das Wärmenetz bildet somit einen geschlossenen Kreislauf.

Wärmenetze bestehen meist aus wärmegeprägten Rohren, im Temperaturbereich bis 140 °C überwiegend Kunststoffmantelrohre (KMR – Stahlrohre mit einer Wärmedämmung aus Hartschaum und einem Außenmantel aus Polyäthylen). Bei niedrigen Temperaturen bis ca. 80 °C können flexible Rohrleitungen aus vernetztem Polyäthylen (PEX) eingesetzt werden. Möglich sind auch Doppelrohrsysteme: hier sind Vor- und Rücklaufleitung in einem Rohrleitungspaket zusammengefasst. Dieses System hat den Vorteil, dass weniger Platz gebraucht wird.

Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen wird bestimmt durch die Brennstoffkosten, die Leitungsdimensionierung und die abgenommene Wärme je Trassenlänge (Wärmebelegungsdichte). Von diesem Faktor kann abgeleitet werden, ob der Bau eines Wärmenetzes wirtschaftlich ist. Die Wärmebelegungsdichte wird in Kilowattstunden Wärmebedarf pro Meter Wärmeleitung und Jahr (kWh/m/a) angegeben. Bei Biogasanlagen sollte eine solche von mehr als 500 kWh/m/a angestrebt werden, mehr als dreimal so viel bei Biomasseheizwerken – so die Empfehlungen von C.A.R.M.E.N. (Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.). Denn bei Biomasseheizwerken müssen höhere Brennstoffkosten berücksichtigt werden.

Allerdings geht bei höheren Wärmebelegungsdichten weniger Wärme im Netz verloren. Diese Verluste betragen bei geringen Dichten von 500 kWh/m/a bis zu 35 %. Erst bei Belegungsdichten oberhalb von 800 kWh/m/a sinken die Wärmeverluste unter 25 % der in das Netz eingespeisten Wärmemenge.

Gut geeignet als Abnehmer für Nahwärmeversorgung sind Objekte mit kontinuierlichem Wärmebedarf, wie zum Beispiel:

- Schwimmbäder
- Mehrgeschossige Wohnbauten
- Bürogebäude, Krankenhäuser, Schulen, Verwaltungsgebäude
- Wohngebiete mit dichter Bebauung
- Gewerbebetriebe.

Demgegenüber sind Neubaugebiete und Passivhäuser, ebenso wie weit entfernte Objekte für wirtschaftliche Wärmeversorgung über Nahwärmenetze eher ungeeignet.

Die Wärmeversorgung wird über Wärmelieferverträge privatrechtlich zwischen den Partnern vereinbart. Diese werden entweder auf Grundlage der Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVB Fernwärme V, regelt die

Lieferpflicht des Versorgers und die Abnahmepflicht des Kunden) oder auf Basis eines alternativen Modells ausgearbeitet und in der Regel auf zehn Jahre festgeschrieben.

Mit Wärme aus dem Netz kann auch Kälte erzeugt werden. Hierbei wird anstelle einer elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschine eine Adsorptionskältemaschine eingesetzt.

Über entsprechend dimensionierte Netze gelangt die erzeugte Kälte zu den Verbrauchsstellen. Dessen wirtschaftliche Nutzung setzt hohen und möglichst kontinuierlichen Kältebedarf voraus. Der Einsatz von Adsorptionskältemaschinen kann allerdings dazu beitragen, dass Wärmenetze in Jahreszeiten mit geringem Wärme- und erhöhtem Kältebedarf deutlich besser ausgelastet werden.

Vor dem Hintergrund der Energiewende soll Kraft-Wärme-Kopplung den Einsatz von Nutzwärme beziehungsweise -kälte optimieren. Entsprechend fördert das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen. Weiterhin führen entsprechende Regelungen in EEG und Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz zu indirekter Förderung von Wärmenetzen. Als Förderprogramme stehen aktuell zur Verfügung:

1. KfW-Programm „Erneuerbare Energien, Programmteil Premium“

Hierbei handelt es sich um zinsgünstige Kredite und zusätzliche Tilgungszuschüsse, die von der Kreditanstalt für Wiederaufbau vergeben werden

2. Förderung von Wärme- und Kältenetzen gemäß § 7 a des KWKG-Gesetzes

Diese Förderung gilt für Wärmenetze, deren eingespeiste Wärme zu mehr als 60 % aus Anlagen i.S. des KWKG stammen. Der Zuschuss beträgt bis zu 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten. Die Förderung kann erst nach Inbetriebnahme des Wärmenetzes beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) beantragt werden.

### 3.2.4 Erneuerbare Energien und Verteilung

#### 3.2.4.1 Erneuerbare Energien und Netzintegration

*Harald Schwarz*

In Überlegungen zur Energiewende wird leider oft der Fokus ausschließlich auf die Energiemenge gelegt; man summiert die Energiemenge aus regenerativen Quellen über ein Jahr und vergleicht diese mit dem Jahresenergiebedarf. Diese einfache Betrachtungsweise funktioniert aber nur so lange, wie diese regenerativen Energiemengen lagerfähig sind, d.h. mit einfachen Mitteln in größerem Ausmaß und nahe der Erzeugung gespeichert werden können. Besonders einfach funktioniert dies bei Biomasse und zum Teil auch mit Biogas.

Bei allen leitungsbasierten Energieträgern, wie Heißwasser, Dampf, Gas und vor allem elektrischem Strom ist dies deutlich schwieriger, da diese Systeme über viele Jahrzehnte unter der Prämisse entwickelt wurden, dass die Energie-Einspeisung in das Leitungsnetz grundsätzlich immer planbar und regelbar ist. Damit nahm die Energienachfrage im jeweiligen System die Führungsgröße für die Einspeisung ein, und Speicher wurden nur in einem Maße vorgehalten, wie sie für einen energetisch und kostenmäßig optimierten Gesamtbetrieb des jeweiligen Versorgungssystems notwendig erschienen.

Betrachtet man nun die Entwicklung der vergangenen 15 Jahre seit Einführung des EEG, erkennt man, dass der weit überwiegende Anteil Erneuerbarer Energie auf der Stromseite erzeugt und in die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (teils sogar schon in die Höchstspannung) eingespeist wird. Heute sind dies schon mehr als 25% des jährlichen Strombedarfs in Deutschland. Leider erfolgt diese Einspeisung regional sehr unterschiedlich, wie in einfacher Weise in den Zeitschritten von Abb. 3.21 auf Seite 64 erkennbar ist.

2000 wurden Windenergieanlagen überwiegend in der norddeutschen Tiefebene und bis 2005 massiv gebaut, da die Erträge aus den Fördersätzen des EEG deutlich über der notwendigen Refinanzierung der Anfangsinvestition lagen. Der Break Even Point wurde etwa 2008 auch für die Photovoltaik erreicht, überwiegend befördert durch den massiven Preisverfall chinesischer PV-Module. Dies führte zu einer PV-Neuinstallation von etwa 10.000 MW pro Jahr vor allem als Hausdachanlagen in Süddeutschland. Nachdem eine generelle Förderung von Freiflächenanlagen überwiegend auf Konversionsgrundstücke beschränkt wurde, wanderte die Neuerrichtung großer PV-Anlagen in das Gebiet der ehemaligen DDR, da dort noch viele alte Militäranlagen als Konversionsflächen zur Verfügung standen und zudem in der Lausitz durch das überwiegend kontinentale Klima solare Einstrahlungswerte erreicht werden, die mit der Region entlang der Donau vergleichbar sind.



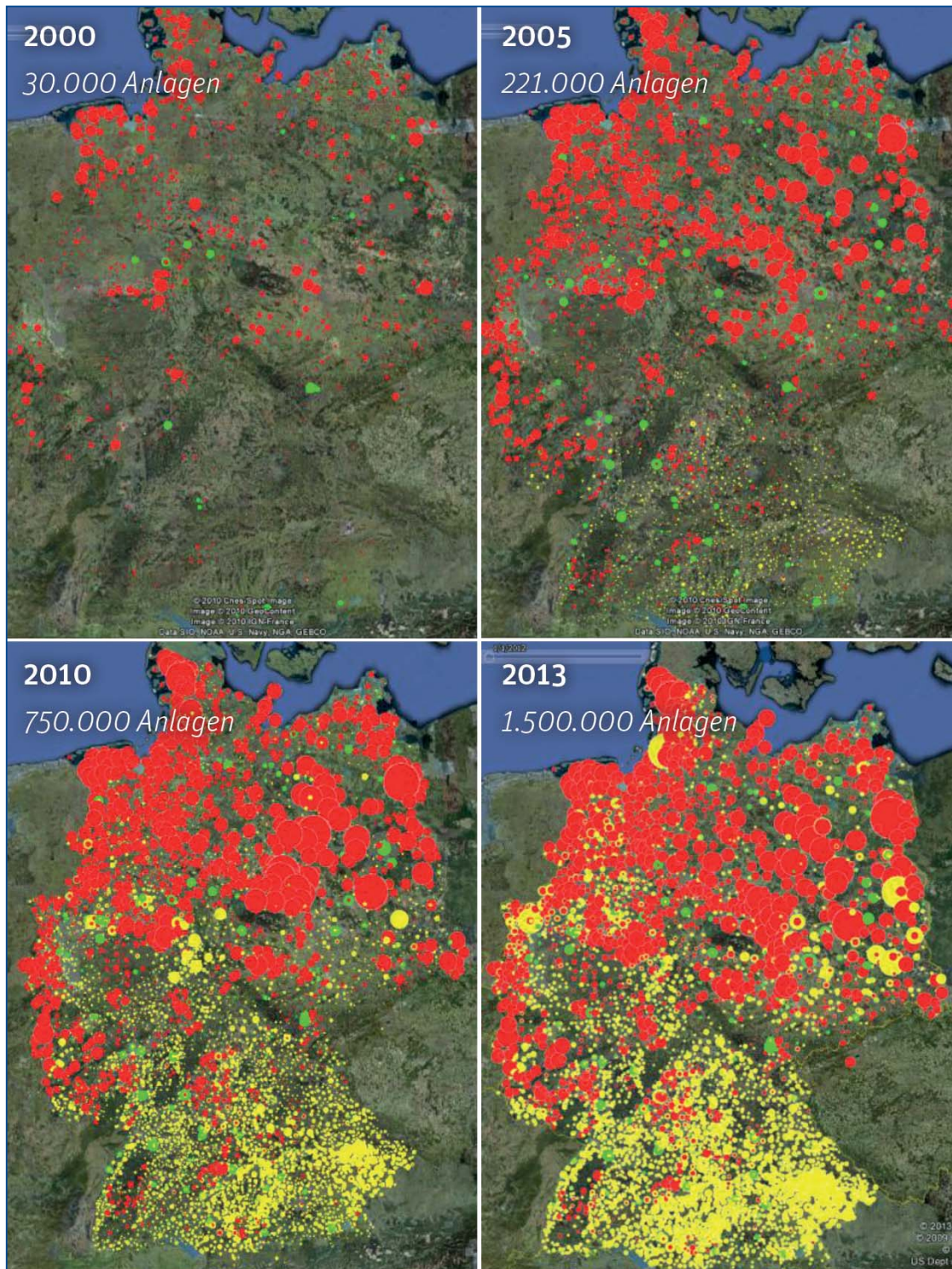


Abb. 3.21: EEG-Anlagen in Deutschland 2000 bis 2013: Rot = Windenergie, Gelb = Photovoltaik, Grün = Biomasse | Abbildung: Prof. H. Schwarz, b-tu.de; Quelle 50hertz

Setzt man die Menge Erneuerbarer Energie in Relation zur regional benötigten Energie, kann man Deutschland vereinfacht in drei Bereiche unterteilen.

1. Im Süden (Bayern, Baden-Württemberg) gibt es einen inzwischen hohen Anteil von PV, der naturgemäß am Tag eingespeist wird (dazu mit lediglich 3 % der installierten Gesamtleistung einen de facto nicht vorhandenen Anteil von Windenergie). Dem gegenüber stehen eine Nachfrage von etwa 28% aus der Bevölkerung und ein hoher Industriebesatz mit entsprechendem Strombedarf. Die Gefahr einer temporären, regenerativen Überspeisung ist somit eher gering, und kleine dezentrale Batteriespeicher als Ergänzung von Hausdach-PV-Anlagen können einen substantziellen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten.
2. In der Region Nord-West (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, NRW, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland) sind etwa 55 % der deutschen Windkraftleistung installiert. Mit 51 % aus der Bevölkerung und leistungsstarken Industrieregionen im Ruhr- und Rhein-Maingebiet ist die Nachfrage sehr hoch, der Netzbetrieb ist hier aber deutlich angespannt. Große Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anlagen könnten hier einen wichtigen Beitrag leisten, um temporäre Überschüsse aus dem elektrischen System zu nehmen.
3. Im Nord-Osten Deutschlands (Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Sachsen und Sachsen-Anhalt) finden sich neben 42 % der deutschen Windleistung auch die größten PV-Anlagen mit bis zu 160 MW Leistung. Auf der Abnahmeseite steht dem eine sehr geringe Stromnachfrage gegenüber: nur 21 % der Bevölkerung und ein minimaler Industriebesatz.

Besonders deutlich wird dies am Abb. 3.22, in welcher der Anteil aufgenommener elektrischer Energie aus regenerativen Quellen in Vergleich zur Stromhandelsmenge im Netzgebiet der e.dis gesetzt wird.

Aktuell liegt diese Quote zwischen 70 – 80 % (fast drei Mal so viel wie der o.g. deutsche Durchschnitt von etwas mehr als 25%). Ähnliche Situationen findet man in den Netzen der MitNetz-Strom in Brandenburg und Sachsen-Anhalt, wo erste Teilnetze schon kurz vor 100 % liegen, was aber nicht mit einer regenerativen Vollversorgung verwechselt werden darf.

Insgesamt hat dies dazu geführt, dass die entsprechenden Übertragungs- und Verteilnetze oftmals an der Belastungsgrenze betrieben werden und es an etwa 200 – 250 Tagen pro Jahr zu Zwangsmaßnahmen im Netzbetrieb kommt. Im Verteilnetz wurden z. B. bei e.dis an 250 Tagen des Jahres 2012 über Netz-Sicherheits-Systeme regenerative Erzeuger zwangsabgeschaltet, wenn die Stromtragfähigkeit der jeweiligen Leitungen erreicht wurde. Für das Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission wurden im gleichen Jahr an etwa 150 Tagen Zwangseinsenkung konventioneller Kraftwerke angeordnet, da die Summen-Einspeisung in der Regelzone über dem Energieabfluss zu den

Abnehmern und den benachbarten Regelzonen lag. An weiteren 100 Tagen waren diese Maßnahmen nicht ausreichend und es mussten zusätzlich Zwangsabschaltungen regenerativer Erzeuger aus Gründen der Systemstabilität angeordnet werden.

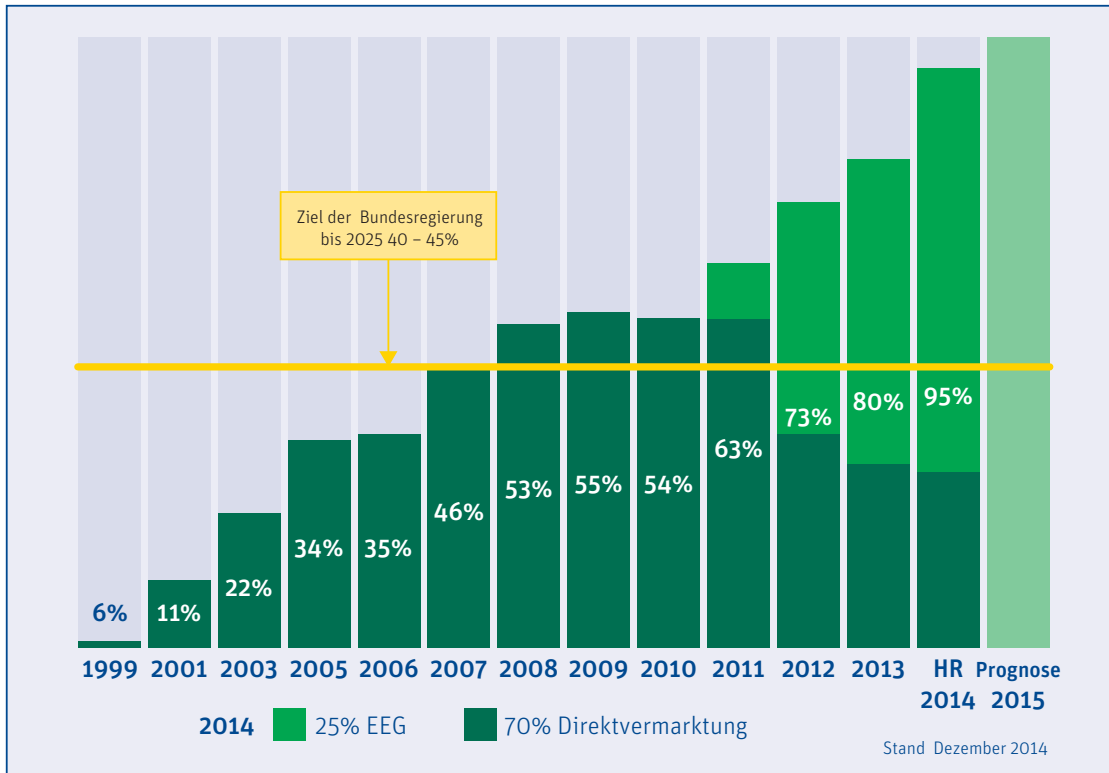


Abb. 3.22: Anteil aufgenommener elektrischer Energie aus regenerativen Quellen im Vergleich zur Stromhandelsmenge im Netzgebiet der e.dis – Ostdeutschland wird bis 2020 eine 100 % Durchdringung mit EEG-Strom erreichen. In Deutschland ist dies weit nach 2050 geplant. In Ostdeutschland existieren EEG-Quoten von 80-100%, Bundesdeutscher Durchschnitt liegt bei 27%

Quelle: Prof. Dr. H. Schwarz, b-tu.de; e.dis

Mögliche Speicherlösungen in dieser Regelzone müssen somit die Größenordnung der temporären regenerativen Überspeisung im Blick behalten. Während des Durchzuges des Sturmtiefs Xyntia 2010 war die gesamte Regelzone zu 100 % regenerativ versorgt, alle konventionellen Kraftwerke auf die technische Mindestleistung zurückgefahren und es gab einen Überschuss von ca. 200 – 250 GWh. Der größte deutsche Pumpspeicher Goldistal in Thüringen hat eine Speicherkapazität von 8 GWh, die gesamte Speicherkapazität der Regelzone liegt bei ca. 20 GWh, was etwa 50 % der gesamten deutschen Speicherkapazität entspricht. Somit wird diese Regelzone bei weiter wachsendem Ausbau erneuerbarer Erzeugung nur stabil gehalten werden können, wenn das Netz zur Ableitung regenerativer Überschüsse nach Süden und Westen massiv ausgebaut wird verbunden mit Großspeichern (Pumpspeicher, Druckgasspeicher, Batterien) sowie steuerbaren Lasten im Bereich Power-to-Gas und Power-to-Heat.

### 3.2.4.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Thomas Kraneis

---

*Raimund Kamm, Augsburger Umweltschützer und Kämpfer gegen Atomkraft und Energieexperte, vertritt eine völlig andere Position als die Bürgerinitiativen. Er ist davon überzeugt, dass die Energiewende den Umbau des Stromnetzes brauche. Kamm findet es „empörend“, wie sich hier die verantwortlichen Bundestagsabgeordneten wegduckten oder in anderen Fällen übergangen werden.*

---

Augsburger Allgemeine vom 19. Juli 2014

Weltweit werden in über 100 Projekten mehr als 120 Gigawatt in Form von Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ) übertragen. Die Nachfrage nach hochgespannten Gleichstromnetzen wird in den kommenden Jahrzehnten sprunghaft ansteigen, weil die europäische, wenn nicht weltweite Vernetzung nicht nur für die Technologien der Erneuerbaren Energien, sondern auch wegen des zunehmenden Bedarfs der IT-Leistungszentren die „Gleichstromautobahnen“ technisch und wirtschaftlich erforderlich macht.

Nachdem Oskar von Miller 1881 die erste Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung von Miesbach in den Münchner Glaspalast durchgeführt und dort einen Springbrunnen betrieben hatte, sprach sich die Möglichkeit, Gleichstrom über große Distanzen zu übertragen, unter Fachleuten schnell herum. Heute zum Beispiel planen Ingenieure schon seit Jahrzehnten, Energie per Gleichstrom aus dem Inga-Groß-Wasserkraftwerk zwischen Brazzaville/Kinshasa am Kongo nach Südafrika oder nach Ägypten zu übertragen. 2009 wurde die Modernisierung der 500-kV-HGÜ-Leitung zwischen dem Inga-Kraftwerk und dem südlichen Katanga an ABB vergeben.

Verschiedenen Studien in Europa, Russland oder China belegen, dass HGÜ eine sinnvolle wirtschaftliche Lösung für den Ferntransport von Energie darstellt. Allerdings ist die HGÜ-Technologie erst ab 500 MW sinnvoll. Ihre Vorteile bestehen in der beliebigen Länge der Leitung, dem relativ geringen Flächenbedarf, den geringen Verlusten (nur ca. 3 % auf 1.000 km), dem Beitrag zur Stabilität großer Netze, und schließlich darin, dass auch über große Entfernungen Kabel eingesetzt werden können, da kein Blindleistungsbedarf (oft notwendig, um Phasenverschiebungen zu neutralisieren oder zur Beeinflussung der Spannung in Wechselstromnetzen) besteht.

Nachteilig wirkt sich aus, dass die Basiskosten für Umrichter-Stationen erst bei größeren Entfernungen wirtschaftlich werden: ab 70 km auf See und ab mindestens 500 km auf dem Land. Und: Bis heute sind ausschließlich so genannte Punkt-zu-Punkt-Verbindungen möglich.

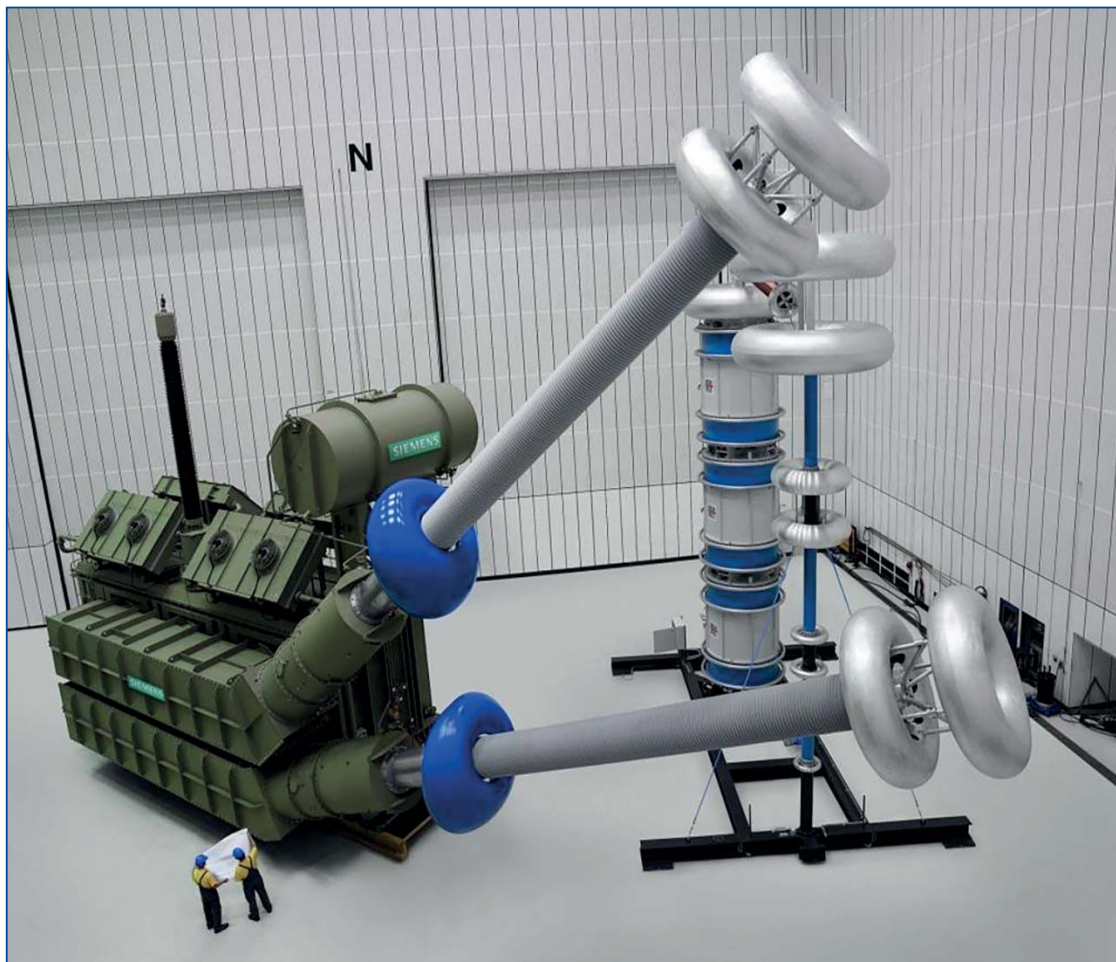


Abb. 3.23: Für die Umwandlung des Wechsel- in Gleichstrom und umgekehrt kommen Transformatoren wie dieser 800-Kilovolt-Trafo zum Einsatz | Foto: Siemens AG, München/Berlin

Die HGÜ-Kabel, die zurzeit im Betrieb sind, werden allgemein als technische und wirtschaftliche Erfolge dargestellt. So zum Beispiel die NordNed genannte HGÜ-Kabel-Verbindung Norwegen-Niederlande, die Leitung von Xiangjiaba nach Shanghai und die Nord E.ON 1, die erste HGÜ-Anbindung eines Offshore-Windparks der Welt – alles ABB-Verbindungen. Die Vorreiterrolle des ABB-Konzerns in der HGÜ wurde auch dadurch untermauert, dass ABB der Öffentlichkeit nach mehrjähriger Forschung im November 2012 die ersten Leistungsschalter für HGÜ vorstellte. Weltweit wurden seit 1945 ca. 7.500 km HGÜ-Erdkabelsysteme verlegt (in Deutschland 698 km 1.283 km bis Ende 698 km und 1.283 km bis Ende 2015 - Zahlen nach Claus Rennert, infranetz.com).

### Planungen und Beispiele

Das Desertec-Konzept, das Strom aus Nordafrika nach Europa bringen will, reflektiert auf HGÜ-Leitungen aus der MENA-Region nach Europa, wenn denn die Idee trotz der Wirrungen des nach-arabischen Frühlings Konturen annimmt. Dieser erleichtert nicht

gerade die Pläne, den (noch kaum existierenden) MENA-Stromverbund irgendwann via HGÜ mit Europa zu verbinden. Denn die noch nicht absehbaren politischen Auswirkungen verunsichern derzeit Investoren.



Abb. 3.24: Verlegung der 450-kV-HGÜ-Leitung namens BritNed, zwischen Isle of Grain in Kent (Groß Britannien) und Rotterdam (Niederlande) als Seekabel | Foto: ABB AG

Für ein deutsch-norwegisches HGÜ-Kabel (NorGer) hat das für Raumordnung zuständige niedersächsische Landesentwicklungs-Ministerium am 29.03.2011 das Raumordnungsverfahren abgeschlossen. Das mehr als 600 km lange Untersee- und Landkabel mit einer Übertragungskapazität von 1.400 MW soll von der Südspitze Norwegens bei Kristiansand durch das Skagerrak und die Nordsee nach Deutschland verlaufen.

Eine HGÜ-Leitung soll ab Mitte 2017 Äthiopien und Kenia miteinander verbinden, die beiden nationalen Energieversorgungssysteme miteinander vernetzen und die großen Wasserkraftpotenziale Äthiopiens für die gesamte Region nutzbar machen. Das Finanzierungsvolumen in Höhe von umgerechnet 610 Mio. Euro der neuen Ethiopia-Kenia Power Systems Interconnection wird größtenteils von der African Development Bank und der Weltbank finanziert. Mit dem Bau der mehr als 1.000 Kilometer langen HGÜ-Leitung ist im September 2013 begonnen worden.

Die vielfach umstrittene, 410 Mio. Euro teure 400-kV-HGÜ-Leitung zwischen Frankreich und Spanien stehe vor dem Abschluss, meldete im April 2014 der spanische Übertragungsnetzbetreiber Red Eléctrica de España. Die Hängung der 44 Kilometer

langen Freileitungen zwischen Bescanó (bei Girona) und Santa Llogaia bei Figueres in Spanien habe begonnen. Ab dort wird eine 65 Kilometer lange HGÜ-Leitung unterirdisch bis Baixás bei Perpignan in Südfrankreich verlaufen. Sie soll umweltschonend Versorgungssicherheit und Stromqualität weiter Teile der Provinz Girona und vor allem der Costa Brava erhöhen.



Abb. 3.25: Im Bau befindliche Umspannstation und HGÜ-Leitung in Figueres, Nord-Spanien

Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

Der Bau von HGÜ-Leitungen in Deutschland erfordert politisch-wirtschaftlich hohe Koordination, da sich die Player nur schwer verständigen. Die notwendigen Entscheidungen für die mit etwa 30.000 MW angedachten Ausbauprozesskapazitäten der Windkraft in Nord- und Ostsee und die europäische HGÜ-Vernetzung (die auch einen Beitrag zur Stabilität der europäischen Netze leisten werden) werden zurzeit von der schwerfälligen Bürokratie aufgehalten. Dazu tragen zahlreiche Einsprüche aus der Bevölkerung bei – vielfach wurde die bedeutende Rolle der Akzeptanzvorbereitung übersehen, bzw. unterschätzt.

---

*Staatssekretär Beckmeyer nimmt Unterschriften gegen „SuedLink“ entgegen  
Eine Unterschriftenliste gegen die Stromtrasse „SuedLink“ hat der Parlamentarische  
Staatssekretär beim Bundesminister für Wirtschaft und Energie, Uwe Beckmeyer, am  
12.08.2014 in Berlin entgegengenommen. Rund 9.500 Unterschriften aus der*

*Region Bad Kissingen wurden von den Bundestagsabgeordneten Dorothee Bär und Sabine Dittmar sowie den Bürgermeistern betroffener Gemeinden überreicht.*

*„SuedLink‘ ist mit rund 800 Kilometern das größte Infrastrukturprojekt der Energiewende“; betonte Staatssekretär Beckmeyer bei der Unterschriftenübergabe. „Doch der Netzausbau kann nur gemeinsam mit den Bürgerinnen und Bürgern gelingen. Deshalb ist es besonders wichtig, dass die gesetzlich festgelegte und bundesweit abgestimmte Netzplanung konsequent eingehalten wird.“*

*Die Betroffenen können sich in einem mehrstufigen Verfahren umfassend an der Erstellung der Netzentwicklungspläne beteiligen. Am Ende steht der Netzentwicklungsplan, in dem der Ausbaubedarf für ganz Deutschland festgehalten wird. Beckmeyer: „Auch für das Vorhaben ‚SuedLink‘ wurde die energiewirtschaftliche Notwendigkeit bestätigt. Die Übertragungsnetzbetreiber TenneT und TransnetBW haben nun die Aufgabe, die Trassenkorridore unter breiter Beteiligung der Öffentlichkeit zu entwickeln.“*

---

Zitate aus Pressemitteilung des BMWi vom 12.08.2014

Noch schwieriger wird es auf europäischer Ebene: Die zeitraubenden Diskussionen in Brüssel werden von derart unterschiedlichen Interessen bestimmt, dass es innerhalb der Europäischen Union schwierig sein dürfte, einen von allen nationalen Regierungen getragenen Weg zu finden – obwohl von technischer Seite keine Zweifel an Notwendigkeit und Sinn der HGÜ bestehen.

Natürlich darf in diesem Zusammenhang nicht verschwiegen werden, dass die so genannte Grundlast (kontinuierliche Rund-um-die-Uhr-Nachfrage, bzw. Abnahme) solange abgesichert werden muss, bis geeignete Speichertechniken gefunden sind. Bei diesen Investitionen ist davon auszugehen, dass Steinkohle für die nächsten 600 Jahre zur Verfügung stehen und ihr Preis in den nächsten Jahren eher sinken wird, weil Jahr für Jahr zusätzliche Quellen erschlossen werden – was nichts an der noch völlig ungelösten CO<sub>2</sub>-Problematik ändert. Durch das Fracking (Shale Gas) werden in den nächsten Jahren als primäre Energieträger nicht nur Kohle, sondern auch Gas und Öl dem Weltmarkt besonders preiswert zur Verfügung stehen.

Der Ausbaubedarf der Verteilnetze ist in Abb. 2.3 auf Seite 13 dargestellt. Daraus ergeben sich folgende Entwicklungen: Die Summe der installierten Erzeugungsleistung betrug im Jahr 2010 im konventionellen Sektor knapp 108 GW und bei den Erneuerbaren ca. 56 GW. Nach Beendigung der Kernenergiezeit 2022 werden im konventionellen Sektor knapp 90 GW und im Bereich Erneuerbare Energien etwa 130 GW gebraucht.

Der Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur von 2012 enthält die geplanten Verbindungen in den Bereichen HGÜ oder Neubau Drehstrom sowie Netzverstärkung Drehstrom: Etwa 2.800 Kilometer HGÜ, die Verstärkung wird mit weiteren 2.900 Leitungskilometern beziffert.



Es wird sich zeigen, welche Umverteilung der Kosten gelingt, damit der Ausbau der Gleich- und Wechselstromnetze in der nächsten Zukunft pragmatisch umgesetzt werden kann, weil sonst die Erneuerbaren Energien aus Ost- und Nordsee nicht eingebunden werden könnten – und ebenso wenig eine europäische HGÜ-Vernetzung möglich wäre.

---

*Die Bundesnetzagentur hat ein erstes Planungsverfahren für eine Höchstspannungsleitung im Rahmen der Energiewende aufgenommen. Die Leitung soll von Bertikow in Brandenburg nach Pasewalk in Mecklenburg-Vorpommern führen, wie die Behörde in Bonn mitteilte. In den kommenden zehn Jahren müssen demnach Höchstspannungsleitungen erweitert oder neu gebaut werden, um die Infrastruktur für die Energiewende fit zu machen.*

---

Die ZEIT vom 1.9.2014



Abb. 3.26: Verlegung von HGÜ-Landkabeln | Foto: ABB AG

Schließlich wird der Bedarf an Gleichstromleitungen auch durch die IT-Technologien weltweit weiter steigen. Rund 10 Prozent des deutschen Stromverbrauchs gehen bereits auf das Konto elektronischer Geräte. Laut einem Report von Greenpeace USA haben Cloud-Dienstleistungen 2011 – aus diesem Jahr sind die letzten verfügbaren Schätzungen – 684 Terrawattstunden Energie verbraucht – bis 2020 wird sich der Stromverbrauch für Internetaktivitäten verdreifachen (Apple, Facebook, Google und

SAP wollen ihre Datenzentren und Büros zudem bald zu 100% mit grünem Strom betreiben) /4/. Auch deshalb ist der zukunftsorientierte Ausbau von HGÜ eine sinnvolle Investition. Große Rechenzentren benötigen jetzt schon je Einheit 100 MW Gleichstrom-Anschlussleistung. Bundesweit verbrauchen die deutschen Rechenzentren zwar erst 2% des deutschen Stroms, das aber mit wachsender Tendenz.

Die Stabilität der verbundenen Stromnetze wird nur durch HGÜ wirtschaftlich und technisch möglich sein.

---

*Die norwegische Regierung hat heute die erforderlichen Lizenzen für den Bau der ersten Stromverbindung „Nord.Link“ zwischen Norwegen und Deutschland an den norwegischen Stromnetzbetreiber Statnett erteilt.*

*Der Bundesminister für Wirtschaft und Energie, Sigmar Gabriel, begrüßte die Entscheidung: „Ich freue mich, dass die norwegische Regierung die Lizenzen für das Nord.Link-Kabel erteilt hat. Auf der deutschen Seite liegen die notwendigen Genehmigungen bereits vor. Damit ist der Weg für eine neue Seekabelverbindung zwischen Norwegen und Deutschland frei. Mit dieser ersten direkten Verbindung zwischen unseren beiden Strommärkten schlagen wir ein weiteres Kapitel deutsch-norwegischer Zusammenarbeit auf. Nord.Link wird zu mehr Versorgungssicherheit auf beiden Seiten beitragen. Denn diese Verbindung ermöglicht den Austausch erneuerbarer Energien insbesondere von Wasserkraft und Windkraft. Damit wird ein weiteres wichtiges Projekt im Rahmen des Bundesbedarfsplans entscheidend vorangebracht.“*

*Das 623 Kilometer lange Gleichstrom-Seekabel soll eine Übertragungskapazität von 1.400 MW haben und bis 2018/19 errichtet werden. Es handelt sich hierbei um ein deutsch-norwegisches Gemeinschaftsprojekt, an dem zu jeweils 50 % der norwegische Netzbetreiber Statnett sowie die DC Nordseekabel GmbH & Co.KG beteiligt sind. An der DC Nordseekabel halten der Netzbetreiber TenneT und die KfW jeweils 50 % der Geschäftsanteile. Das Nord.Link-Projekt ist Bestandteil des deutschen Netzentwicklungsplans sowie des Bundesbedarfsplans. Darüber hinaus wurde es von der Europäischen Union als Projekt „von gemeinsamem Interesse“ gemäß der Leitlinien für transeuropäische Energie-Infrastruktur eingestuft.*

---

Pressemitteilung des BMWi vom 13.10.2014

### **3.2.4.3 Supraleitung: Erster erfolgreicher Test – und die Essener Praxis**

*Gerhard Hofmann*

Weil die Orte, an denen Energie aus erneuerbaren Quellen ökonomisch erzeugt werden kann, oft weit entfernt liegen von den dicht bewohnten Gebieten, in denen die Energie benötigt wird, muss das Netz ausgebaut werden. Der Netzausbau erhöht zudem die

notwendige Flexibilität des Systems für schwankende Ökostrom-Erzeugung und ermöglicht, mehr Erneuerbare Energien zu integrieren. Das Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) in Potsdam erforscht deshalb zusammen mit CERN (European Organization for Nuclear Research) supraleitende Übertragungssysteme als Alternative zu etablierten Stromleitungen. Mit dem erfolgreichen Test des Prototyps eines supraleitenden, 20 Kiloampere (kA) Strom führenden Kabels, konnte am 20. Februar 2014 ein bisher weltweit einmaliger Meilenstein erreicht werden.

Das Experiment nutzte als erstes seiner Art das Potenzial von Magnesiumdiborid ( $MgB_2$ ) zur Stromübertragung, das aus günstigen Materialien einfach hergestellt werden kann und dessen supraleitende Eigenschaft erst 2001 entdeckt worden ist. Die getestete Konfiguration bestand aus zwei in Serie geschalteten sehr dünnen, 20 Meter langen, mit Gleichstrom betriebenen Kabeln im Inneren eines Kühlmantels; sie wurden mit gasförmigem Helium auf eine für Supraleitung notwendige, niedrige Temperatur von etwa 24 °K gekühlt. Die Installation hatte einen Durchmesser von nur 16 Zentimetern.

### **Problemlos 2-10 GW unterirdisch leiten**

Supraleitende  $MgB_2$ -Kabel können unterirdisch verlegt werden und problemlos Übertragungskapazitäten von 10 GW oder mehr erreichen. Die Kühlstationen werden in regelmäßigen Abständen errichtet. Die Betriebsspannung kann für eine optimale Leistung angepasst werden. Zum Vergleich: Die geplante Suedlink-Trasse soll mit einer Länge von etwa 800 km die Nordsee mit Unterfranken verbinden, bei einer Kapazität von 4 GW (vorgesehene Kapazitätserweiterung laut Netzentwicklungsplan bis 2032 auf 12 GW).

### **Besser als HGÜ**

Die als Erdkabel verlegten Magnesiumdiborid-Supraleiter bieten mehrere herausragende Vorteile bei Effizienz, Kosten und Folgen für die Umwelt. Vor allem können sie den Strom nahezu ohne Widerstandsverluste übertragen, im Gegensatz zu den – wenn auch geringen – Verlusten der Hochspannungs-Gleichstromleitungen. Das bedeutet mehr Ressourceneffizienz, geringere operative Kosten und damit auch einen ökonomischen Vorteil. Eine weitere besondere Eigenschaft eines  $MgB_2$ -basierten supraleitenden Übertragungssystems liegt im äußerst geringen Durchmesser von nur etwa 30 Zentimeter inklusive Kühlmantel, bei vier GW Kapazität und 800 Kilometer Länge – kleiner als die meisten Erdgas-Pipelines, das bedeutet weniger Platzbedarf als bei Standard-HGÜ-Kabeln (etwa 20 Meter für zehn GW in Zentraleuropa). Anders als Supraleiter geben Standard-Erdkabel Wärme an das umgebende Erdreich ab, was sie negativ beeinflusst und ihre Übertragungskapazität senkt.

## Turmhohe Masten für Überlandleitungen überflüssig

Supraleitende Kabel bieten generell alle Vorteile von Erdkabeln: Sie können unter Wasser und dicht besiedelten Gebieten verlegt werden, turmhohe Masten für Überlandleitungen werden überflüssig. Angesichts des öffentlichen Widerstands gegen neue Hochspannungs-Stromtrassen gewinnen technologische Alternativen große Bedeutung. Außerdem können bestehende Wegerechte zur Verlegung der supraleitenden Erdkabel genutzt werden.

## Wettbewerbsfähig

Erste Kostenschätzungen zeigen, dass die Investitionskosten für eine 4-GW-MgB<sub>2</sub>-Leitung viel geringer sein können als für Standard-320 kV-HGÜ-Kabel und wettbewerbsfähig mit den Standard-HGÜ-Leitungen. Die vergleichsweise geringen Kosten erklären sich vor allem durch den niedrigen Preis für Magnesiumdiborid, der weit unter dem für Kupfer liegt und durch den einfachen Produktionsprozess.



Abb. 3.27: Versuchsaufbau des Projekts „Ampacity“ | Foto: RWE Deutschland AG

## Erstes Beispiel aus der Praxis: Ein Kilometer bei minus 200°

Im Projekt „AmpaCity“ in Essen verbindet ein etwa einen Kilometer langes Supraleiterkabel mit der weltweit längsten Teststrecke in der Essener Innenstadt zwei 10-KV-Umspannstationen. Ende 2013 begannen die Tests, bei denen vor allem die komplexen elektromagnetischen Vorgänge in einem Kabel, zum Beispiel die genaue Bestimmung der Wechselstromverluste und die Charakterisierung der verwendeten Leiter untersucht werden. In Essen könnten bisherige Hochspannungskomponenten durch kompak-

te Mittelspannungskabel schrittweise ersetzt und somit unter anderem wertvoller Platz eingespart werden. Zudem würde durch den Wegfall einer Spannungsebene die Netzstruktur vereinfacht und durch den Wegfall von Umspannstationen der Flächenverbrauch reduziert. Damit können auch die Investitions- und Betriebskosten gegenüber dem Ausbau mit Hochspannungstechnik reduziert werden.

### **Noch nicht im großen Maßstab anwendungsreif**

„Stromautobahnen von zum Beispiel mehr als 100 Kilometern Länge sind mit dem aktuellen Entwicklungsstand der supraleitenden Kabel derzeit zwar grundsätzlich machbar, aufgrund der Materialverfügbarkeit und der derzeitigen Kosten aber noch nicht anwendungsreif. Darüber hinaus müssen die Verluste weiter minimiert und die Kühlung verbessert werden. Wir forschen an dieser Aufgabe – aber eher mit einer langfristigen Anwendungsperspektive.“ sagt Projektbegleiter Prof. Mathias Noe vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Noe erwartet, dass supraleitende Kabel alle technischen und wirtschaftlichen Anforderungen der Netzbetreiber erfüllen können und für den schrittweisen Aufbau von supraleitenden Mittelspannungsnetzen im innerstädtischen Bereich geeignet sind. AmpaCity startete im September 2011 und hat eine Laufzeit von viereinhalb Jahren. Außer dem KIT sind beteiligt: der Energieversorger RWE, Nexans als Hersteller von Kabeln und Kabelsystemen und der Projektträger Jülich. Das Bundesministerium für Wirtschaft fördert das Projekt mit 6,3 Millionen Euro.

### 3.2.4.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Arno Stomberg

Bei Stromerzeugung mit Verbrennungsprozessen fällt Wärme auf unterschiedlichem Temperaturniveau an. Die gleichzeitige Nutzung dieser Wärme ist das grundlegende Kennzeichen jeder Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK). Die KWK gilt als wichtiger, für viele als der wichtigste Pfeiler des Energiekonzeptes der Bundesregierung. Denn mit Hilfe der KWK kann durch Verwendung von sowohl fossilen als auch regenerativen Brennstoffen höchste Effizienz erzielt werden. Die Bundesregierung will bis 2020 den KWK-Anteil an der Stromerzeugung auf 25 % anheben – 2012 lag dieser bei rund 16 %.

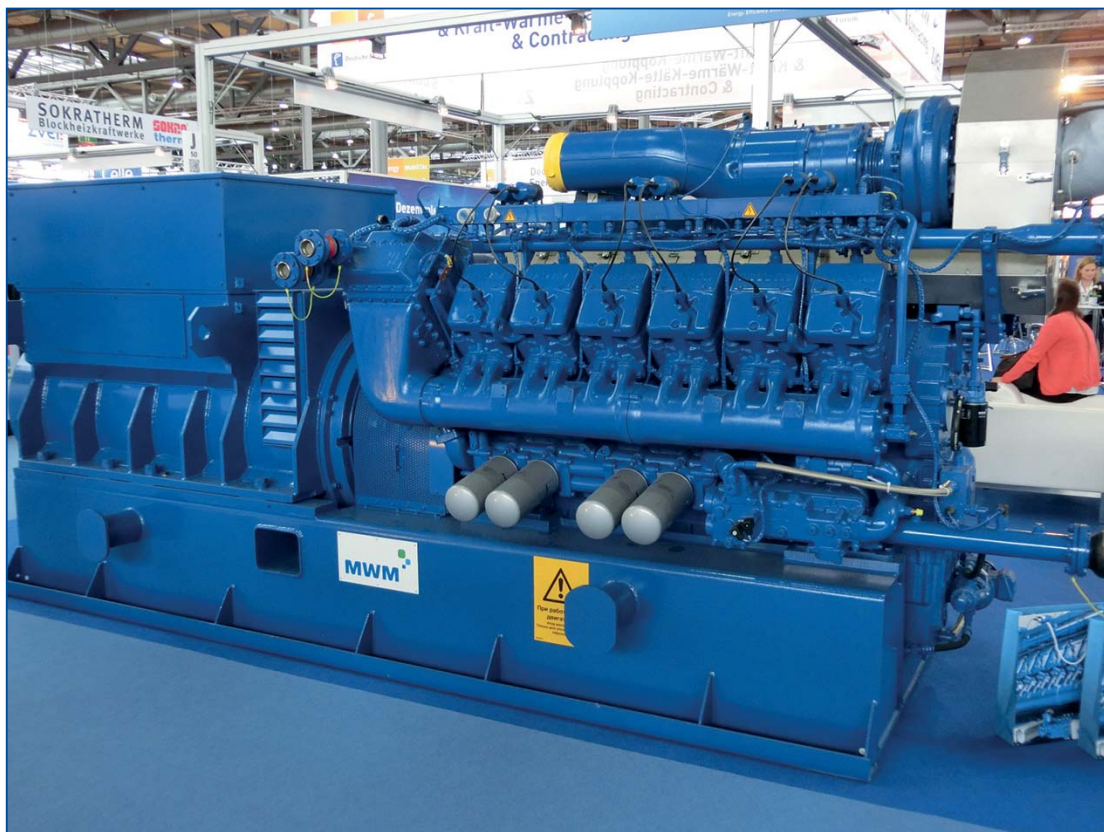


Abb. 3.28: Moderne Gas-KWK-Anlage des Herstellers MWM | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

#### Was zeichnet eine KWK-Anlage aus?

Die KWK-Anlage gibt es nicht. Die in diesem Zusammenhang oft gemeinte Gasmotoren-anlage mit Wärmenutzung, wie z. B. in einer Biogasanlage zur Verwendung von Biogas, ist nämlich nur eine Art von mehreren KWK-Anlagen.

KWK-Anlagen können grob nach vier Kriterien gruppiert werden:

1. Eingesetzter Energieträger
  - Festbrennstoff (Kohle, Holz, etc.)
  - Flüssiger Brennstoff (Pflanzenöl, etc.)
  - Gasförmiger Brennstoff (Biogas, Erdgas, Wasserstoff, etc.)
2. Feuerungssystem
  - Vergaser für Festbrennstoffe
  - Öfen für Festbrennstoffe
  - Gasturbinen für gasförmige Brennstoffe
  - Motoren für flüssige und gasförmige Brennstoffe
3. Nutzwärmeerzeugung
  - Dampfkessel
  - Thermoölkessel
  - Warmwassersysteme
4. Stromerzeugung
  - Dampfturbinengeneratoren
  - Generatoren an Gasturbinen und Motoren

Im Grunde können alle Kombinationen aus den vier Kriteriengruppen zu einer KWK-Anlage zusammengestellt werden. Diese sind in allen Leistungsbereichen ab 1kW elektrisch projektierbar und lassen sich somit gut in eine dezentrale Versorgungsstruktur einbinden.

### **Welche Vorteile haben KWK Anlagen?**

Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Nutzwärme ergeben sich sehr hohe Nutzungsgrade bis mehr als 90 % des eingesetzten Brennstoffes. In einigen Fällen kann zusätzlich der Brennwert des Energieträgers genutzt werden, so dass noch höhere Nutzungsgrade möglich sind. Allein dadurch ist eine sehr positive Umweltbilanz hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreichbar. Mit erneuerbaren Brennstoffen ist eine nahezu klimaneutrale Bilanz darstellbar.

Neben der positiven CO<sub>2</sub>-Bilanz ergeben sich aufgrund der hohen Energieeffizienz auch betriebswirtschaftliche Vorteile für die Betreiber von KWK-Anlagen. Darüber hinaus werden KWK-Anlagen z.B. über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2012) für 30.000 Betriebsstunden mit Zuschlägen auf den erzeugten KWK-Strom gefördert, wenn die Anforderungen des Hocheffizienzkriteriums gemäß der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 erfüllt sind. Hierdurch entsteht ein weiterer Anreiz, diese Technologie einzusetzen. Alternativ vergütet das EEG 2014 die Einspeisung von Öko-Strom (z.B. aus Bio-Methan) ins Versorgungsnetz.

### **Was ist bei der Planung einer KWK Anlage zu beachten?**

Ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage ist die bedarfsgerechte Auslegung – üblicherweise auf die Dauerversorgung der Wärme- oder Stromverbraucher ausgerichtet, da ein Teillastbetrieb zu reduzierten Wirkungsgraden und somit verringerter Effizienz der Anlagen führen würde. Für die Auslegung ist eine sehr gute Kenntnis der Bedarfsstruktur des zu versorgenden Abnehmers zwingend.

Hier liegt die Basis für eine KWK-Anlage, die sich allen Kriterien folgend „lohnt“. Daher ist die maßgeschneiderte Anlage unter Berücksichtigung der individuellen Faktoren eine anspruchsvolle Ingenieurleistung. Eine so geplante hocheffizient betriebene KWK-Anlage arbeitet fast immer wirtschaftlich und leistet – vor allem dann, wenn sie mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben wird – zudem einen Beitrag zur Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### **3.2.4.5 Demand Side Management / Demand Response**

*Norman Beherzig*

Die Struktur der Stromversorgung ändert sich: Weg vom zusätzlichen Kraftwerksblock bei steigendem Strombedarf, hin zu einem neuen Echtzeit-Steuer-System, welches das Stromangebot mit den Verbraucherinnen und Verbrauchern zusammenführt. Denn das wirtschaftliche Potenzial der Erneuerbaren Energien steigern heißt unter anderem: Verfügbaren Strom besser nutzen. So standen 2012 den 87 GW benötigter Leistung 90 – 100 GW konventionelle Erzeugerkapazitäten plus 65 GW an Erneuerbaren Energien gegenüber. Mittels Demand Response (DR) könnten die 65 GW effizient genutzt und die konventionellen Ressourcen intelligent hinzugefügt werden, ohne dass diese im Leerlauf Brennstoff verbrauchen oder ein Leistungszubau notwendig ist.

Mit Demand Response wird die kurzfristige und kalkulierte Veränderung der Stromverbraucherlast bezeichnet. Diese erfolgt auf Basis von Strommarktsignalen wie Preis und Überangebot. Die Steuerung und der Zugriff auf diese Strompakete bzw. Lastreserven (Zu- und Abschalten) werden vertraglich vereinbart. Es gibt unterschiedliche Anreizsysteme für die Verbraucher, sich an ein DR-System anzuschließen, das meist von einem externen Dienstleister betrieben wird, der die Regelenergie und/oder die Strompakete am Markt koordiniert.

Die Potenziale liegen im Industriebereich – von produzierenden Unternehmen bis zu Rechenzentren. Anlagen, die nicht in eine Fließbandproduktion integriert oder vollautomatisiert sind, sondern auf Anforderung täglich eine bestimmte Arbeit verrichten und dabei nicht zu 100 % ausgelastet sind, können in ein DR-System integriert werden. Dafür müssen Unternehmen den direkten Zugriff auf die jeweilige Anlage erlauben. Diese kann dann vom Unternehmen auf einen Anforderungs-Modus eingestellt werden. Das System erkennt dann, wann genügend Strom vorhanden ist, und startet die Anlage



– bei zu wenig Strom wird die Anlage abgeschaltet. Bei Bedarf, wenn z.B. die Anlage in jedem Fall laufen soll, kann auf Strom aus einem konventionellen Kraftwerk zurückgegriffen werden, indem das System ein Signal erhält, dass der Strombedarf insgesamt höher ist als das Angebot.

In der Praxis kann das in einzelnen Unternehmen bereits umgesetzt werden, zum Beispiel in einem Rechenzentrum (RZ): Um mehr Strom aus Überproduktionszeiten zu nutzen bzw. Regelenergie am Markt anzubieten, können Tagesprofile erstellt und hinterlegt werden, die zum einen den Strombedarf des RZ und zum anderen das Stromangebot samt der Strompreise an der Strombörse EEX oder am Regelleistungsmarkt zum Inhalt haben. Damit können Klimaanlageanlagen oder auch Serverprozesse gesteuert werden, um den Hauptverbrauch in Richtung Stromüberangebot, bzw. in Richtung Strompaket zu verschieben, das der DR-Provider zur Verfügung stellt. Bei der Klimatechnik kann auf Zwischenspeicher, die aus Redundanzgründen im RZ vorhanden sind, zurückgegriffen werden. Ein Dresdner IT-Unternehmen (AoTerra) nutzt darüber hinaus z.B. bereits die Abwärme der Server, die bisher weg gekühlt wurde oder in die Umwelt ging, über Wärmetauscher zum Heizen und zur Warmwasseraufbereitung. Bei den Servern könnten Prioritätslisten in den IT-Abteilungen dafür sorgen, dass bestimmte Transaktionen (wie Emails, Datensicherung etc.) nur zu günstigeren Zeiten stattfinden – somit sinken Prozessorleistung und Strombedarf.

Die Technik ist vorhanden, wird aber bisher noch nicht oft eingesetzt, abgesehen vom klassischen, bereits seit Jahrzehnten üblichen Lastmanagement der Industrie.

### 3.3 Speicherung

Bernd Rabann

Die rasante Dynamik im Aufbau einer Infrastruktur für die Erneuerbaren Energien zeigt, dass die nicht stetige Erzeugung von Energie aus Erneuerbaren Quellen – besonders Wind und Sonne – die Überbrückung von Zeiträumen und geografischen Distanzen erfordert. Also muss über kurz-, mittel- und langfristige Speicherung von Energie intensiv nachgedacht werden.

Für eine sinnvolle Systematik geht man von der Art der zu speichernden Energie aus. Gespeichert werden können im Wesentlichen:

- potenzielle Energie (Lageenergiespeicher)
- kinetische Energie (Bewegungsenergiespeicher)
- thermische Energie
- chemische Energie
- Elektroenergie

Aus den genannten Ansätzen der Systematisierung lässt sich diese Übersicht aufbauen:

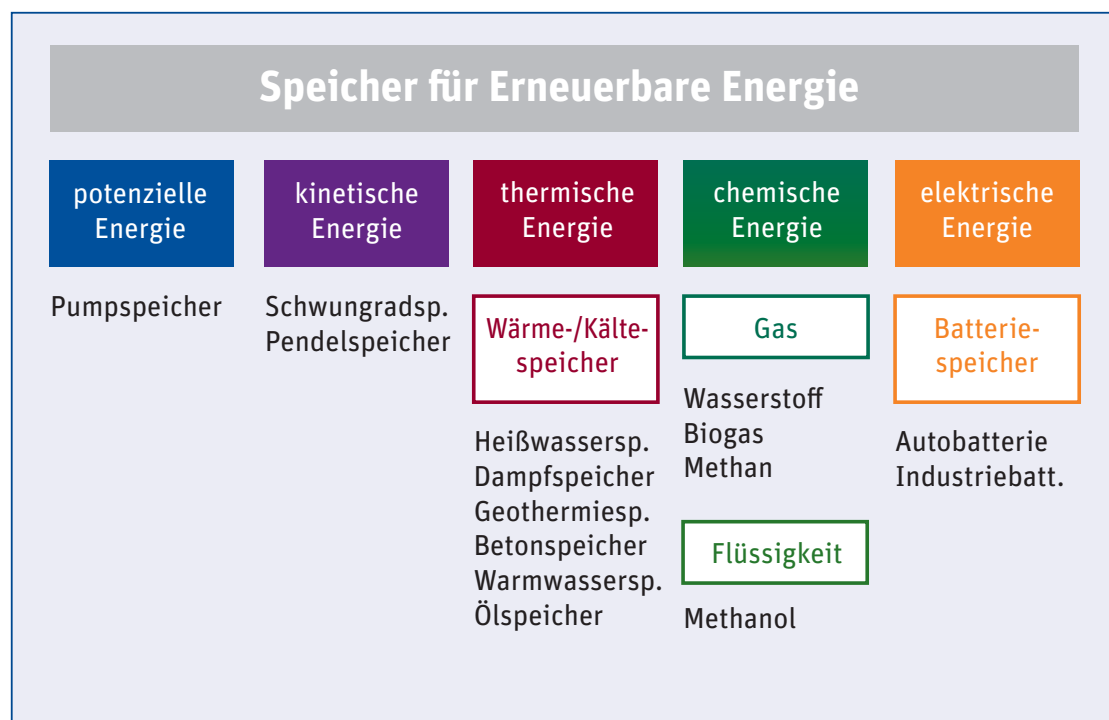


Abb. 3.29: Systematik der verschiedenen für Erneuerbare Energien geeigneten Speicherarten

### 3.3.1 Pumpspeicherkraftwerke

Annika Magdowski/Martin Kaltschmitt

Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) stellen mit einem Anteil von mehr als 99% der weltweit installierten Speicherkapazität (127 GW) die bedeutendste und bisher nahezu einzige Speichertechnologie für elektrische Energie im Multi-MW-Bereich dar /2/, /3/.

#### Technologie und Stand der Technik

PSKW bestehen aus einem Ober- (auch Speicher-) und einem Unterbecken mit einem dazwischen liegenden Krafthaus, in dem sowohl Pumpen – gekoppelt an entsprechende Motoren – als auch Turbinen – verbunden mit geeigneten Generatoren – installiert sind. Ober- und Unterbecken sind über Rohrleitungen miteinander verbunden. Das Unterbecken kann ein natürlicher oder künstlich angelegter See oder auch ein größerer Fluss sein. Als Oberbecken dienen natürlich vorhandene oder künstlich angelegte Seen.

In einem PSKW wird Wasser durch die Rohrleitungen von einem niedrigen geodätischen Niveau auf ein höher gelegenes Niveau gepumpt. Damit wird in solchen Anlagen elektrische Energie in potenzielle Energie des Wassers im Oberbecken (Lageenergie) umgewandelt. Dort kann diese beliebig lange gespeichert werden. Wird sie erneut benötigt, fließt das Wasser durch die Rohrleitungen auf die auf dem Niveau des Unterbeckens installierten Turbinen, die es über die dadurch angetriebenen Generatoren wieder in elektrische Energie wandeln (siehe Abb. 3.30 auf Seite 82).

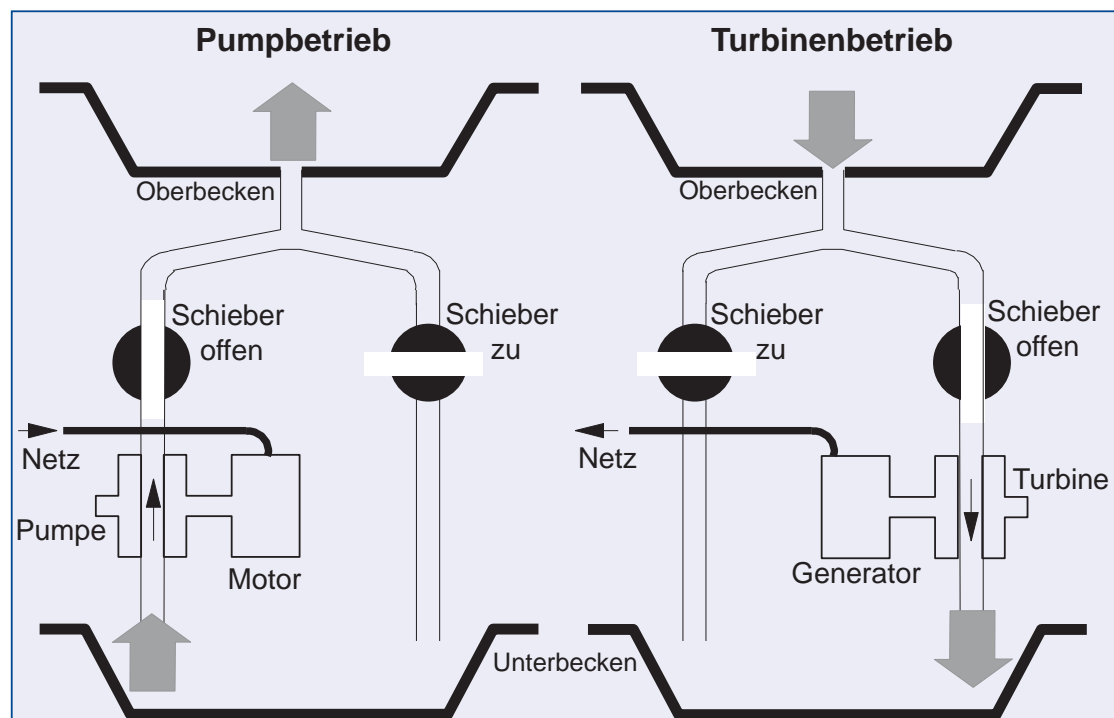


Abb. 3.30: Funktionsschema eines Pumpspeicherwerks /17/

Die im Wasser des Oberbeckens speicherbare potenzielle Energie  $E_{ps}$  ergibt sich aus der Dichte des Wassers  $\rho$ , der Erdbeschleunigung  $g$ , der Höhendifferenz zwischen Unter- und Oberbecken  $h$  (d. h. der nutzbaren Fallhöhe) und dem verfügbaren Speichervolumen  $V$  im Oberbecken.

$$E_{ps} = \rho \cdot g \cdot h \cdot V$$

Bei durchschnittlichen Fallhöhen in Deutschland von rund 300m ergibt sich in der Regel eine speicherbare Energie von knapp 1kWh pro Kubikmeter Wasser /11/, /12/.

Verluste in Pumpe und Motor, Turbine und Generator, den Rohrleitungen sowie Verdunstung und Versickerung führen zu Wirkungsgradverlusten, die den theoretischen Energiegehalt des gespeicherten Wassers zu einem realen Arbeitsvermögen reduzieren. Heute erreichen größere, moderne Pumpspeicherkraftwerke unter günstigen topografischen Verhältnissen Wirkungsgrade von rund 80 %. Diese sind aufgrund der ausgereiften Technologie und physikalisch unvermeidbarer Verluste kaum signifikant verbesserungsfähig /12/.

In Deutschland sind 6,4GW Turbinenleistung installiert. Das entspricht einem Arbeitsvermögen von rund 37,7GWh /8/. Zusätzliche im angrenzenden Ausland liegende, aber durch deutsche Unternehmen betriebene PSKWe erhöhen diese Leistung auf rund 10GW /11/. Große Pumpspeicher in den Alpen können über Tage, teilweise sogar Wochen, mit voller Pumpen- bzw. Turbinenleistung betrieben werden, während dies bei den kleineren Speichern in den deutschen Mittelgebirgen bzw. in Norddeutschland z. T. nur im unteren Substundenbereich möglich ist. Moderne PSKWe sind sehr flexibel; sie können Leistungsänderungen von 100 % der Nennleistung pro Minute erzielen und in Teillast (z. T. unter 30 % der installierten Nennleistung) arbeiten /10/. Die durchschnittliche technische Lebensdauer wird mit bis zu hundert und mehr Jahren angegeben /12/.

## Nutzen

Ursprünglich wurden PSKWe dazu eingesetzt, Grundlaststrom aus Schwachlastzeiten in Zeiten mit Nachfragespitzen zu verlagern. Dazu wurde zu ausgewählten Nachtstunden und an Wochenenden mithilfe von Grundlaststrom beispielsweise aus Braunkohlekraftwerken Wasser ins Oberbecken gepumpt. Während der Mittagsstunden der Werktag wurde dieses Wasser dann über Turbinen mit dem Ziel der Rückverstromung wieder in das Unterbecken abgelassen (d. h. relativ wenige Lastzyklen pro Woche) /10/.

Im Zuge der Strommarktliberalisierung und des forcierten Ausbaus einer fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne werden PSKWe – aufgrund ihrer hohen Flexibilität – zunehmend als kurzfristige Auffangspeicher für nicht unmittelbar nutzbare Energiemengen eingesetzt. Neben diesem Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung werden sie auch vermehrt für Netzdienstleistungen (u. a. Frequenzhaltung, Spannungs-

haltung und Bereitstellung von Schwarzstartkapazität) genutzt. Dadurch ändert sich ihre Betriebsweise hin zu größeren Betriebsstundenzahlen, häufigeren Lastwechseln von z. T. mehr als 20 Zyklen pro Tag und größeren Lastgradienten.

Jüngst haben sie aber infolge des starken Ausbaus der photovoltaischen Stromerzeugung an energiewirtschaftlicher Bedeutung verloren, da durch Solarstrom die Mittagsspitze der verbleibenden Stromnachfrage im Netz häufig gekappt wird und damit die vom verbleibenden Kraftwerkspark noch zu deckende Nachfrage in der Tendenz ausgeglichener ist (auch bezeichnet als „Peak-Shaving-Effekt“). Dieser Effekt dürfte sich aber mit einem weiteren Ausbau der Wind- und Solarstromerzeugung wieder umkehren. Deshalb ist zu erwarten, dass PSKWe in einem zukünftig durch deutlich höhere Anteile fluktuierender Wind- und Solarstrom-Einspeisung gekennzeichneten Stromversorgungssystem vermehrt die Rolle von Massenspeichern übernehmen müssen, solange andere Stromspeichertechnologien noch nicht technisch und ökonomisch ausgereift sind.

### **Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen – Marktsituation**

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das traditionelle Geschäftsmodell von PSKWe – die wirtschaftliche Nutzung der Differenz zwischen Strompreisen zu Zeiten hoher und niedriger Nachfrage (Arbitragehandel) – sind gegenwärtig kaum noch gegeben /9/. Dies liegt u. a. im Rückgang des Börsenpreises für Strom seit 2008 und damit vor allem der schrumpfenden Differenz zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen begründet. Hinzu kommt der bereits erwähnte Peak-Shaving-Effekt.

Deshalb nimmt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mittlerweile einen wichtigen Anteil am Deckungsbeitrag von PSKWe ein. Aber auch im Regelleistungsmarkt führt der zunehmende Wettbewerb zu sinkenden Preisen und damit zu fallenden Deckungsbeiträgen. Parallel dazu steigen durch die vermehrten Pump- und Turbinenvorgänge – und den damit höheren Anforderungen an die einzelnen Kraftwerkskomponenten – die Instandhaltungskosten /9/.

PSKWe sind die einzigen bisher großtechnisch verfügbaren Speicher. Sie sind damit in einem durch steigende Anteile volatiler regenerativer Erzeugung gekennzeichneten Stromversorgungssystem und einer angestrebten hohen Versorgungssicherheit unverzichtbar. Deshalb müssen zukünftig die Rahmenbedingungen im deutschen Energiesystem so angepasst werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb derartiger Kraftwerke gewährleistet wird.

Durchschnittliche Investitionen von PSKWe werden mit rund 500 bis 1.000 €/kW angegeben; sie können erheblich je nach örtlichen Gegebenheiten, Fallhöhe und Verfügbarkeit eines oder mehrerer natürlicher Becken schwanken /8/, /12/, /13/.

## Prognosen

Aufgrund des Mangels an erschließbaren Standorten ist der weitere Ausbau von PSKWen in Deutschland sehr begrenzt. Im Rahmen eines europäischen Verbundsystems werden mögliche Entwicklungspotenziale in zusätzlich nutzbaren Kapazitäten deshalb eher im europäischen Ausland (u. a. Schweiz, Österreich, Norwegen) gesehen, die durch den Bau von HGÜ-Trassen nutzbar gemacht werden könnten; aber auch derartige Optionen sind oft nur schwer konkret umsetzbar. Deshalb werden jüngst vermehrt auch Ansätze diskutiert, nach denen PSKW mit unterirdischen Becken (z. B. ehemaligen Bergwerken), in Tagebaurestlöchern oder auf Abraumhalden installiert werden könnten. Zusätzlich wird auch die Erweiterung der Turbinensätze von vorhandenen Speicher- und Laufwasserkraftwerken durch Pumpen untersucht. Solche Ansätze implizieren aber relativ geringe Leistungen und begrenzte Arbeitsmengen.

Längerfristig haben PSKWe infolge der sich verändernden Stromerzeugungsstruktur in Deutschland durchaus eine Zukunft. Die in Deutschland vorhandenen PSKWe allein können aber langfristig nicht den gesamten elektrischen Speicherbedarf eines Stromversorgungssystems mit deutlich höheren Wind- und Solarstromanteilen decken. Deshalb müssen zusätzlich weitere großtechnische Stromspeichertechnologien entwickelt werden.

### 3.3.2 Wasserstoff – Elektrolyse

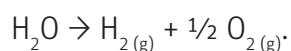
*Bernd Rabann/Ulrich R. Fischer*

Mit den Energiezielen der Bundesregierung sollen die Forschung in neue Speichertechnologien deutlich intensiviert und u. a. Großspeicher für Wasserstoff zur Marktreife geführt werden.

Der Langzeit-Speicherbedarf für elektrische Energie wird durch den schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien auch bei verstärktem Netzausbau, europäischer Integration sowie Last- und Erzeugungsmanagement ab ca. 2020/2025 stark zunehmen und 2050 die Größenordnung von etwa 10 bis 40 TWh erreichen. Derartige Speichergrößen können in Deutschland nur durch die Erzeugung und Speicherung chemischer Energieträger wie Wasserstoff oder künstlichem Methan realisiert werden. Die derzeitige Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland beträgt zum Vergleich nur ca. 0,04 TWh.

#### Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse

Die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse ist eine wichtige technische Option zur Umwandlung überschüssiger Erneuerbarer in speicherbare chemische Energie. Prinzipiell erfolgt bei allen Arten der Wasserelektrolyse die Spaltung von Wassermolekülen in Wasserstoff und Sauerstoff unter Aufwendung elektrischer Energie nach folgender Gesamtreaktionsgleichung:



Es gibt drei Haupttypen der Elektrolyse, die sich im Wesentlichen beim verwendeten Elektrolyten und damit verbunden im Temperaturbereich unterscheiden. In Tabelle 1 sind wichtige Eigenschaften dieser Typen aufgeführt. Die am längsten kommerziell eingesetzte alkalische Elektrolyse (AEL) verwendet verdünnte Kalilauge als Elektrolyt und arbeitet bei Temperaturen bis ca. 80 °C. Die größte Anlage dieses Typs wurde bereits 1965 – 1970 am Assuan-Staudamm in Ägypten mit einer elektrischen Anschlussleistung von 160 MW<sub>el</sub> und einer Produktionsmenge von ca. 32.000 Nm<sup>3</sup>/h errichtet.

	AEL	PEMEL	SOEL
Temperaturbereich	60 – 80 °C	50 – 80 °C	700 – 1000 °C
Elektrolyt	Kalilauge	Protonenleitfähige Membran z. B. Nafion®	Festoxid, z.B. YSZ Yttrium-stabilisiertes Zirkoniumoxid
Ladungsträger im Elektrolyt	OH <sup>-</sup>	H <sup>+</sup>	O <sup>2-</sup>
Reaktion Anode	2OH <sup>-</sup> → ½ O <sub>2</sub> + H <sub>2</sub> O + 2e <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> O → ½ O <sub>2</sub> + 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup>	O <sup>2-</sup> → ½ O <sub>2</sub> + 2 e <sup>-</sup>
Reaktion Kathode	2H <sub>2</sub> O + 2e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> + 2OH <sup>-</sup>	2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O + 2 e <sup>-</sup> → H <sub>2</sub> + O <sup>2-</sup>
Entwicklungsstadium	kommerziell	kommerziell	experimentell
Typische Produktion pro Stack	≤ 1000 Nm <sup>3</sup> /h	≤ 100 Nm <sup>3</sup> /h	≤ 10 Nm <sup>3</sup> /h

Abb. 3.31: Typen der Elektrolyse und wichtige Merkmale

Die Proton-Exchange-Membrane (PEMEL)-Elektrolyse verwendet eine protonenleitfähige Membran, die gleichzeitig den Elektrolyten darstellt. Verbreitet ist sie im kleineren Leistungsbereich mit ≤ 100 Nm<sup>3</sup>/h. Den Vorteilen der höheren Leistungsdichte, der besseren Dynamik und Überlastfähigkeit stehen derzeit noch die Nachteile der höheren Degradation beim Wirkungsgrad sowie der Verwendung von teuren Edelmetallkatalysatoren gegenüber. Es wird auf dem Gebiet der PEMEL intensiv zur Kostenreduktion und dem Upscaling der Elektrolyseanlagen geforscht.

Die noch im reinen Forschungsstadium befindliche Hochtemperatur-Elektrolyse (Solid Oxide Electrolysis SOEL) verwendet einen keramischen Festelektrolyten, der bei sehr hohen Temperaturen für Sauerstoff-Ionen leitfähig wird. Bisher sind nur Laboranlagen mit einer sehr geringen Wasserstoffproduktion sowie noch vergleichsweise hoher Degradation realisiert worden. Thermodynamisch bietet die Hochtemperatur-Elektrolyse Vorteile, da ein Teil der zur Wasserspaltung erforderlichen Energie statt durch hochwertige elektrische Energie durch Wärmeenergie, z.B. durch Abwärme aus anderen Industrieprozessen, zugeführt werden kann.

Das Funktionsprinzip der Wasserelektrolyse am Beispiel der AEL ist in Abb. 3.32 dargestellt. Zwei metallische Elektroden (2), z. B. aus Nickel, sind in eine gut elektrisch

leitfähige Elektrolytlösung (KOH) eingetaucht. Bei Anlegen einer Gleichspannung setzt die elektrolytische Wasserspaltung ein. An der Kathode entsteht Wasserstoff, an der Anode Sauerstoff. Die nur für Hydroxid-Ionen durchlässige Membran (1) verhindert in der Elektrolysezelle die Permeation von Wasserstoff und Sauerstoff und damit Bildung eines explosiven Knallgases. Die Gasblasen ( $O_2$  und  $H_2$ ) werden durch den Elektrolyt-kreislauf zu den Separatoren (3) transportiert und dort von der Kalilauge getrennt. Typische Zersetzungsspannungen für eine einzelne alkalische Elektrolysezelle liegen im Bereich von ca. 1,8 – 2,2 V. Zur Erhöhung der Leistung werden mehrere derartige Einzelzellen zu einem Zellstack elektrisch in Reihe geschaltet. Nicht dargestellt ist in der Funktionsskizze die erforderliche Frischwasserzufuhr.

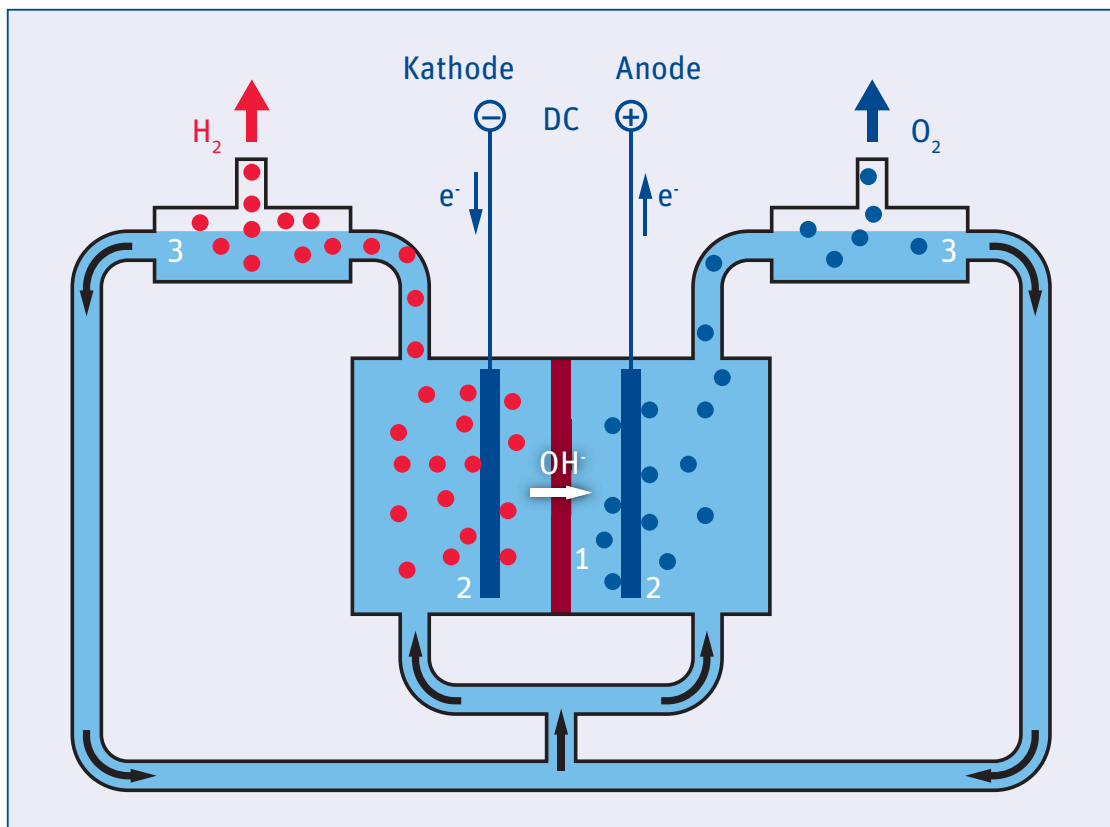


Abb. 3.32: Funktionsprinzip der alkalischen Wasserelektrolyse | Grafik: nach Dr. U. R. Fischer, BTU

Für praktische Anwendungen muss der Wasserstoff auf einem höheren Druckniveau bereitgestellt werden. Als Alternative zur Kompression des Gases über einen nachgeschalteten Kompressor bietet sich die direkte elektrochemische Kompression an, die energetisch und anlagentechnisch vorteilhafter sein kann. Dazu werden der Zellstack und weitere Komponenten druckdicht ausgeführt. Die elektrochemische Reaktion führt dann mit der Bildung der Produktgase zum Druckaufbau. Abb. 3.33 zeigt die technische Ausführung eines alkalischen Druckelektrolyseurs mit einem externen Druckbehälter für den Zellstack, der auf Basis dieses Prinzips einen Enddruck des Wasserstoffs von 60 bar erreicht.



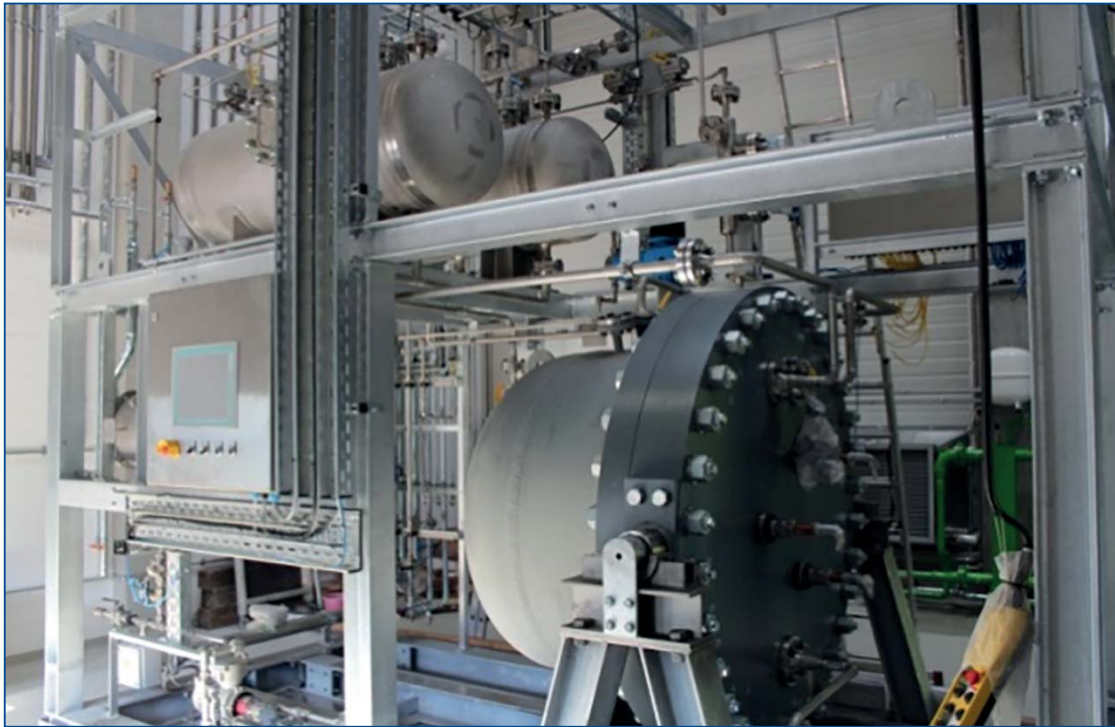


Abb. 3.33: 60 bar-Druckelektrolyseur am Wasserstoff-Forschungszentrum der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) | Foto: Dr. U. R. Fischer, BTU

### Wirkungsgrade und Kennwerte

Der Wirkungsgrad der Elektrolyse kennzeichnet das Verhältnis des Energiegehaltes des erzeugten Wasserstoffs zur aufgewendeten elektrischen Energie. Es ergeben sich folglich unterschiedliche Werte für den Wirkungsgrad, je nachdem ob man für dessen Berechnung den Brennwert (Higher Heating Value, HHV=3,54 kWh/Nm<sup>3</sup>) oder den Heizwert (Lower Heating Value, LHV=3,00 kWh/Nm<sup>3</sup>) des Wasserstoffs einsetzt. Typische Werte für den auf den Heizwert bezogenen Wirkungsgrad  $\eta_{LHV}$  moderner alkalischer Elektrolyseure liegen bei 67-75%. Um die Zweideutigkeit bei der Wirkungsgraddefinition zu umgehen, wird häufig nur der elektrische Energieaufwand in kWh/Nm<sup>3</sup> angegeben. Für die Produktion eines Kilogramms Wasserstoff beträgt der theoretische Wasserverbrauch 9 Liter. Das entspricht 0,81 Liter pro Normkubikmeter (Nm<sup>3</sup>) Wasserstoff. Der praktische Wasserverbrauch liegt um ca. 5-10% darüber.

Weitere wichtige gewünschte Eigenschaften des Elektrolyseurs sind geringe Teil- und hohe Überlastfähigkeit, schnelle Reaktionsfähigkeit des Elektrolyseurs auf Änderungen der elektrischen Eingangsleistung sowie geringer Eigenverbrauch im Stand-by-Betrieb. Diese Anforderungen ergeben sich insbesondere durch die Kopplung des Elektrolyseurs mit fluktuierenden erneuerbaren Energien.

## Anwendungen und Ausblick

Mit der Umwandlung überschüssiger Erneuerbarer Energie in Wasserstoff (Power to Hydrogen) ergeben sich vielfältige Anwendungen dieser Technologie. In einem der ersten Demonstrationsprojekte, dem Hybridkraftwerk der ENERTRAG AG in Prenzlau, ist z. B. ein Windpark direkt mit einem alkalischen Elektrolyseur gekoppelt. Der produzierte Wasserstoff kann gemeinsam mit Biogas aus einer angeschlossenen Biogasanlage bedarfsgerecht in einem Mischgas-BHKW rückverstromt werden. Weitere Optionen der Wasserstoffverwendung sind hier die direkte Lieferung an Wasserstofftankstellen oder die Zusp eisung in eine Erdgaspipeline.

Durch die Power-to-Hydrogen-Technologie können weiterhin mittelfristig Netzengpässe insbesondere im Verteilnetz verhindert werden. Langfristig eröffnet sich durch unterirdische Wasserstoffspeicherung in Kavernen und Rückverstromung die Möglichkeit eines elektrischen Langzeit-Energiespeichers im TWh-Maßstab, der bei einem hohen Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien in Deutschland zwingend erforderlich sein wird.

### 3.3.3 Untergrundgasspeicher – UGS

*Bernd Rabann/Steffen Schmitz*

Aufgrund der Leistungsschwankungen der Erneuerbaren Energieträger (EE) Wind und Sonne in Mitteleuropa ist – wie bereits erwähnt – eine Erweiterung der Speicher- und Transportkapazitäten zwischen Energieerzeuger- und Verbraucher-Regionen notwendig. Eine technisch machbare und politisch akzeptierte Steigerung der Speicher- und Transportkapazitäten kann über die oben beschriebene temporäre Stromumwandlung in die Gasphase (Power to Gas) und deren anschließender Rückverstromung (Gas to Power) erfolgen /14/. Durch die Umsetzung der Power to Gas to Power (PGP)-Technologie als Verbundaufgabe zwischen Wissenschaft und Wirtschaft erlangen die EE Versorgungssicherheit, werden in ihrer Wettbewerbsfähigkeit gestärkt und unabhängiger von ihrem Standort. Dabei kann die chemische Speicherung in Form von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) oder durch die weiterführende Methanisierung mit CO<sub>2</sub> in Form von künstlichem Erdgas (SNG) erfolgen.

Die geologische Gasspeicherung in Europa und Deutschland ist eine Technologie mit ca. 50 Jahren Betriebserfahrung zur Stadtgas- und Erdgasspeicherung. In Europa (EU inklusive Baltikum, Balkan und Ukraine) beläuft sich das für die Erdgasspeicherung zur Verfügung stehende Arbeitsgasvolumen auf ca. 123 Mrd. m<sup>3</sup> in 143 UGS-Anlagen. In den 50 deutschen UGS /15/ werden heute etwa 25 % des jährlichen deutschen Gasverbrauches in Porenspeichern (Gas/Öl-Lagerstätten und Aquiferstrukturen) sowie Hohlraum-speichern (Kavernen und Bergwerke) mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 23 Mrd. m<sup>3</sup> (entspricht etwa 250 TWh) gespeichert.



## Speicheranlagen

Grundlegend besteht ein Untergrundgasspeicher aus den Obertageanlagen und den Untertageanlagen sowie dem Speicherreservoir.

Bei der Untergrundgasspeicherung wird das über das Gasleitungsnetz transportierte, momentan nicht für den Verbrauch bestimmte Erdgas, mittels Kompressoren verdichtet, über Feldleitungen zu den Bohrungen transportiert und durch diese in das Speicherreservoir eingespeichert.

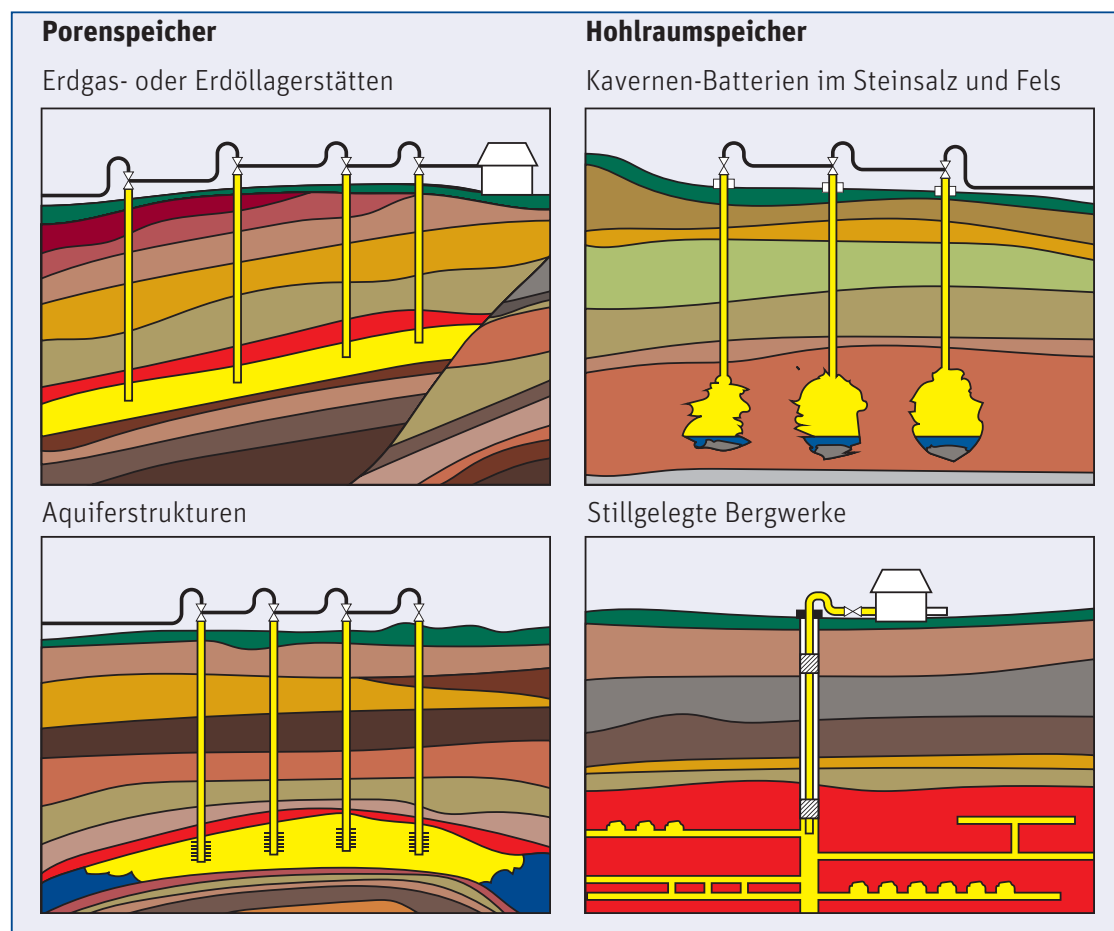


Abb. 3.35: Geologische UGS-Arten | Quelle: DBI GUT

Beim Speicherreservoir unterscheidet man Porenspeicher und Hohlräumepeicher (siehe Abb. 3.35). Bei den Porenspeichern wird das Reservoir durch feine Poren oder durch Klüfte im Gestein gebildet. Diese Räume sind initial bei Aquifer-UGS wasser-, oder bei Kohlenwasserstoff-Lagerstätten (KW-Lagerstätten) mit Erdöl oder Erdgas gefüllt. Der Hohlraum des UGS muss vorbereitet werden, indem – bei Aquiferen - das Wasser durch das Speichergas verdrängt wird oder – bei KW-Lagerstätten – diese zunächst leer gefördert werden. Klassische Porenspeicher-Gesteine sind Sandsteine (Poren) und Karbonatgesteine (Klüfte).

Hohlraumlagerstätten sind Kavernenspeicher oder sehr vereinzelt auch Bergwerksspeicher (aktuell nicht relevant). Dabei muss der Hohlraum zum Teil erst geschaffen werden. Das geschieht sehr vereinzelt durch bergmännische Auffahrung (Felskavernen oder Bergwerksspeicher), aber meistens durch Aussolen (Auslösen) von Steinsalz mit Wasser.

Grundsätzlich ist bei der Erkundung geeigneter Lokationen neben der Eignung des Reservoir-Gesteines auch und vor allem die Dichtheit des Deckgebirges nachzuweisen. Dieses Deckgebirge (Cap Rock) bestimmt mit seiner Dichtheit und Festigkeit die Speicherdrücke und stellt die vertikale Barriere gegen Fluidaufstiege (Gasmigration/Gasverluste) sicher. Klassische Deckgesteine sind Tone und Tonsteine sowie Steinsalz.

Aus der Stadtgas-Speicherung ist die grundsätzliche Speicherbarkeit von Wasserstoff in allen Arten von UGS belegt, Stadtgas hatte dabei bis zu 50 % H<sub>2</sub>-Anteile (neben vielen andern Komponenten). An einzelnen Speichern wurden dabei teils bio-geochemische Gasumwandlungen beobachtet, welche mit Gasqualitätsänderungen, verbunden mit Gasverlusten, einhergingen. Die H<sub>2</sub>-Speicherbarkeit ist damit für existierende Erdgas-UGS nicht automatisch gegeben. Neben der H<sub>2</sub>-Verträglichkeit des Reservoirs sind auch die technischen Speicheranlagen, die für die Speicherung von Erdgas ausgelegt und errichtet wurden, hinsichtlich ihrer Eignung und H<sub>2</sub>-Verträglichkeit zu prüfen.

### **3.3.4 Elektrische Energie – Batteriespeicher – Autobatterien**

*Bernd Rabann/Harald Schwarz*

Im Rahmen ihrer E-Mobility-Initiative will sich die Bundesregierung Deutschland zu einem Leitmarkt für batteriegetriebene oder batterieunterstützte Kraftfahrzeuge entwickeln. Aufgrund der hohen Kosten bzw. hohen Zusatzgewichte der notwendigen Batterien verläuft diese Entwicklung zwar langsam, aber kontinuierlich, wobei der eigentliche Treiber die Reduktion der Flottenverbräuche der großen Fahrzeughersteller auf Basis des aktuellen NEFZ-Verbrauchszyklus ist (nach dem Neuen Europäischen Fahrzyklus wird der Normverbrauch eines Autos ermittelt).

Unter dem Aspekt der Netzintegration Erneuerbarer Energien spielen die derzeit merklich in Nutzung kommenden „Mild-Hybrid-Fahrzeuge“ aufgrund fehlender Netzverbindung keine Rolle. Von Bedeutung können hier nur Plug-In-Hybridfahrzeuge bzw. Range-Extender-Fahrzeuge mit Batteriekapazitäten von ca. 5 – 10 kWh und batterieelektrische Fahrzeuge mit Speicherkapazitäten von 20 – 40 kWh sein.

Letztgenannte, leider noch sehr gering verbreitete Fahrzeuge können künftig über drei technische Optionen einen nennenswerten Beitrag zur Netzintegration Erneuerbarer Energien leisten:

### 1. Gesteuertes Laden

Hier wird der Ladepunkt (Säule, Wallbox) als „ferngeschaltete“ Steckdose von der Netzleitstelle betrieben. Eine Kommunikation zwischen Fahrzeug und Netzleitstelle ist nicht erforderlich. Sobald und solange der Ladepunkt zugeschaltet ist, lädt das Fahrzeug mit maximal zulässigem Strom. Mit dieser Power-to-Vehicle-Technik kann das Ladeverhalten über eine EEG-Prognose z. B. für den Folgetag grob an die regenerative Einspeisung angepasst werden.

### 2. Geregeltes Laden

Beim geregelten Laden kommuniziert die Netzleitstelle mit dem Batteriemanagement im Fahrzeug und regelt den aktuellen Ladestrom des Fahrzeuges entsprechend der Netzerfordernisse. Durch diesen Betrieb als variable Last können größere Fahrzeugpools durch positive Regelleistung eine Netzsystemdienstleistung erbringen. Voraussetzung ist aber eine umfängliche Kommunikation zwischen der Netzleitstelle und dem Fahrzeug, sowie eine Vorgabe des Nutzers, in welchem Umfang die jeweilige Batterie in die Systemdienstleistung eingebunden werden darf.

### 3. Echter Speicherbetrieb

Ergänzend zu den technischen Voraussetzungen unter Punkt 2 muss beim Speicherbetrieb das Fahrzeug rückspeisefähig gemacht werden, d.h. der Gleichrichter im Fahrzeug muss durch einen Umrichter (kompakt, leicht, wassergekühlt, preiswert) ersetzt werden. Damit kann das Fahrzeug dann positive und negative Regelleistung erbringen.

An der BTU Cottbus-Senftenberg wird Projekt „e-SolCar“ zusammen mit Vattenfall Europe Mining & Generation, German E-Cars Research & Development und Siemens an Lösungen für die Positionen 2 und 3 gearbeitet. Hierbei muss aber im Blick behalten werden, welche Beiträge Fahrzeugbatterien mittelfristig überhaupt leisten können. Dies soll an den im Einleitungstext genannten 250 GWh Überschussenergie während des Sturmtiefs Xyntia in der Regelzone von 50 Hertz Transmission illustriert werden:

Wird angenommen, dass alle Fahrzeuge in dieser Regelzone (ca. 10 Mio PKW) batterieelektrisch mit einer 100-kWh-Batterie für eine elektrische Reichweite von 500 km ausgerüstet sind und ferner unterstellt, dass etwa 50 % dieser Fahrzeuge voll kommunikations- und rückspeisefähig mit einer im Schnitt halbvollen Batterie am Netz wären, so entspräche der verfügbare Ladehub von 50 % → 0 % bzw. 50 % → 100% einer Energiemenge von 250 GWh. Ein Szenario, das – wenn überhaupt – erst weit nach 2050 vorstellbar ist.

Gelänge es aber in den kommenden zehn Jahren, nur 5 % der Fahrzeuge (die Hälfte der von der Bundesregierung angestrebten eine Million E-Cars bis 2020) kommunikations- und rückspeisefähig mit einer 20kWh-Batterie (100 km Reichweite) ans Netz zu bekommen, und die Netzleitstelle könnte einen Lademodus mit 2–4 kW fernbedient auf z. B.

20 kW Laden bzw. Entladen umstellen, würde in der Regelzone von 50 Hertz eine Regelleistung von  $\pm 5.000$  MW für 30 – 60 Minuten erzeugt werden können. Damit könnten die bereits heute auftretenden, nicht planbaren Einspeiseschwankungen von  $\pm 1.000$  MW innerhalb von 15 Minuten bzw.  $\pm 3.000$  MW innerhalb von 60 Minuten ausgeglichen, und die konventionellen Kraftwerke könnten wieder kostengünstig, betriebstechnisch und emissionsseitig optimiert zur komplementären Erzeugung eingesetzt werden. Nachfolgend Abbildungen des ersten rückspeise- und kommunikationsfähigen Fahrzeugs aus dem Projekt „e-SolCar“:

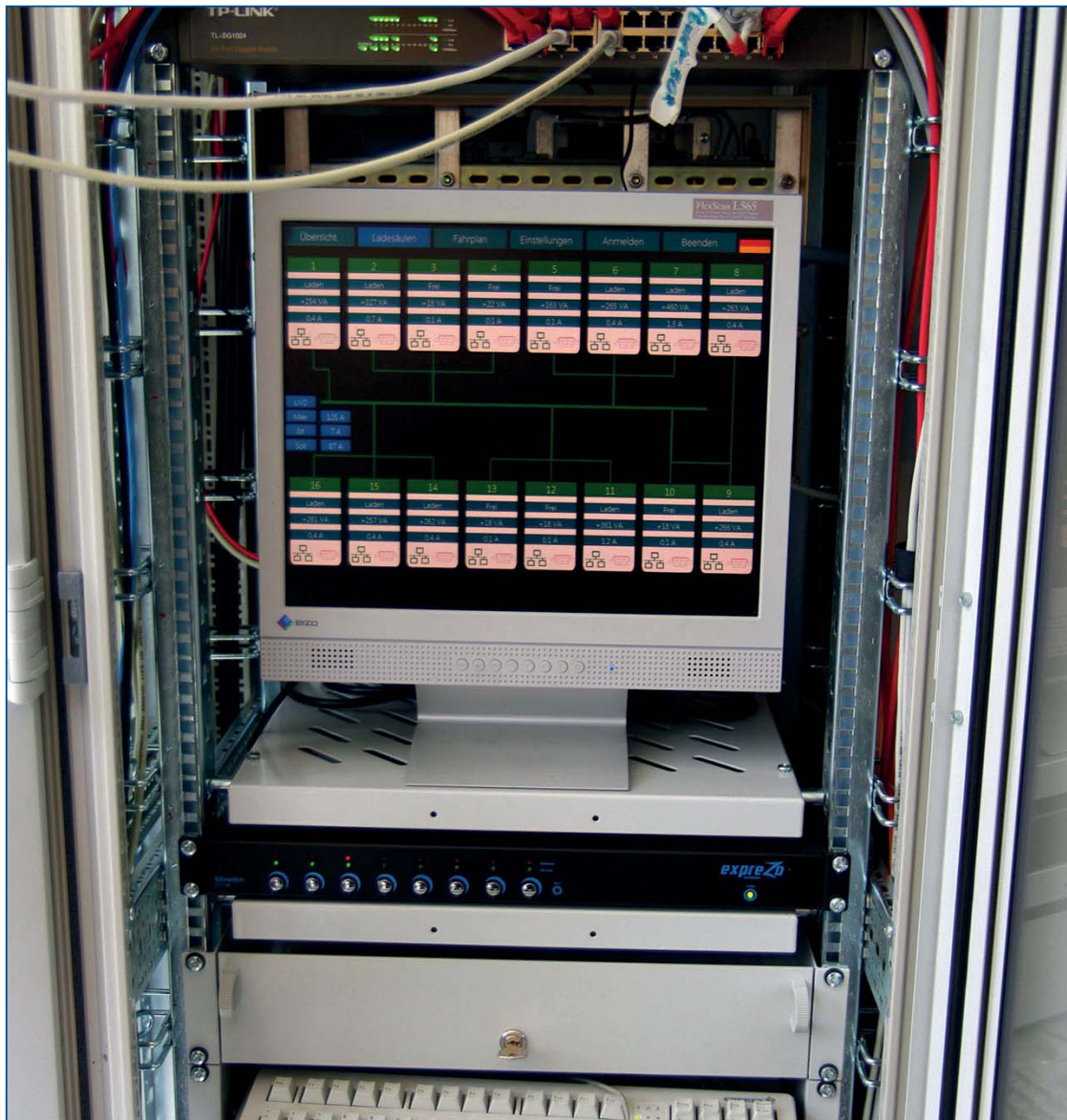


Abb. 3.36: Leitsystem für Ladesäulen-Pool | Foto: Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, BTU



Abb. 3.37: Fahrzeuge des Projekts e-SolCar der BTU Cottbus-Senftenberg an den Ladesäulen – bei diesem Projekt wird auch die Nutzung von Fahrzeugbatterien als Speicher im Stromnetz untersucht  
Foto: Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, BTU

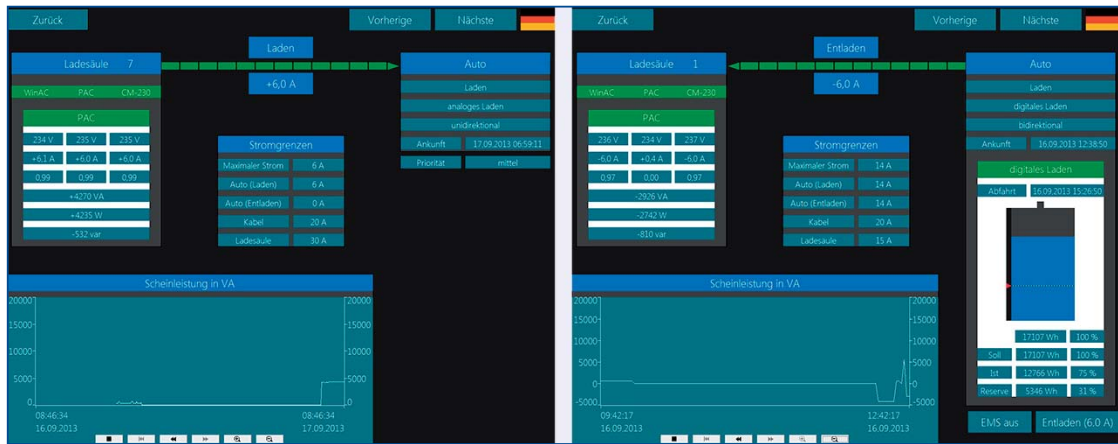


Abb. 3.38: Leitsystem-Screen bei geregeltm Laden (links) und bei Rückspeisung (rechts)  
Foto: Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz, BTU



### 3.3.5 Carbon Capture and Utilisation (CCU) – CO<sub>2</sub> Rohstoff, nicht „Abfall“

*Gerhard Hofmann*

Carbon Capture and Utilisation (CCU) unterscheidet sich grundsätzlich von der umstrittenen Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologie, denn es verwendet CO<sub>2</sub> als Teil von Kohlenstoffverbindungen in Materialien oder Energieträgern. Während das Kohlendioxid bei CCS auf Dauer dauerhaft unterirdisch „entsorgt“ (was viele bezweifeln) wird, will CCU die CO<sub>2</sub>-Emissionen als alternative Kohlenstoffquelle nutzen. Das geschieht schon heute z.B. in Trockeneis, Feuerlöschern oder Getränken – die sogenannte physikalische Nutzung – bald auch als Kühlmittel in KFZ-Klimaanlagen. CO<sub>2</sub> kann zudem nach chemischer Umwandlung auch in energetisch höherwertige Kohlenstoffverbindungen eingebaut werden. Diese sogenannte stoffliche Nutzung geschieht schon heute in pharmazeutischen Produkten, Lösungs- und Düngemitteln, darüber hinaus kann CO<sub>2</sub> auch zur Herstellung von Plastik und Schäumen, Farben und Beschichtungen sowie für Zement dienen.

Aber auch zur Produktion von Energieträgern wie flüssigem Kraftstoff oder synthetischem Erdgas kann Kohlenstoffdioxid genutzt werden. Das wären Beiträge zur Energiespeicherung. Weil aber CO<sub>2</sub> sehr träge ist, müssen zusätzliche Energie und/oder chemische Katalysatoren eingesetzt werden, damit eine effektive Reaktion angestoßen wird. Daran arbeitet die sogenannte Katalyseforschung, u.a. am Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion in Mülheim a.d. Ruhr oder am Fritz-Haber-Institut in München.

#### Ökologische Effekte des CCU-Einsatzes

CCU-Technologien können industrielle Umweltschäden dadurch reduzieren, dass sowohl fossile Rohstoffe substituiert als auch die eingesetzte Energie reduziert werden, wenn man CO<sub>2</sub>-Emissionen zumindest temporär zwischenspeichert. Die Nutzung des normalerweise in die Atmosphäre ausgestoßenen Kohlendioxids ermöglicht die Verzögerung dieser Emissionen über die Lebensdauer eines Produkts bis zu dessen Entsorgung – möglicherweise sogar seine langfristige Verhinderung durch eine dauerhafte Bindung, z.B. in Zement.

Allerdings wird ein nennenswerter Beitrag zum Klimaschutz wegen der begrenzten Nutzungsmengen auf kurze Sicht nicht erbracht werden können: Gegenwärtig können weltweit jährlich nur geschätzte 180 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> in Polymeren und anderen Chemiebasisprodukten eingebaut werden, in Methanol oder Dimethylether (DME), also bei der Produktion synthetischer nachhaltiger Kraftstoffe sind es etwa 1.800 Mio. t CO<sub>2</sub>. Zum Vergleich: Der weltweite CO<sub>2</sub>-Ausstoß betrug 2013 ca. 36.000 Mio. Tonnen.“

### **Voraussetzung: Erneuerbare Energien**

Für die ökologisch sinnvolle Nutzung von CCU-Prozessen, müssten allerdings Erneuerbare Energien dauerhaft verfügbar sein. Denn der wesentliche positive Umwelteffekt wird infolge des Recyclings von CO<sub>2</sub> durch den Ersatz fossiler Kohlenstoffquellen erzielt. Ein zum Teil mit CCU-Technologien hergestelltes Produkt muss aber nicht in jedem Fall verbesserte Umwelteigenschaften besitzen. Um den gesamten Lebenszyklus zu bewerten, müssen viele Kriterien einbezogen werden: die CO<sub>2</sub>-Quellen und der Transport, der Produktionsprozess, die Nutzungsdauer sowie Recycling- und Entsorgungsoptionen.

### **Ökonomische Bewertung von CCU**

Viele Chemie- und Energieunternehmen haben zwar in den vergangenen Jahren in entsprechende Projekte investiert, getrieben durch die Volatilität der Rohstoffpreise und die Endlichkeit fossiler Ressourcen. Lokal wäre langfristig genügend CO<sub>2</sub> für die Anwendung von CCU verfügbar, sie wäre technisch und im Vergleich zu importierten fossilen Quellen zu relativ niedrigen Kosten möglich. Also könnten Unternehmen die Chance nutzen, Emissionen aus eigenen Industrieanlagen oder von Kooperationspartnern zu recyceln und so unabhängiger von Rohstofflieferanten zu werden. Dazu könnten durch CCU-Prozesse Kosten gesenkt und der ökologischen Fußabdruck verbessert werden, also kombinierte ökologische und ökonomische Vorteile im Sinne nachhaltiger Entwicklung sowie wichtige Potenziale aus volkswirtschaftlicher Sicht erschlossen werden. Die Eröffnung einer neuen eigenen Rohstoffquelle, verbunden mit einem Innovationsvorsprung und dem Export des Know-how könnte die Wettbewerbsposition der europäischen Chemieindustrie stärken. Dazu würde eine „CCU-Industrie“ neue Arbeitsplätze schaffen und für Wachstum sorgen. Die höheren Produktionskosten einiger CCU-Produkte schrecken derzeit aber noch viele potenzielle Investoren und Unternehmen ab. Dazu kommt als weiteres Hemmnis das niedrige CO<sub>2</sub>-Preisniveau im EU-Emissionshandel.

### **Recycling von CO<sub>2</sub> – eine Option für die Kreislaufwirtschaft?**

Die CO<sub>2</sub>-Nutzung stellt einen Perspektivenwechsel dar, denn die Entwicklung hin zu einer nachhaltigen Gesellschaft verlangt eine Neubewertung vermeintlichen Abfalls. In Kombination mit Erneuerbaren Energien bietet CCU viele Möglichkeiten, industrielle CO<sub>2</sub>-Kreisläufe zu verbessern oder gar zu schließen.

---

*Unter dem Titel „Lässt sich CO<sub>2</sub> recyceln? Ein Dialog zu Carbon Capture and Utilization (CCU) Technologien“ veranstaltete das Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS-Potsdam) am 5. Juni 2014 in Potsdam einen Workshop.*

---

Die Informationen in diesem Artikel stammen aus der Workshop-Broschüre.



## 4 Planung und Realisierung

Kurz-, mittel- und langfristige Strategien bestimmen die Energiepolitik, sie stellen gewissermaßen ihre Leitplanken dar. Solche Strategien können globalen (z. B. Emissionshandel), nationalen (z. B. Energiewende Deutschland) oder regionalen (z. B. 100%-Erneuerbare-Energie-Dörfer) Charakter haben.

Konkret umgesetzt werden diese Strategien in einzelnen Projekten. Dabei kann es sich um die Einführung einer bestimmten Technologie in einem Land handeln, die Entwicklung und den Bau eines Windparks an einem konkreten Standort oder die Umstellung der Energieversorgung eines Industriebetriebes auf 100 % Erneuerbare Energien. Ein Projekt kann aber auch nur aus der Teilphase eines größeren Projektes bestehen, wie beispielsweise einer Machbarkeitsstudie oder der Erstellung einer Genehmigungsplanung.

Erneuerbare-Energie-Projekte folgen dem üblichen Projektzyklus:

- Projektidee
- Machbarkeit
  - Potenzial
  - Bedarf
- Projektkonzept
- Finanzierung
- Planung
- (Internationale) Ausschreibungen
- Genehmigungen
- Vergabe
- Bau der Anlagen
- Betrieb, Wartung und Monitoring
- Rückbau

Einzelne Schritte in diesem Zyklus laufen teilweise parallel ab, so z. B. Planung und Finanzierung, oder Finanzierung und Genehmigung. In diesem Zyklus spielen die ingenieurtechnischen Leistungen eine maßgebliche, wenn nicht entscheidende Rolle.

Im Folgenden wird daher zunächst der typische Ablauf von Erneuerbaren-Energien-Projekten und die Involvierung des beratenden Ingenieurs innerhalb dieses Ablaufs beschrieben. Anschließend wird auf einzelne wesentliche Aspekte aus der Sicht des beratenden Ingenieurs eingegangen.

## 4.1 Ingenieurdienstleistungen im Projektablauf

*Andreas Wiese*

Der grundsätzliche Ablauf eines Erneuerbare-Energie-Projektes von der Wiege bis zur Bahre ist in Abb. 4.1 dargestellt. Demnach unterscheidet man die drei wesentlichen Phasen Projektentwicklung, Realisierung und Rückbau, wobei die ersten beiden die mit Abstand wichtigsten sind. Die Projektentwicklung gliedert sich in die Phasen Machbarkeit und Planung, während die Realisierung aus den Phasen Bau und Betrieb besteht.

In allen Phasen erbringt der beratende Ingenieur wesentliche Dienstleistungen, die er entweder alleine oder im Verbund mit anderen Beratern und anderen Projektbeteiligten durchführt. In diesem Beispiel orientieren wir uns weitgehend an den Begriffen und Inhalten, wie sie bei privat finanzierten Projekten auftreten („5.2 Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag“ auf Seite 131). Grundsätzlich treten die gleichen oder ähnliche Arbeitspakete aber auch bei rein öffentlich finanzierten Projekten auf.

In der Phase der Machbarkeit beginnt der Ingenieur mit der Erstellung der Projektidee, die über die Pre-Feasibility-Studie zum ersten vorläufigen Projektkonzept führt. Aus diesem Projektkonzept ergibt sich in der Feasibility-Studie das fertige Projektkonzept. Potenzial- und Bedarfsanalysen können Bestandteile der Feasibility- oder Prefeasibility-Studie aber auch separate Arbeitspakete sein.

Erst wenn durch die Feasibility-Studie die grundsätzliche Machbarkeit des Projektes nachgewiesen ist, werden die weiteren Ingenieurdienstleistungen im Rahmen des Planungsprozesses initiiert. Dazu zählt die ingenieurtechnische Planung selbst als wesentliche Grundlage der Ausschreibung der Gewerke, Komponenten oder des schlüsselfertigen Gesamtgewerkes als EPC (Engineering, Procurement, Construction). Dieser Ausschreibung schließen sich Angebotsauswertung und Vergabe an.

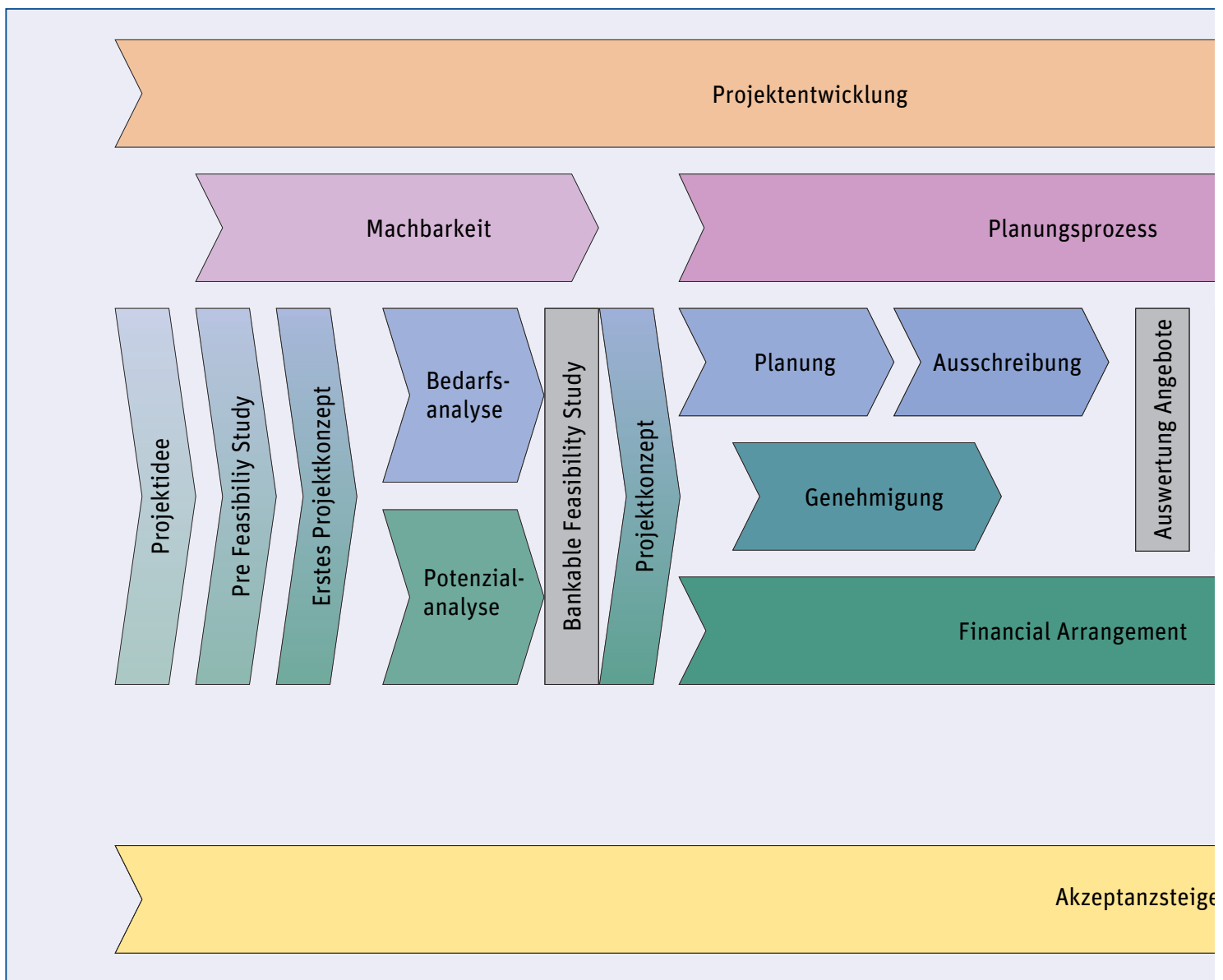
Üblicherweise beginnt die Genehmigung mit einer gewissen Zeitverzögerung nach dem Planungsbeginn und ist irgendwann rechtzeitig vor dem sogenannten Financial Close abgeschlossen (Definition des Financial Close in „5.2 Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag“ auf Seite 131).

Während dieser gesamten Planungsphase erfolgt darüber hinaus die Zusammenstellung der Finanzierung (Financial Arrangement), für die der ingenieurtechnische Berater ebenfalls wichtigen Input liefert (wie Kostenangaben, Ertragsdaten, Risikoabschätzungen etc.).

Die Phase des Planungsprozesses endet mit der Due-Diligence-Studie (technisch, rechtlich, steuerlich, etc.), die von unabhängigen, von den Banken mandatierten Beratern, durchgeführt wird. Dabei ist ein Teil die Technische-Due-Diligence-Prüfung, die vom Ingenieurberater durchgeführt wird. Ist diese mit einem positiven Ergebnis abgeschlossen, können die finanzierenden Banken und die Eigenkapitalgeber gemeinsam über den Financial Close entscheiden.

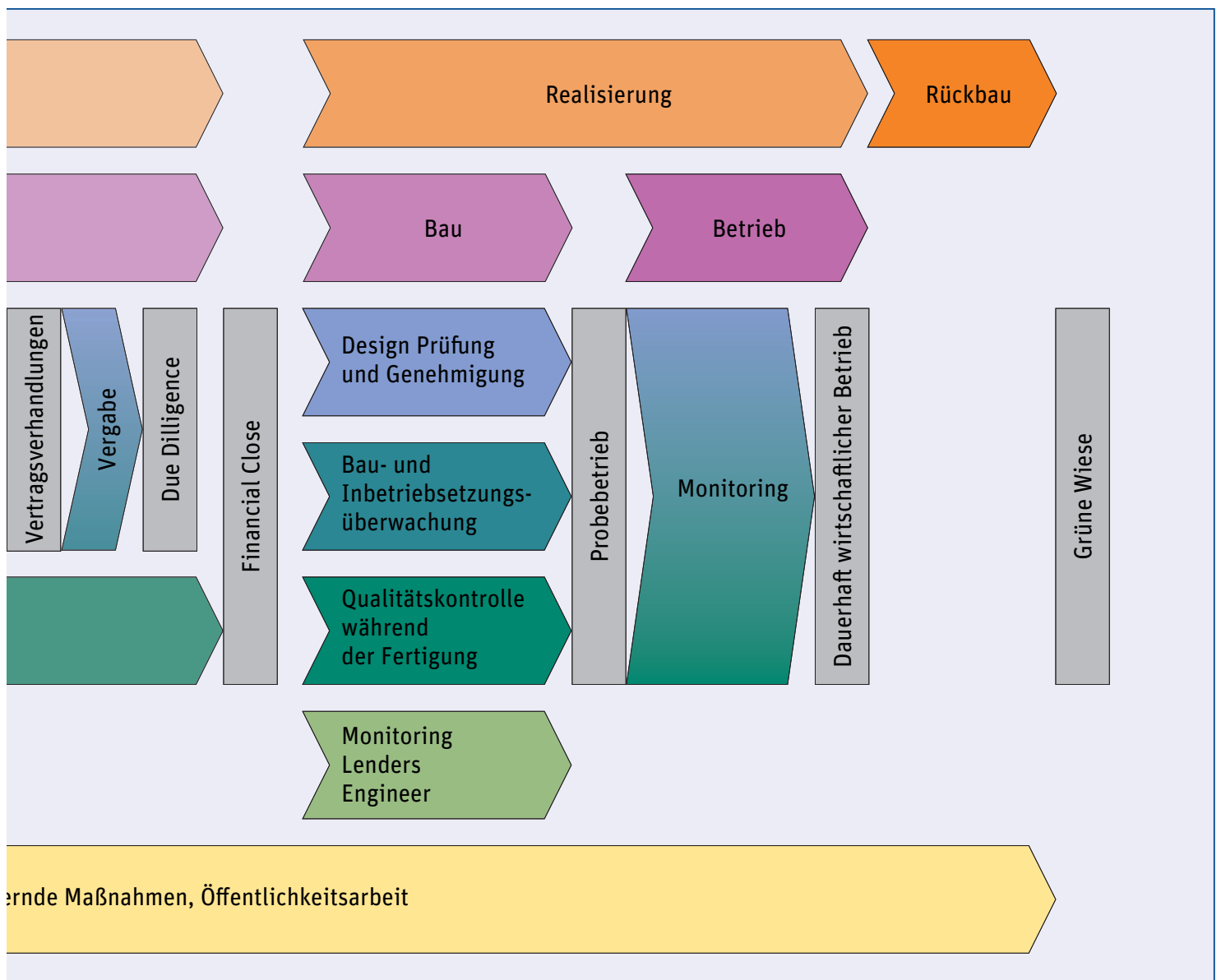
In der Bauphase werden die wesentlichen Aufgaben des ingenieurtechnischen Beraters auf der Baustelle erledigt – zwecks Bau- und Inbetriebnahme-Überwachung sowie im Rahmen der Fertigungskontrolle (Werksabnahmen, Qualitätskontrolle, etc.). Eine wichtige Teilaufgaben in dieser Phase sind aber auch die Prüfung und Genehmigung des Designs und des oder der Kontraktoren bzw. Lieferanten. Üblicherweise wird der so genannte Lender’s Engineer auch nach der Due-Diligence-Erstellung weiter beauftragt und überwacht begleitend Bau und Inbetriebnahme im Auftrag der Banken.

Abb. 4.1: Schematische Darstellung des Projektablaufs | Quelle: VBI



Ab der Einbeziehung der Lieferanten bzw. Kontraktoren in das Projekt fallen weitere erhebliche Ingenieurdienstleistungen bei diesen Projektbeteiligten an, so im Zuge der Angebotserstellung, des Detail-Designs und des eigentlichen Baus, der Montage und der Inbetriebnahme.

Nach erfolgreichem Probebetrieb, dem Ende der Bauphase, beginnt die Betriebsphase, der wirtschaftliche Dauerbetrieb der Anlage. Ingenieure sind hier auf verschiedenen Seiten sowohl in der eigentlichen Durchführung als auch in der Überwachung des Betriebes beteiligt – beim Betreiber, beim Kontraktor, beim Eigentümer und bei den Banken.



Grundsätzlich gehört zu einem nachhaltigen Projektablauf auch der Rückbau, d. h. der Abriss der Anlage und die Umwandlung der genutzten Fläche in Naturfläche, oder aber eine andere wirtschaftliche Nutzung derselben.

Durch den gesamten Projektzyklus zieht sich die Öffentlichkeitsarbeit, verbunden mit akzeptanzsteigernden Maßnahmen. Auch hier ist der Ingenieurtechnische Berater gefragt, z. B. als Vermittler von technischen Sachverhalten oder mit seinem technischen Sachverstand bei Ideenentwicklung, Planung, Genehmigung und Umsetzung von akzeptanzsteigernden Maßnahmen, die mit der Technik verbunden sind.



## 4.2 Potenzialanalyse Erneuerbare Energien

*Andreas Wiese*

Wesentlicher Bestandteil jeder Planung eines Projekts im Bereich der Erneuerbaren Energien ist die Analyse des verfügbaren Potenzials. Dies gilt für alle verschiedenen Ressourcenarten: Globalstrahlung für die Photovoltaik, Direktstrahlung für solarthermische Kraftwerke, Windgeschwindigkeit und damit die im Wind enthaltene Energie für Windparks, Biomasse für Holz(heiz)kraftwerke oder als Grundlage für die Biogas- und Biotreibstoffherstellung, nutzbare geothermische Wärme für Geothermiekraftwerke oder geothermale Wärmepumpen, schließlich für Wassermenge und Fallhöhe zum Antrieb von Wasserkraftwerken.

Im Vergleich zu konventionellen Anlagen, die fossile Energien, also Öl, Gas oder Kohle, nutzen, wird für den Analyseteil des Planungs- bzw. Projektentwicklungsprozesses bei Erneuerbaren Energien vergleichsweise großer Aufwand betrieben, abhängig von der Ressource, die genutzt werden soll. Grund ist eine wesentliche Eigenschaft der wichtigsten Erneuerbaren Energien Wind, Solarstrahlung, und – in eingeschränktem Sinne – auch Biomasse, Geothermie und Wasser: Sie liegen im Gegensatz zu den fossilen Energien in der Regel nicht konzentriert und speicherbar vor, sondern räumlich verteilt und teilweise dazu noch zeitlich fluktuierend.

Für Biomasse gilt deshalb eine Einschränkung, da diese nach Ernte bzw. Sammlung und Vorbehandlung konzentriert und speicherbar in ähnlicher Qualität vorliegt wie fossile Energieträger. Bei der Geothermie kann man zumindest sogenannte Hochenthalpie-Lagerstätten (Lagerstätten mit mehreren hundert Grad heißem Wasser, bzw. Dampf in wenigen hundert Metern Tiefe) als Energievorkommen mit konzentrierter, hoher Energiedichte bezeichnen.

Die Fluktuationen der anderen genannten Erneuerbaren-Energien-Ressourcen haben einen stochastischen und einen deterministischen Anteil (saisonal und tageszeitlich, manchmal sogar mehrjährig deterministisch – z. B. der El Niño-Effekt). Das Verhältnis der deterministischen und stochastischen Anteile zueinander ist abhängig von der Ressource – bei Sonne mehr als bei Wind – und vom Standort: An Küstenwindstandorten finden wir beispielsweise häufig deutlichere Tageszeitgänge vor als an Standorten im flachen Binnenland.

Der Genauigkeitsgrad der Potenzialanalyse hängt von der jeweiligen Projektphase ab: Im Rahmen der ersten Konzeptidee reichen Schätzungen über jahresmittlere Windgeschwindigkeiten oder Globalstrahlungen, gewonnen aus historischen Daten von nahegelegenen Wetterstationen oder aus Literaturquellen. Für eine Machbarkeitsstudie als Grundlage einer Projektfinanzierung sind dagegen eine oder mehrere unabhängige zertifizierte Wind- und Solargutachten notwendig, deren Basis – zumindest bei Wind – mindestens einjährige Messungen am Standort sind.

Bei der Potenzialanalyse unterscheidet man im Wesentlichen

- Erhebung des Potenzials in der Fläche: Ressourcenpotenzialkarten wie Wind und Solarkarten, oder Biomasse-Potenzialerhebungen
- Energieertragungsgutachten an konkreten Standorten

### Ressourcenpotenzialkarten

Am Anfang der Entwicklung der Erneuerbaren Energien in einem Land, einer Region oder Kommune stehen zunächst nur punktuell historische Daten über die Ressourcen zur Verfügung. Diese können z.B. für Wind- und Solarstrahlung von Wetterstationen kommen. Andere Möglichkeiten sind statistische Ämter, Landwirtschaftskammern oder Forstämter, die Informationen über das grundsätzlich verfügbare nachwachsende Biomassepotenzial an Holz, landwirtschaftlichen Abfällen wie Stroh, Bagasse oder ähnliches, oder Statistiken von städtischen Einrichtungen über das biogene Abfallaufkommen bereitstellen können. Bei der Geothermie sind es häufig Daten von Bohrungen für andere Zwecke (z.B. Kohlenwasserstoffexploration), welche die Bedingungen in der Tiefe erfasst haben.

Für eine erste Analyse in der betrachteten Region werden diese Potenziale üblicherweise kartographiert. Oft werden sie heutzutage mit einem sogenannten Geographical Information System (GIS) verarbeitet und visualisiert.

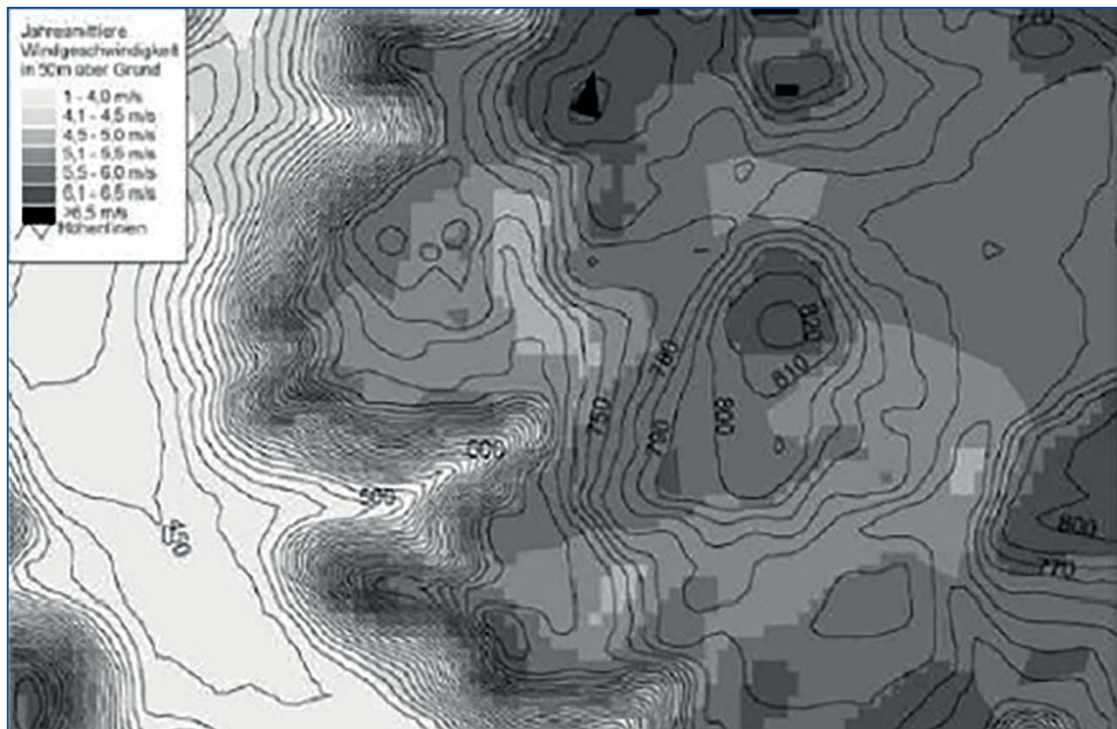


Abb. 4.2: Beispiel für eine Windgeschwindigkeitsverteilung bezogen auf 50 m über Grund im komplexen Gelände /17/

Dabei werden vor allem für die Erstellung von Wind- und Solarkarten, also für fluktuierende Energieträger, teilweise sehr komplexe Berechnungsmodelle eingesetzt. So ist für die Erstellung von Windkarten im komplexen Gelände die Anwendung von sogenannten mesoskalen Strömungsmodellen notwendig. (Bei solchen Modellen wird über den geostrophischen Wind, den Wind in mehreren Kilometern Höhe über Grund, zunächst der bodennahe Wind in einem vorgegebenen Raster - z. B. 1 x 1 km - an jedem Gitterpunkt für verschiedene Höhen berechnet. Anschließend kann diese so gewonnene Windinformation mit langjährig gemessenen Windgeschwindigkeiten in Bodennähe abgeglichen werden.)

### Ertragsgutachten

Im Folgenden sind am Beispiel eines Windgutachtens als Grundlage einer Projektfinanzierung die notwendige Datenbasis und die wesentlichen Arbeitsschritte dargestellt. (Das Vorgehen ist auf andere Erneuerbare-Energien-Ressourcen übertragbar):

- Datengrundlage:
  - Standortdaten: Höhe über NN (wegen Luftdichte und damit Energiegehalt des Windes), Geländerauhigkeit, Topographie
  - Messdaten am Standort für mindesten 12 Monate
  - Langfristdaten an korrelierbaren Standorten für Langfristkorrelation (in der Nähe des Standortes)
  - Falls vorhanden: Temperatur, Feuchtigkeit
- Leistungsumfang des Windgutachtens:
  - Datenvalidierung, Plausibilitätsprüfungen
  - Saisonale und tageszeitliche Ganglinien
  - Vertikales Windprofil
  - Turbulenzanalyse
  - Einteilung des Standorts in geeignete Windklassen
  - Langfristkorrelation
  - Bestimmung der jahresmittleren Windgeschwindigkeit und der Häufigkeitsverteilung der auftretenden Windgeschwindigkeiten, üblicherweise in Form einer Weibullverteilung (Wahrscheinlichkeitsmodellierung)
  - Bestimmung des Energieertrages: Probability of Exceedance (PoE) P 50, P75, P90

Dabei besagt die Probability of Exceedance (PoE), mit welcher Wahrscheinlichkeit ein bestimmter Jahresenergieertrag erreicht wird: So bedeutet beispielsweise ein P90-Wert von 100 GWh/a, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 % am begutachteten Standort mindestens ein Jahresenergieertrag von 100 GWh erreicht wird. Es hängt dann

von der Risikobereitschaft der finanzierenden Bank ab, ob sie den P50, P75 oder P90-Wert als Basis der Finanzierungsberechnung heranzieht.

Solche Windgutachten werden üblicherweise von einem nach DIN ISO/IEC 17025:20051 (Anforderungen an die Kompetenz von Prüflabors, einschließlich durchzuführender Probenahmen) zertifizierten Gutachter erstellt.

## Wind- und Solarstrahlungs-Messkampagnen

Sowohl bei Ressourcenpotenzialkarten als auch bei Ertragsgutachten (die oft als Grundlage für Finanzierungen dienen), stellen Messkampagnen wichtige ingenieurtechnische Aufgaben dar. Zunächst muss das Messequipment, abhängig ob für Solarstrahlung oder für Wind, bestimmte Qualitätszertifikate bzw. Spezifikationen erfüllen. Das gleiche gilt für die aufgebaute Messstation (ein Beispiel zeigt die Abb. 4.3). So gilt z. B., dass eine Windmessung idealerweise in Höhe der Nabe der geplanten Windkraftanlage durchgeführt wird, um eine von Banken akzeptierte Windstudie zu erstellen (mindestens in 2/3 der Nabhöhe). Für die Dauer der Messung gilt: je länger, desto besser, mindestens muss jedoch eine komplette saisonale Periode gemessen werden, und es müssen Daten für eine belastbare Langfristkorrelation vorhanden sein.


	Coordinate system:	UTM / WGS 84 Zone 30	Longitude (x):	655426	Latitude (y):	5462421
	Landowner:		Elevation ASL:	65m	Tower height:	80m
	Manufacturer:	Ammonit	Installation date:	09.01.2011	Tower type:	Teleskop
	Site description:	There are fields and some isolated trees around the tower				
<b>Main Sensors</b>						
	Anemo-meter	Anemo-meter	Anemo-meter	Anemo-meter		
	#1	#2	#3	#4		
Manufacturer:	Ammonit	Ammonit	Ammonit	Ammonit		
Type:	Thies 1st Class	Thies 1st Class	Thies 1st Class	Thies 1st Class		
Programmed in logger:	Yes	Yes	Yes	Yes		
Sensor height (m):	80	78.5	50	30		
Support length (m):	0.75	0.75	0.75	0.75		
Boom height (m):	79.25	77.75	49.25	29.25		
Boom orientation (°):	--	310	314	315		
<b>Other Sensors</b>						
	Vane #1	Vane #2	Thermometer	Hydrometer		
Manufacturer:	Ammonit	Ammonit	Ammonit	Ammonit		
Type:	Thies 1st Class	Thies Compact	Thermo KP	Thermo KP		
Programmed in logger:	Yes	Yes	Yes	Yes		
Sensor height (m):	78.6	30.1	10	10		
Support length (m):	0.75	0.9	0.3	0.3		
Boom height (m):	77.85	29.2	9.7	9.7		
Boom orientation (°):	130	134	1	1		
Deadband orientation (°):	North	North	--	--		

Abb. 4.3: Spezifikation einer Windmessstation (rechts) und aufgebaute Station (links)

Quelle: Dr. A. Wiese

### 4.3 Bedarfsanalyse

*Andreas Wiese*

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der ingenieurtechnischen Planung- und Auslegungsarbeiten einer Anlage zur Nutzung Erneuerbarer Energien ist die Ermittlung des jeweiligen Energiebedarfs bzw. des zukünftigen Verbrauchs oder der Verwendung. Ganz allgemein ist dabei der Bedarf an Energiedienstleistung zu ermitteln, der mit der Anlage zu erbringen ist: Also der physikalische Nutzeffekt, der Nutzwert oder die Vorteile als Ergebnis der Kombination von Energie mit energieeffizienter Technologie und/oder mit Maßnahmen, welche die erforderlichen Betriebs-, Instandhaltungs- und Kontrollaktivitäten zur Erbringung der Dienstleistung beinhalten können /20/. Zum Beispiel wird bei der Bedarfsanalyse ermittelt, an wie vielen Tagen ein warmer Raum mit welcher Temperatur bereitgestellt werden, oder zu welchen Zeiten welcher Raum eine bestimmte Helligkeit besitzen soll.

Da das Ergebnis nicht direkt für die Auslegung einer energietechnischen Anlage genutzt werden kann, beschränkt sich die Bedarfsanalyse üblicherweise auf eine abschätzende Untersuchung der notwendigen elektrischen, thermischen und/oder mechanischen Energie.

Im Sonderfall Deutschland und für EEG-Anlagen stellt sich die Frage der Bedarfsanalyse vorerst noch nicht, denn entsprechend dem EEG muss der eingespeiste Strom abgenommen und vergütet werden. Bei einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung, ohne garantierter Einspeisevergütung, wie auch generell bei volkswirtschaftlichen Betrachtung, ist dagegen die Bedarfsanalyse stets elementare Grundlage der Machbarkeit – ohne Bedarf keine Notwendigkeit einer Regenerativen-Energie-Anlage! Hier muss die Bedarfsanalyse durchgeführt werden und kann zu anderen Ergebnissen führen.

Bei der Energiebedarfsanalyse ist zunächst zu klären, um welches Objekt es sich handelt und welche Detailierungstiefe notwendig ist. So unterscheidet man im Wesentlichen

- Nationale Energiebedarfsanalysen, die z. B. im Stromsektor eine wichtige Information über die zukünftigen Kraftwerkskapazitäten geben;
- Kommunale Energiebedarfsanalysen, in denen der Energiebedarf in einer Kommune ermittelt wird;
- Standortbezogene Energiebedarfsanalysen, z. B. für einen Industriestandort;
- Anlagebezogene Energiebedarfsanalysen, z. B. für einen ganz bestimmten Prozessschritt in einer Chemieanlage oder einer Maschine in einem Industriepark;
- Gebäudeenergiebedarfsanalysen, die üblicherweise mittels moderner Softwareunterstützung den Bedarf an Raumwärme, Warmwasser und elektrischer Energie in Wohn- und Nichtwohngebäuden ermitteln und woraufhin die Gebäudeheizung, ggf. die KWK-Anlage und der Netzanschluss ausgelegt werden.

Bei allen aufgeführten Arten von Energiebedarfsanalysen ist das Vorgehen grundsätzlich ähnlich:

1. Erfassung der Verbraucher, bzw. Verbrauchergruppen (Art, Anzahl, Lage, ...)
2. Ermittlung der Höchstlasten je Einzelverbraucher oder einer typischen Verbrauchergruppe
3. Ermittlung des Verbraucherverhaltens, d.h. hier im Wesentlichen die zeitliche Nachfragecharakteristik
4. Ermittlung des Jahresenergiebedarfs je Verbraucher bzw. Verbrauchergruppe
5. Aggregation der Lasten und Verbräuche
6. Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Ermittlung der gesamten Höchstlast.

Generell unterscheidet sich das Vorgehen der Bedarfsanalyse bei Projekten der Erneuerbaren Energien im Vergleich zu konventionellen nicht. Wichtiges zusätzliches Kriterium ist jedoch die Berücksichtigung der zeitabhängigen Verfügbarkeit der zu nutzenden Erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Zeitabhängigkeit des Bedarfs.

Mit den folgenden Schritten wird die Datengrundlage erstellt, die für die weitere Planung benötigt wird:

1. Strom
  - Jahresstrombedarf
  - Zeitlicher Verlauf
  - Qualität der elektrischen Energie (technische Verfügbarkeit, Ausfallwahrscheinlichkeit, Spannungs- und Frequenzqualität...)
  - Anzahl und Lage der Abnehmer
2. Wärme/Kälte
  - Jahreswärme-/Jahreskältebedarf
  - Temperaturniveau, ggf. Druckniveau
  - Zeitlicher Verlauf
  - Anzahl und Lage der Abnehmer
3. Bei einem typischen Kraftwerksprojekt (Windpark, Wasserkraftanlage, PV-Kraftwerk, CSP-Anlage, thermische EE-Anlage und Geothermieanlage zur reinen Stromerzeugung) Reduktion auf
  - Zu liefernde Leistung
  - Wie viele Stunden im Jahr ist die Leistung zu liefern (Jahresstrombedarf)
  - Einhaltung vorgegebener Netzstandards
4. Bei thermischen Kraftwerken kommen bei Wärmeauskopplung hinzu:
  - Jahreswärmebedarf
  - Zeitlicher Verlauf

Im Folgenden sei dies an einem Beispiel der Versorgung einer Industrieanlage verdeutlicht, deren Energieversorgung vollständig von fossilen Brennstoffen auf Erneuerbare Energien umgestellt werden soll:

Zunächst ist der Bedarf an elektrischer und thermischer Energie sowie an Leistung zu ermitteln. Ebenfalls zu ermitteln sind die nachgefragte Höchstlast und die gesamte jährlich nachgefragte Energiemenge. Für eine überschlägige Berechnung können Jahresdauerlinien verwendet werden, für eine belastbare ingenieurtechnische Auslegung jedoch Tageslastprofile. Üblicherweise werden Letztere mit dem Bedarf an typischen Tagen z. B. typischer Werktag, Samstag, Sonntag, aufgeteilt nach Sommer und Winter, abgebildet. Daraus können dann für die Auslegung der Anlage relevante Parameter ermittelt werden. Diese können sein (je für thermisch und elektrisch): Höchstlast, Jahresenergiebedarf, sechs typische Tagesgänge mit Stundenmittelwerten, eine Jahresdauerlinie.

Die ermittelten Parameter dienen zunächst zur Entscheidungsfindung, welche Erneuerbaren Energieressourcen sinnvollerweise im Energiekonzept überhaupt Verwendung finden und welche nicht. Ist beispielsweise der Energiebedarf im Sommer überdurchschnittlich hoch und der Betrieb arbeitet nur tagsüber, bietet sich eine Teilversorgung mit Photovoltaik eher an als in einer Industrieanlage, die rund um die Uhr läuft und/oder ihren Energiebedarf mehrheitlich im Winter hat. Die Parameter dienen im Weiteren zur Auslegung der Anlage, und dabei insbesondere zur Ermittlung der Residuallast, also der Last, die verbleibt, wenn die jeweils aktuell verfügbare erneuerbare Leistung von der aktuell nachgefragten Last abgezogen wird. Relevant ist dies insbesondere beim elektrischen Energiebedarf, da elektrische Energie nur teuer gespeichert werden kann und daher immer zeitgleich in Kraftwerken bereitgestellt wird, wenn sie benötigt wird, solange es noch keine hinreichenden Speichermöglichkeiten gibt.

Diese Residuallast ist dann entweder durch Bezug elektrischer Energie aus dem Netz zu decken oder lokal durch eine andere Art der elektrischen Energiebereitstellung, die auf der Wandlung eines speicherbaren Energieträgers beruht. Also z.B. ein Blockheizkraftwerk oder eine Gasturbine. In unserem Beispiel, in dem eine Versorgung zu 100 % mit Erneuerbaren Energien verlangt wird, kann dies z. B. ein Biomassekraftwerk sein, oder ein mit Biogas gespeistes Blockheizkraftwerk.

#### **4.4 Planungsprozesse im Bereich Erneuerbarer-Energie-Projekte am Beispiel eines Energienutzungsplans**

*Bettina Dittmer*

Um die Energiewende zum Erfolg zu bringen, bedarf es klar definierter Prozessabläufe. Diese beginnen mit der Festlegung der Ziele, der Definition der unterschiedlichen Bedarfe, schließlich der Voraussetzungen und Bedingungen unter Berücksichtigung von Klimaschutz, Umwelteinwirkungen und Wirtschaftlichkeit. Ziel sollte es sein, die definierten Prozessabläufe in einer Zielvereinbarung zusammenzufassen.

Weiterführend sollte auch der gesamte Lebenszyklus einer Maßnahme von der Erstellung, über die Nutzungszeit bis zum Rückbau einschließlich der Entsorgung und Wiederverwertung berücksichtigt werden. Empfehlenswert ist es auch, über neue Partizipationsinstrumente nachzudenken, deren Einfluss auf den Erfolg eines Projektes nicht zu unterschätzen ist.

Ein Konzept, um die Komplexität der Energiewende auf lokaler Basis in den Griff zu bekommen, stellt der Energienutzungsplan (ENP) dar. Als übergeordneter Planungsrahmen hat er zum Ziel, die Fragen der Energieversorgung und der Umweltverträglichkeit im Rahmen eines Gesamtkonzepts auf kommunaler Ebene zu koordinieren. Anstelle unabhängiger Einzelmaßnahmen ist ein energetisches Gesamtkonzept zu bewerten, in dem die verschiedenen Maßnahmen abgestimmt und vernetzt werden. Ein Energienutzungsplan kann die Basis für ein solches übergreifendes Gesamtkonzept einer energetischen Entwicklung schaffen. Voraussetzung dafür ist jedoch die interdisziplinäre Zusammenarbeit und die Integration aller internen (Träger öffentlicher Belange) und externen Beteiligten (Versorger, Bezirksschornsteinfeger, etc.), der politischen Gremien, Fachplaner, Planungsbüros und der Öffentlichkeit. Ein solches Planungsinstrument wurde bereits in Bayern angewandt und soll hier kurz beschrieben werden.

##### **Prozess und Ablauf eines Energienutzungsplans – Definition**

Der ENP ist ein informelles Planungsinstrument für Regionen, Stadtteile und Gemeinden zum Thema Energienutzung und Energieoptimierung. In Anlehnung an einen Flächennutzungsplan, der die städtebauliche Entwicklung in der Art der Bodennutzung definiert, soll der ENP ein ganzheitliches energetisches Konzept sowie energetische Planungsziele beschreiben – mit dem Ziel, verbraucherseitig Energie einzusparen, die Energieeffizienz versorgungsseitig zu steigern und den Einsatz Erneuerbarer Energien zu integrieren.

Der ENP stellt die zukünftige energetische Entwicklung des Quartiers systematisch dar - unter Einbeziehung des Bestandes, der zu erwartenden Energieverbräuche und der zukünftigen städtebaulichen Planungen. Aufgabe und Ziel des ENP ist es, alle möglichen zur Verfügung stehenden energetischen Potenziale zu verknüpfen, die regionalen



Energieressourcen unter der Berücksichtigung der Umweltverträglichkeit zu einem Gesamtkonzept zu bündeln und die Energieziele für die Allgemeinheit transparent zu machen. Energieeinsparung, Energiesteigerung und die Umstellung auf regenerative Energieträger sollen auf der Grundlage eines ENP aufeinander abgestimmt werden.

#### 4.4.1 Die wesentlichen Planungsprozesse zur Entwicklung eines Energienutzungsplanes

- Phase 1 Grundlagen, Vor-Analyse und Datensammlung
- Phase 2 Bestands- und Potenzialanalyse
- Phase 3 Konzeptentwicklung
- Phase 4 Umsetzung und Beschluss

Wie bereits zu Beginn des Kapitels erwähnt, ist der ENP ein Planungsinstrument, der die Prozesse für ein energetisches Gesamtkonzept bis zu Umsetzung beschreibt. Er bildet die Grundlage für die Umsetzung der Energiewende sowohl von Seiten der Kommunen, als auch der Energieversorger, Investoren und Privatpersonen.

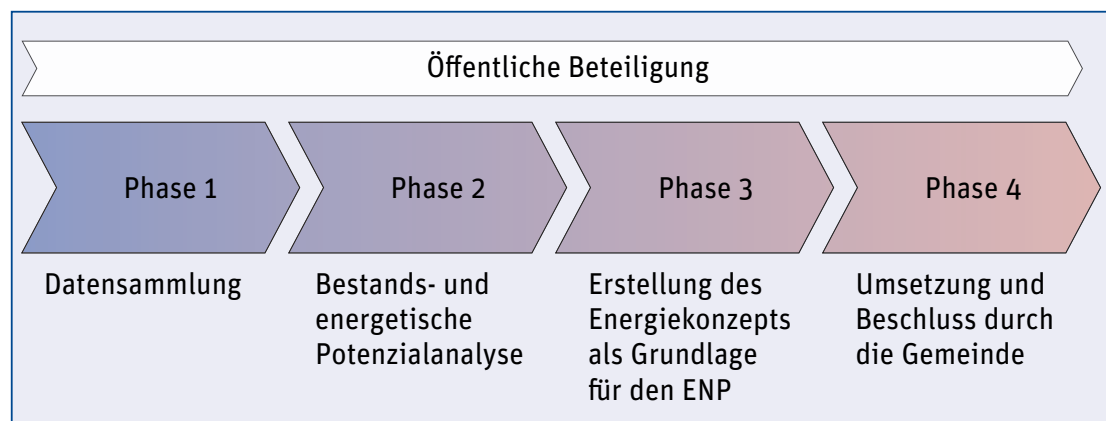


Abb. 4.4: Prozessablauf zur Umsetzung eines Energienutzungsplans

##### 4.4.1.1 Phase 1: Erstellung der Grundlagen, der Vor-Analyse und der Datensammlung

Die vorbereitende Planungsphase stellt einen wesentlichen Schritt des gesamten Planungs- und Realisierungsprozesses dar. Erst die Information über die Abhängigkeiten und Verflechtung der einzelnen Energiekonzepte schafft Transparenz und erhöht die Zustimmung der Öffentlichkeit.

Die raumbezogene Datenerhebung und -sammlung für Region, Gemeinde oder Ortsteil bereitet in diesem Stadium die Grundlage für die darauffolgenden Phasen. Dazu gehören die Zusammenstellung aller für eine Analyse notwendigen Daten wie Flächennutzungs-, Flur- und Bebauungspläne, Begehungen, Liste des kompletten Gebäudebestan-

des, aller öffentlichen Liegenschaften und Betriebe, genehmigungsbedürftiger Anlagen sowie schließlich die Definition weiterer notwendiger Daten.

Das Ergebnis dieser ersten Vorbereitungsphase führt zu einem Bearbeitungsraster, vergleichbar einem Flächennutzungsplan, der als Grundlage für die weiteren Bestands- und Potenzialanalysen im Blick auf ein gemeinsames Energieversorgungskonzept dient.

#### **4.4.1.2 Phase 2: Bestands- und Potenzialanalyse**

Die Bestands- und Potenzialanalyse soll alle energiebezogenen Daten und ihre räumliche Verteilung auf dem zu betrachtenden Gebiet (Gemeinde, Ortsteil, Region) ermitteln und zusammenstellen. Es werden die Energiebedarfe des gesamten Gebäudebestandes, die Infrastruktur der Energienetze und Energiepotenziale erfasst. Bevölkerung und Betriebe werden durch Befragungen mit einbezogen. Ausgehend von der weiteren räumlichen Entwicklung wird die Ist-Analyse durch den zukünftigen Energiebedarf ergänzt.

Das Ergebnis dieser Analyse ist eine detaillierte Datensammlung des (auch energetischen) Bestands eines Gebietes.

#### **4.4.1.3 Phase 3: Konzeptentwicklung**

Im Rahmen der Konzeptentwicklung stehen im Fokus:

- Energieeinsparung (Steigerung der Energieeffizienz)
- Einsatz Erneuerbarer Energien
- mögliche Synergien.

Es wird notwendig werden, auf Basis der Ergebnisse von Bestands- und Potenzialanalyse aus vielen möglichen Versorgungskonzepten sinnvolle Varianten zu entwickeln, ergänzt um die Ergebnisse der Energiebedarfsanalyse einschließlich der Zukunftsszenarien sowie der bereits vorhandenen Infrastruktur und Potenziale für Erneuerbare Energien.

In das Konzept fließen die Erkenntnisse der vorangegangenen Analysen ein über die Teilgebiete:

- die z. B. für die Wärmenetze geeignet bzw. ungeeignet sind und
- wo es besonderen Handlungsbedarf gibt unter Berücksichtigung und Aufzeigen interkommunaler Kooperationsmöglichkeiten, Vorschlägen zu Sanierungsmaßnahmen und effizienten Wärmeversorgungsoptionen bzw. -alternativen.

Die räumliche Zuordnung der Energiepotenziale ist ebenso wesentlicher Bestandteil des Konzeptes wie die Frage der dezentralen oder zentralen Wärmeversorgung eines Gebietes, die im Wesentlichen von der Struktur des Wärmebedarfs abhängt.

Im Sinne einer künftigen nachhaltigen Bebauungsentwicklung ist eine enge Verzahnung der städtebaulichen Planung mit der des Energienutzungsplanes notwendig. Dafür müssen für bestimmte Zeiträume Sanierungs- und Zukunftsszenarien durchgespielt werden. Die Ergebnisse aus den Analysen, Bilanzen, den erarbeiteten Energiekonzepten und Alternativen werden im Energienutzungsplan in Form von Karten und erläuternden Texten zusammengefasst und dargestellt.

#### **4.4.1.4 Phase 4: Umsetzung und Beschluss des ENPs**

Die Umsetzung des ENPs erfolgt über den Beschluss der Kommune und dient als Grundlage für weitere Planungsinstrumente wie Bauleitplanung, Bebauungspläne und städtebauliche Verträge.

Die Akzeptanz durch die Bevölkerung beeinflusst den Erfolg eines solchen Instrumentariums. Diese Akzeptanz hängt letztendlich davon ab, inwieweit sich Bürger und Bürgerinnen mit dem Energienutzungsplan identifizieren und diesen mittragen. Bereits bei der ersten Idee zur Aufstellung eines ENPs sollten möglichst alle Akteure einbezogen werden. Pressearbeit, Akteursmanagement, Informationsveranstaltungen, Bürgerforen und Workshops sind dabei wesentliche Bausteine in einem solchen Erstellungsprozess eines ENPs (siehe Kapitel „4.7 Steigerung der Akzeptanz durch Beteiligung gesellschaftlicher Kräfte und politische Umsetzung“ auf Seite 123).

## 4.5 Bankable Feasibility Study

*Thomas Kraneis*

Die Reihenfolge der Überlegungen und die Durchführung eines Projektes werden bestimmt von der Tragfähigkeit des Projektansatzes. Dabei sind die oben genannten Schritte zu berücksichtigen:

- Projektidee
- Machbarkeit
  - Potenzial
  - Bedarf
- Projektkonzept
- Finanzierungsprüfung
- Planung
- (Internationale) Ausschreibungen
- Genehmigungen
- Vergabe
- Bau der Anlagen
- Betrieb, Wartung und Monitoring
- Rückbau

Alle Projektabschnitte haben ihre eigene Dynamik und Wichtigkeit. Bei der Bankable Feasibility Study (Bank-Machbarkeitsstudie) kommt es darauf an, die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines Projektes zu hinterfragen und entsprechend darzustellen.

Ohne eine Machbarkeitsstudie wird keine Privat- oder Internationale Bank ein Projekt finanzieren. Die Machbarkeitsstudie beinhaltet auch die Darstellung der möglichen Projektrisiken und des möglichen Erfolges. Sie ist deshalb der Grundstein für ein Projekt. Ihr Ziel ist es, das mögliche Projekt auf Wirtschaftlichkeit zu prüfen und – wenn nötig – die Ansätze für die Durchführung zu ändern. Denn fast immer ist es erforderlich Prioritäten und Kriterien der Machbarkeit derart darzustellen, dass Vor- und Nachteile berücksichtigt werden und für das Gesamtprojekt eventuell unnötige Weiterverfolgungen unterbleiben. Das sogenannte Risk Assessment sollte daher auch gewisse „Killing Points“ definieren. Im Rahmen der Bank-Machbarkeitsstudie werden fast immer folgende Aspekte überprüft:

- Ressourcen
- Wirtschaftliche Machbarkeit
- Technische dauerhafte Machbarkeit
- „Good Governance“ (ethisch korrektes Vorgehen) bei der rechtlichen Umsetzung

- Verfügbarkeit der Projektkomponenten

In der Machbarkeitsprüfung wird die Umsetzung der Projektidee auf der Basis nachhaltiger Wirtschaftlichkeit untersucht.

Dabei sind die Kundenbedürfnisse, die verschiedenen Konzepte und die Marktpotenzialanalyse wesentliche Voraussetzungen für eine mögliche Investition und deren Finanzierung. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse betrachtet langfristig die zu tätigen Investitionen unter rechtlichen Rahmenbedingungen.

Nur wenn die genannten Aspekte in der Summe realistisch und positiv dargestellt werden können, ist eine Projektbegründung überhaupt möglich. Diese Projektbegründung wird dann in Bezug auf die zeitliche Umsetzung mit dem Team und den Ressourcen zu betrachten sein.

Dabei müssen Geldmenge und Zeitaufwand von vorneherein realistisch eingeplant werden. Nur wenn diese Umfeld-Aspekte genügend berücksichtigt worden sind, kann ein Banker auf Basis so genannter Projektpuffer eine Entscheidung über ein Projekt fällen.

Bei der Finanzierung durch deutsche oder internationale Institute sind entwicklungspolitische Schlüsselkriterien zu berücksichtigen. Diese werden generell unterteilt in:

- Maßstäbe und Standards
- Relevanz
- Effektivität
- Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkung
- Nachhaltigkeit
- Maßstäbe und Standards

Die Ex-post-Evaluierung eines Einzelvorhabens bildet den letzten Schritt im Zyklus eines FZ-Projekts. Alle Ex-post-Evaluierungen haben einen einheitlichen methodischen Grundansatz: Die tatsächlichen Projektwirkungen (Ist-Werte) werden systematisch den zum Zeitpunkt der Prüfung erwarteten Projektwirkungen (Soll-Werte) gegenübergestellt.

Allerdings ist in vielen Fällen die fachliche und entwicklungspolitische Diskussion weiter gegangen. Deshalb werden zusätzliche Maßstäbe einbezogen, die aus den aktuellen, sektoralen und übersektoralen Förderkonzepten des BMZ, des Partnerlandes und den allgemeinen entwicklungspolitischen Kriterien und Standards abgeleitet sind. Ausschlaggebend für die Beurteilung ist immer der aktuelle Stand der Diskussion („state of the art“).

Um die entwicklungspolitische Wirksamkeit eines Vorhabens zu bewerten, wird es im Hinblick auf fünf Schlüsselkriterien analysiert, auf die sich die internationale Gebergemeinschaft im DAC ( Development Assistance Committee) geeinigt hat: Relevanz, Effektivität, Effizienz, Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkungen, Nachhaltigkeit.

Die ersten vier Schlüsselkriterien werden in der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) zunächst einzeln anhand einer sechsstufigen Bewertungsskala beurteilt. Die Stufen 1 bis 3 kennzeichnen eine „erfolgreiche“, die Stufen 4 bis 6 eine „nicht erfolgreiche“ Bewertung. Für die Nachhaltigkeit gibt es vier Bewertungsstufen. Die Teilnoten für die fünf Schlüsselkriterien werden anschließend nach einer projektspezifisch festzulegenden Gewichtung zu einer Gesamtnote zusammengefasst. Anhand dieser Gesamtbewertung lässt sich auf den ersten Blick erkennen, ob ein Projekt erfolgreich ist und wie hoch der Projekterfolg eingestuft wird.

Während sich die ersten vier Prüfkriterien auf die tatsächliche Situation zum Zeitpunkt der Evaluierung beziehen, beruht die Einschätzung der Nachhaltigkeit auf Erwartungen hinsichtlich des zukünftigen weiteren Verlaufs des Vorhabens und den dabei bestehenden Chancen und Risiken.

### **Relevanz**

Mit der Dimension Relevanz wird beurteilt, inwieweit das Vorhaben an einem wichtigen entwicklungspolitischen Engpass ansetzt (entwicklungspolitische Priorität) und ob es eine eindeutige kausale Beziehung zwischen dem Vorhaben und seinen entwicklungspolitischen Zielen gibt (Validität der Wirkungskette). Zu prüfen ist zudem, inwiefern das Projekt in Einklang mit den (Sektor-)Politiken und Strategien des Kooperationslandes (nationale Pläne, Armutsreduzierungsstrategie) steht - und wie weit es mit der Partnerinstitution, den Zielen und Richtlinien des BMZ und international vereinbarten Standards (internationale Konventionen, Paris Deklaration etc.) harmonisiert.

### **Effektivität**

Der Gesichtspunkt Effektivität beurteilt die tatsächlich eingetretenen Wirkungen eines Vorhabens mit Blick auf den unmittelbaren Nutzen. Die positiv intendierten Wirkungen spiegeln sich in den Projektzielen wider. Damit die Effektivität bewertet werden kann, müssen die Projektziele in konkreten Produktions- und Versorgungsniveaus ausgedrückt und die erwarteten negativen Nebenwirkungen mit akzeptablen Grenzwerten versehen sein. In einem Projekt der kommunalen Wasserversorgung würde das zum Beispiel heißen: Bei Abschluss des Projektes haben 80 Prozent der Einwohner einer Kleinstadt ganzjährig Zugang zu Trinkwasser, wobei in mindestens 95 Prozent der regelmäßigen Wasserproben die WHO-Grenzwerte erfüllt sein müssen. Sofern nicht intendierte (positive/negative) Wirkungen auftreten, werden diese genauso wie die intendierten Wirkungen in die Bewertung der Effektivität einbezogen.

## **Effizienz**

Bei Effizienz geht es um die Wirtschaftlichkeit. Hier wird gefragt, inwieweit die Güter und Dienstleistungen sowie die erzielten Wirkungen mit einem angemessenen betriebs- und volkswirtschaftlichen Aufwand produziert oder erreicht werden. Wichtige Kennziffern sind hierfür die einzel- und gesamtwirtschaftlichen Renditen.

## **Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkungen**

Über den Projektzielen stehen die sogenannten übergeordneten entwicklungspolitischen Wirkungen, also diejenigen Wirkungen, um deretwillen die Vorhaben entwicklungspolitisch gefördert worden sind. Im Falle eines Wasserversorgungsvorhabens steht z. B. nicht der Wasserkonsum der Zielgruppe (direkter Nutzen) im Vordergrund, sondern u. a. der durch die verbesserte Wasserversorgung erreichte Gesundheitseffekt.

## **Nachhaltigkeit**

Nachhaltigkeit ist neben der ökologischen Definition einer der schillerndsten Begriffe in der internationalen entwicklungspolitischen Debatte. Hier wird sie so verstanden: Das Kriterium der Nachhaltigkeit wird erfüllt, wenn der Projektträger und/oder die Zielgruppe in der Lage sind, nach Beendigung der externen finanziellen, organisatorischen oder technischen Unterstützung die Projektaktivitäten eigenständig mit positiven Ergebnissen über eine angemessene Nutzungsdauer weiterzuführen.

## **Euler-Hermes-Export-Garantien**

Die Exportgarantien der Bundesregierung, kurz Euler-Hermes genannt, sichern die Bezahlung von Gütern und Dienstleistungen im Rahmen von Auslandsgeschäften.

Der Rahmen (Höhe und Auswahl der Länder) wird durch den so genannten Interministeriellen Ausschuss – IMA geregelt. Folgende vier Ministerien legen diese Bestimmungen fest:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (federführend)
- Bundesministerium der Finanzen
- Auswärtiges Amt
- Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung.

Die deutsche Wirtschaft versucht zunehmend, Einfluss auf die Höhe der Exportgarantien zu nehmen. Besonders stark in dieser Lobbyarbeit sind der Anlagenbau und die Investitionsindustrie. Die Garantien für Dienstleistungen werden zunehmend in Anspruch genommen. Die Prämien werden risikoorientiert erhoben. In den letzten Jahren konnte die Bundesregierung bei den Prämien einen Überschuss in Milliardenhöhe erzielen.

## 4.6 Kommunaler Klimaschutz am Beispiel von Teltow und Kleinmachnow

Gerhard Hofmann

265 kommunale Klimaschutzprojekte in Deutschland listet das Bundesumweltministerium inzwischen auf. Auf der Internetseite des BMUB sind die Praxisbeispiele übersichtlich zusammengefasst. Sie sollen zeigen, wie es gehen kann; alle geben Anregungen für die eigene Kommune und helfen bei der Planung und Umsetzung.

---

*INGELHEIM - Derzeit erstellt die Stadt Ingelheim gemeinsam mit der Transferstelle Bingen (TSB) ein Konzept zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels „Strategien und Maßnahmen für die Stadt Ingelheim“, das im Rahmen der nationalen Klimaschutzinitiative des Bundesumweltministeriums gefördert wird. Welche Risiken, aber auch Chancen für den Weinbau, die Landwirtschaft und den Ingelheimer Forst durch den Klimawandel spürbar werden, wurde während eines Workshops im Rathaus diskutiert.*

---

Allgemeine Zeitung, Mainz – 2.8.2014

Sogenannte Klimaschutzmanagerinnen und -manager, meist in den Kommunen angestellt oder vertraglich verpflichtet, kümmern sich um die Durch- und Umsetzung der Projekte. Beispiel Teltow und Kleinmachnow am Stadtrand von Berlin mit 24.000, bzw. 20.000 Einwohnern: Hier werden zwei Klimaschutzkonzepte von einer Klimaschutzmanagerin betreut und koordiniert. Es geht beispielsweise um den ÖPNV und die Erstellung eines gemeinsamen Verkehrskonzeptes, aber auch um die Strom- und Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien und den Aufbau regionaler Stadtwerke. Beim kommunalen, bzw. regionalen Klimaschutz muss ständig neu Interesse und Begeisterung für das Thema Klimaschutz geweckt und motiviert werden. Die Kommunalpolitiker, Verwaltungen, Bürgerschaften und kommunale Unternehmen müssen ins Boot geholt werden. Klimaschutz- und Energieberatungsstände auf Messen und anderen Veranstaltungen, auch eigene Informationsveranstaltungen können helfen, Interessierte anzusprechen und Fragen zu beantworten. In Teltow gab es zum Beispiel ein eigenes Veranstaltungsformat: Eine „E-Tour“ mit mehr als 65 Elektrofahrzeugen durch den Landkreis Potsdam-Mittelmark, gemeinsam mit dem Verein „Interessengemeinschaft Elektromobilität Berlin-Brandenburg“ organisiert, machte die Förderung der Elektromobilität in Teltow und Kleinmachnow bekannt und warb gleichzeitig für den Klimaschutz.

Die Lage im Verdichtungsraum Berlin/Potsdam macht Flächen für Windkraftanlagen, Solaranlagen und Biomasse rar und teuer. Umso mehr muss die Photovoltaik für die Dächer propagiert werden. Zudem gibt es hier kurze Wege zwischen Wohnen, Einkaufen, Arbeiten, Leben und Freizeit - diese können und sollten klimafreundlich und CO<sub>2</sub>-sparend mit dem Fahrrad oder dem ÖPNV zurückgelegt werden. Daher müssen Fahrrad-



infrastruktur und ÖPNV-Netz verbessert werden – wichtige Maßnahmen im Rahmen des Kleinmachnow-Teltower Klimaschutzkonzeptes.



Abb. 4.5: Fahrzeug mit Ladesäule | Foto: Gerhard Hofmann, Agentur Zukunft

Hilfreich für die Klimaschutzmanager ist der Austausch mit den Nachbargemeinden in der Region für Diskussion und Entwicklung neuer Ideen. Dabei kann die Unterstützung des Service- und Kompetenzzentrums: Kommunalen Klimaschutz (SK:KK), des Bundesumweltministeriums und der ZukunftsAgentur Brandenburg (auf Landesebene) wertvoll sein. Gerade weil es in Brandenburg bisher noch wenige Klimaschutzmanager gibt, ist die Vernetzung wichtig.

Teltow und Kleinmachnow setzen sich bereits Monate vor Ablauf der dreijährigen Projektlaufzeit mit der Zukunft des Klimaschutzes in der Region auseinander. Das Projekt soll um eine zweijährige Projektphase verlängert werden mit dem Ziel, den Klimaschutz anschließend zu verstetigen und im Stellenplan der Verwaltung zu verankern. In den nächsten zwölf Monaten geht es um die Beantragung einer ausgewählten Maßnahme in der zweiten Förderphase. Nachgedacht wird über die Umrüstung eines Schulgebäudes, um den Energieverbrauch zu senken und Kosten zu sparen, aber auch über ein „Vorbild-Gebäude“ für Demonstrations- und Lehrzwecke.

Bislang ist das Klimaschutzmanagement eine Stabsstelle beim Bürgermeister von Teltow. „Schwerpunkt der nächsten Jahre sollen die kommunalen Gebäude und deren energetische Optimierung sein. Auch die Berücksichtigung des Klimaschutzes in der Bauleitplanung soll verstärkt angegangen werden. Hier liegen noch viele Potenziale“, sagt Katharina List, Klimamanagerin von Teltow und Kleinmachnow. Die „Klimaschutzmanagerin des Monats“ Juli 2014 auf der Homepage des BMUB (<http://www.klimaschutz.de/de/zielgruppen/kommunen/praxisbeispiele/klimaschutzmanager-des-monats/liste/nahaufnahme-klimaschutz-katharina-list-teltow-und-kleinmachnow>) hat Geographie, Climate Change and Risk Management studiert und wurde auf der Grundlage von zwei verschiedenen Klimaschutzkonzepten eingestellt. Ihre Arbeit besteht in allgemeinen Verwaltungstätigkeiten, der Beantragung und Verwaltung von Fördermitteln oder auch der Öffentlichkeitsarbeit. List: „Als eine der wichtigsten Qualifikationen für meine Arbeit sehe ich die Kommunikationsfähigkeit an“.

Weitere Beispiele für unterschiedlichste kommunale Klimaschutzkonzepte (zufällige Auswahl):

- „Nachhaltiges Wirtschaften“ – ein Kooperationsprojekt der Stadt Heidelberg
- 100 EnergiePlusHäuser in Dortmund
- 85 % weniger schädliche CO<sub>2</sub>-Emissionen in Giebelstadt (Bayern)
- Landkreis Gotha: Pionierleistungen für den Klimaschutz in der Region
- Hameln im Hier und Heute: Mit dem Fahrrad in eine klimafreundliche Zukunft
- Modernisierte Schulbeleuchtung in Hettstedt (Sachsen-Anhalt): Ein Plus für den Klimaschutz und das Lernklima
- „Zwei-zwei-zwei“: Die Karlsruher Formel für den Klimaschutz.

---

*„Mit Beginn des Jahres 2015 können Städte und Gemeinden wieder Zuschüsse für Klimaschutzprojekte im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative beantragen. Das Bundesumweltministerium hat die Kommunalrichtlinie novelliert und im Bundesanzeiger veröffentlicht. Die so genannte Richtlinie zur Förderung von Klimaschutzprojekten in sozialen, kulturellen und öffentlichen Einrichtungen wird für die Jahre 2015 und 2016 gelten. Damit haben die Kommunen Planungssicherheit für neue Förderprojekte und können jetzt schon ihre Anträge für das nächste und das übernächste Jahr vorbereiten.*

*Die Kommunalrichtlinie eröffnet Städten und Gemeinden den Zugang zu vielen Instrumenten für den kommunalen Klimaschutz: Kommunen, die beim Klimaschutz noch am Anfang stehen, können eine Einstiegsberatung beantragen. Auch bei der Erstellung von umfassenden Klimaschutzkonzepten und themenbezogenen Teilkonzepten ist eine Förderung möglich, beispielsweise für klimafreundliche Mobilität, Flächen-*

*management oder die energetische Sanierung eigener Liegenschaften. Neu geschaffene Stellen von kommunalen Klimaschutzmanagerinnen und Klimaschutzmanagern sind ebenfalls förderungswürdig.*

*Außerdem bietet die Kommunalrichtlinie finanzielle Unterstützung für Investitionen, zum Beispiel für den Einbau hocheffizienter LED-Beleuchtungs-, Steuer- und Regelungstechnik im Innenbereich oder für den Austausch von Lüftungsanlagen. Im Bereich der nachhaltigen Mobilität werden die Verbesserung des Alltagsradverkehrs, z.B. durch den Aufbau von Mobilitätsstationen und die Verbesserung von Wegweisungssystemen, im Vordergrund stehen.*

*Förderanträge können in den Jahren 2015 und 2016 jeweils vom 1. Januar bis zum 31. März beim Projektträger Jülich eingereicht werden.“*

---

Pressemitteilung des BMUB vom 16.09.2014

Hinweis: Jedes Jahr richtet das Bundesumweltministerium gemeinsam mit dem „Service- und Kompetenzzentrum: Kommunaler Klimaschutz“ den Wettbewerb „Kommunaler Klimaschutz“ aus. Die Gewinnerkommunen erhalten je 30.000 Euro für besonders vorbildliche Projekte zur Umsetzung von Klimaschutz vor Ort.

## 4.7 Steigerung der Akzeptanz durch Beteiligung gesellschaftlicher Kräfte und politische Umsetzung

Arne Höllen

---

*„Der Parlamentarische Staatssekretär beim Bundesminister für Wirtschaft und Energie, Uwe Beckmeyer, hat heute rund 120.000 Unterschriften von Bürgerinitiativen aus Bayern gegen die Gleichstrompassage Süd-Ost entgegengenommen. Im Bundesbedarfsplan, der den Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz abbildet, ist diese Leitung als sogenannter ‚Korridor D‘ aufgenommen und stellt ein vordringliches Netzausbauvorhaben dar. Die Trasse führt über eine Gesamtlänge von ca. 450 km von Sachsen-Anhalt nach Bayern. Die Leitung sollte dazu dienen, Engpässe im Stromtransport zu vermeiden und zur Netzstabilität beitragen. Staatssekretär Beckmeyer: ‚Aus Sicht der Bundesregierung ist es wichtig, die Bevölkerung frühzeitig und umfassend in die Planungen für den Netzausbau einzubinden. Das haben wir auch gesetzlich festgeschrieben. Wir nehmen die Sorgen der Menschen vor Ort sehr ernst.‘“*

---

Pressemitteilung des BMWi vom 28.5.2014, [www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=640434.html](http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=640434.html)

Akzeptanz hängt immer ab von Personen, die in irgendeiner Weise betroffen sind oder es zu sein glauben. Bei den Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien, der Speicherung oder dem Netzausbau lässt sich nichts verstecken oder hinter Mauern verbergen. In der Natur ist die Energiedichte eben nicht so hoch, wie wir es von den fossilen Energieträgern kennen. Zwar strahlt die Sonne im Jahresdurchschnitt 1.000 kWh auf jeden Quadratmeter in Deutschland, doch lässt sich durch nachhaltige Forstwirtschaft beispielsweise höchstens 1% davon in trockene hölzerne Biomasse umwandeln. Es werden also schlicht Flächen benötigt.

Einzelaspekte eines Projekts können bei ungeschickter Kommunikation schnell überbewertet werden. Falls die öffentliche Meinung soweit kippt, dass auch die Politik den Weg des geringeren Widerstands geht, kann das auch das Aus für das Projekt bedeuten.

Von daher ist es nicht unklug, eine professionelle Kommunikation der technischen, besonders aber auch der nichttechnischen Sachverhalte auf die Beine zu stellen und sich am öffentlichen Diskurs zu beteiligen. Technische Sachverhalte zu objektivieren, nachvollziehbar und verständlich aufzubereiten, muss einer der obersten Grundsätze der Kommunikationsstrategie sein. Klar sollte natürlich auch sein, dass der gesamte Prozess nicht erst mit Beginn des Projekts einsetzt. Vielmehr muss ein solcher Prozess bereits vor Anfang der Planung starten, denn nichts ist ungeschickter, als auf dem zweiten Platz zu starten oder in eine Position zu rutschen, in der man sich rechtfertigen muss. Dann steht man in der Öffentlichkeit als jemand da, der a) etwas verschwiegen hat, oder b) als jemand, der etwas im Nachhinein schön reden möchte.

## **Offenheit und Transparenz**

Warum also nicht bereits von Anfang an ganz offensiv mit der Idee in die Öffentlichkeit gehen und dafür werben? Dabei ist die Unterstützung durch die Politik wichtig, Offenheit und Transparenz bilden ebenso eine starke politische Komponente. Immer muss es darum gehen, Menschen durch eigene Einsicht für ein Projekt zu gewinnen – nie sollte es als einziger möglicher Weg, womöglich noch mit dem Adjektiv „alternativlos“ propagiert werden.

Sicherlich erfordert das einen gewissen Aufwand, und er erfordert auch von manch einem am Projekt Beteiligten, einmal über seinen Schatten zu springen und einfache Fragen zu beantworten. Helfen sollten aber die Grundsätze, dass es keine dummen Fragen gibt, dass es auf einfache Fragen auch einfache Antworten gibt und jeder ein Recht auf die Beantwortung seiner Fragen hat. Das zu verinnerlichen, ist wichtig, denn nichts verhindert bei Betroffenen Akzeptanz mehr, als wenn sie vor den Kopf gestoßen werden. Dadurch tut man sich nicht nur keinen Gefallen, sondern – schlimmer – man schafft sich Gegner.

## **Akzeptanz durch Beteiligung**

Nichts ist aber auch für einen Planer ernüchternder, als mit den fertigen Planungen gegen eine unsichtbare Wand zu rennen. Einzusehen, dass die Betroffenheit einzelner oder vieler ein legitimes Anliegen ist, fällt nicht jedem leicht. Erste Lektion ist es also, den von dem Projekt mehr oder weniger Betroffenen eine Möglichkeit der Partizipation zu geben - Akzeptanz durch Beteiligung. Dies können Teile des Projekts sein, die nicht zwingend etwas mit dem Kern zu tun haben müssen, es kann auch schlicht um Ausgleichsmaßnahmen oder ähnliches gehen. Die Betroffenen können sich auch dadurch ernst genommen fühlen, dass wissenschaftliche Untermuerung, Gegengutachten oder Studien ganz bewusst bei denjenigen in Auftrag gegeben werden, die üblicherweise für die andere Seite arbeiten.

---

*„Pumpspeicherkraftwerk erhitzt Gemüter: Das Münchner Technologieunternehmen Vispiron will am knapp 1.300 m hohem Berg Osser im Bayerischen Wald ein Pumpspeicherkraftwerk errichten. Die Firma Vispiron informierte erstmals über geplante Anlage am Osser. Geplant seien Investitionen in Höhe von rund 100 Millionen Euro. Die Einbeziehung von Pumpspeicherkraftwerken in das Gesamtkonzept der Energiewende sei zwingend notwendig, um den steigenden Bedarf von Regelenergie zu decken, argumentiert Vispiron. Das sehen die Gegner des Pumpspeicherkraftwerkes anders. Sie fürchten die Zerstörung der einzigartigen Landschaft im Ossergebiet, eine Geruchsbelästigung durch die Industrieanlage und möglicherweise sogar eine Gefährdung des Trinkwassers. Ende Mai wurden dem Generalvikar der Diözese Regensburg, Michael Fuchs, 5500 Unterschriften gegen das Kraftwerk überreicht. Denn die Kirche ist wichtiger Grundstücksbesitzer, ohne den nicht gebaut werden kann.“*

---

MBZ, 7. Juni 2014

### **Instrumente für den Diskurs**

Nichts geht jedoch über den direkten persönlichen Dialog, der geschickt organisiert werden muss, also beispielsweise Sprechstunden, Hausbesuche, Informationsveranstaltungen, Foren, oder ähnliches. Im direkten Austausch wird das Warum schnell klar, Scheinargumente von Gegnern laufen ins Leere.

In der Vergangenheit ist oft regelmäßig versucht worden, die Öffentlichkeit über die herkömmlichen Printmedien zu informieren; teilweise versucht man das heute noch meist zu spät und wundert sich bei Beginn des Projekts über den Gegenwind. Doch längst gibt es ja auch andere Möglichkeiten der Kommunikation. Neben der klassischen Information per Email oder RSS-Feed sollte die Einrichtung einer Website mit den aktuellen Informationen, Details zu den Planungen, dem aktuellem Fortschritt, vielleicht auch Videos von allen Details Standard sein. Vielleicht auch ein eigenes Blog oder eine editierbare Website. Mit den entsprechenden Erfahrungen ist so etwas wesentlich un-aufwändiger als viele denken. Auch NGO können und sollten so früh wie möglich in den Dialog einbezogen werden.



Abb. 4.6: Eines der bekanntesten Beispiele für eine unzureichende Einbeziehung der Öffentlichkeit bei großen Infrastrukturprojekten ist Stuttgart 21, das Foto zeigt eine Kundgebung gegen das Projekt am 13. August 2010 auf dem Marktplatz Stuttgart | Foto: Wikipedia – Public Domain (M. Bartoli)

Darüber hinaus können Informationen in eine ganze Reihe sozialer Netzwerke eingespeist und diskutiert werden. Hier sollte man sich allerdings einiger auf seiner Seite stehender Mitdiskutanten versichern, welche die eigenen Argumente unterstützen, denn sonst kann man durchaus auch hier verlieren. Allerdings geraten solche Diskussionen erfahrungsgemäß schnell in Vergessenheit, wesentlich schneller jedenfalls, als die öffentliche Meinung zu einem Projekt kippt. Auch hier gilt allerdings: Je öfter man bei Diskussionen verliert, desto sicherer kippt die Stimmung.

## 5 Wirtschaftlichkeit und Finanzierung

---

*„Wenn Buffett seiner Ankündigung, 22 Milliarden in Erneuerbare Energien zu investieren, wirklich Taten folgen lässt – und vieles spricht dafür – könnte er zum wiederholten Mal einen Trend für Investoren markieren. Denn tatsächlich entfalteten bereits bisher viele seiner Entscheidungen Signalwirkungen.*

*So wird die Erneuerbare-Energien-Branche jetzt sehr wahrscheinlich durch Buffetts Ankündigung von Milliarden-Investitionen einen Schub erfahren.“*

---

09.06.2014, [www.solarify.eu](http://www.solarify.eu)

### 5.1 Kosten der Erneuerbaren Energien im Vergleich

*Andreas Wiese*

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg erstellt wiederholt vergleichende Analysen der Kosten von Erneuerbaren Energien. Darin werden unter miteinander vergleichbaren Annahmen für jede Technologie die Investitionen sowie die jährlichen fixen und variablen Kosten der Anlagen für Betrieb, Wartung, Instandhaltung Reparaturen und Versicherungszahlungen ermittelt. Außerdem wird auf der Basis des aktuellen Standes der Technik die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung (bzw. Wärmeengewinnung oder Endenergiebereitstellung) für jede Technologie abgeschätzt. Auf dieser Basis können anschließend die Levelized Costs of Electricity bzw. Energy (LCOE) berechnet werden. Dies erlaubt üblicherweise in ersten Kalkulationen einen Vergleich verschiedener Optionen für die Deckung des Energiebedarfs an einem Standort.

Bei Erneuerbaren Energien sind vor allem die Investitionen und die jährlich bereitgestellte Energie wesentlich für den Vergleich. Die jährlichen Kosten spielen – da, mit Ausnahme der Biomasse, keine Brennstoffkosten anfallen – oft nur eine untergeordnete Rolle, zumindest wenn man dies im Vergleich zu konventionellen Technologien betrachtet.

In /18/ sind die Ergebnisse für das Jahr 2013 zusammengestellt. In der Tabelle Abb. 5.1 auf Seite 128 sind die Ergebnisse der Investitionskosten vergleichend gegenübergestellt. Demnach liegen beispielsweise bei der Photovoltaik die Investitionen zwischen 1.000 bis 1.400 Euro pro Kilowatt und bei CSP mit Speicherung zwischen 5.200 bis 6.600 €/kW. Der Vergleich mit den Bandbreiten für die konventionelle Stromerzeugung zeigt, dass einige Erneuerbare Energien, wie die Photovoltaik, in einer ähnlichen Bandbreite liegen, andere hingegen deutlich darüber (z. B. CSP)



Anders sieht der Vergleich zur Kernkraft aus: Nach einer Studie von Moody's liegen 2012 die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke bei bis zu 4.900 €/kW, das Angebot für zwei neue Reaktoren im Kernkraftwerk Darlington zwischen 4.650 €/kW (EPR) und 6.850 €/kW (Advanced CANDU Reactor) – Quelle: Wikipedia. Die Erneuerbaren Energien sind also durch deutlich niedrigere spezifische Investitionskosten gekennzeichnet als die Kernenergie. Im Vergleich zu fossilen Kraftwerken können sie in vielen Fällen in einer ähnlichen Bandbreite liegen.

[€/kWp]	PV klein	PV groß	PV Fläche	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	CPV
Investment 2013 niedrig	1.300	1.000	1.000	1.000	3.400	3.000	1.400
Investment 2013 hoch	1.800	1.700	1.400	1.800	4.500	5.000	2.200

[€/kWp]	CSP-Parabol ohne Speicher	CSP-Parabol mit 8h-Speicher	CSP-Fresnel ohne Speicher	CSP-Turm mit 8h-Speicher	Braunkohle	Steinkohle	GuD
Investment 2013 niedrig	2.800	5.200	2.500	6.000	1.250	1.100	550
Investment 2013 hoch	4.900	6.600	3.300	7.000	1.800	1.600	1.100

Abb. 5.1: Investitionen im Kraftwerksbau pro kW /18/

Dieser pure Vergleich der spezifischen Investitionen ist aber kaum aussagekräftig. Wichtig ist weiterhin, wieviel Strom mit der Anlage im Jahr produziert werden kann. Die Annahmen hierzu aus der gleichen Studie zeigt die folgende Tabelle. Demnach produziert eine 1-kW-Photovoltaikanlage an Standorten in Deutschland nur zwischen rund 1.000 und 1.190 kWh im Jahr. In Südspanien produziert die gleiche Anlage schon fast 1.700 kWh jährlich, während eine CSP Anlage mit Speicher fast 4.000 kWh pro Jahr elektrische Energie bereitstellen kann – ebenfalls rechnerisch zum Vergleich bezogen auf 1 kW installierte Leistung, denn sie haben keine naturgegebenen Stillstandszeiten wie z. B. Windkraftwerke oder Solaranlagen, die bei Windstille oder im Dunkeln keine elektrische Energie liefern.

Mit fossilen Brennstoffen oder mit Kernenergie befeuerte Grundlastkraftwerke können deutlich mehr elektrische Energie im Jahresdurchschnitt bereitstellen – teilweise bis zu 8.000 kWh je kW installierte Leistung.

<b>PV-Anlage (Standardmodule)</b>	<b>Einstrahlung auf PV-Module bei optimalem Neigungswinkel</b>	<b>Stromerzeugung pro 1 kWp</b>
Deutschland Norden (Globalstrahlung 1.000 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.150 kWh/m <sup>2</sup> a	1.000 kWh/a
Deutschland Mitte und Osten (Globalstrahlung 1.050 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.200 kWh/m <sup>2</sup> a	1.040 kWh/a
Deutschland Süden (Globalstrahlung 1.200 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.380 kWh/m <sup>2</sup> a	1.190 kWh/a
Südfrankreich (Globalstrahlung 1.450 kWh/m <sup>2</sup> a)	1.670 kWh/m <sup>2</sup> a	1.380 kWh/a
Südspanien (Globalstrahlung 1.800 kWh/m <sup>2</sup> a)	2.070 kWh/m <sup>2</sup> a	1.680 kWh/a
MENA (Globalstrahlung 2.000 kWh/m <sup>2</sup> a)	2.300 kWh/m <sup>2</sup> a	1.790 kWh/a

<b>Windenergieanlage (2 – 5 MW)</b>	<b>Wind-Volllaststunden</b>	<b>Stromerzeugung pro 1 kW</b>
Onshore: Binnenland Deutschland (Windgeschwindigkeit 5,3 m/s; 130 m Nabenhöhe)	1.300 h/a	1.300 kWh/a
Onshore: Küstennahe/windreiche Standorte Deutschland (Windgeschwindigkeit 6,3 m/s; 80 m Nabenhöhe)	2.000 h/a	2.000 kWh/a
Onshore: Atlantikküste UK (Windgeschwindigkeit 7,7 m/s; 80 m Nabenhöhe)	2.700 h/a	2.700 kWh/a
Offshore: geringe Entfernung von Küste (Windgeschwindigkeit 7,9 m/s; 80 m Nabenhöhe)	2.800 h/a	2.800 kWh/a
Offshore: mittlere Entfernung von Küste (Windgeschwindigkeit 8,7 m/s)	3.200 h/a	3.200 kWh/a
Offshore: größere Entfernung von Küste (Windgeschwindigkeit 9,5 m/s)	3.600 h/a	3.600 kWh/a
Offshore: sehr gute Standorte (Windgeschwindigkeit 10,3 m/s)	4.000 h/a	4.000 kWh/a

<b>CSP-Kraftwerk (100 MW)</b>	<b>Direktnormstrahlung (DNI)</b>	<b>Stromerzeugung pro 1 kW*</b>
Parabolrinnen mit Speicher (Südspanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	3.300 kWh/a
Parabolrinnen mit Speicher (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	4.050 kWh/a
Fresnel (Südspanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	1.850 kWh/a
Fresnel (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	2.270 kWh/a
Solarturm mit Speicher (Südspanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	3.240 kWh/a
Solarturm mit Speicher (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	3.980 kWh/a

\*zusätzlich abhängig von Speichergröße

CPV-Kraftwerk	Direktnormstrahlung (DNI)	Stromerzeugung pro 1 kW
CPV (Südspanien)	2.000 kWh/m <sup>2</sup> a	1.560 kWh/a
CPV (MENA)	2.500 kWh/m <sup>2</sup> a	2.000 kWh/a

Abb. 5.2: Jahresstromerzeugung verschiedener Erneuerbarer Energien Erzeuger /18/

Auf der Basis der LCOE (siehe oben) können die Technologien eher miteinander verglichen werden. Dies zeigt die folgende Abbildung aus der gleichen Studie. Demnach liegen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von Photovoltaik in Deutschland zwischen 8 und 14 Ct/kWh, für die Erneuerbaren in Deutschland insgesamt zwischen etwa 5 und 21 Ct/kWh und für die zum Vergleich dargestellte Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken zwischen 4 und 10 Ct/kWh.

Wichtig ist, dass dieser Vergleich die Qualität der bereitgestellten Energie außer Acht lässt, so z. B. den wichtigen Aspekt der sicheren Verfügbarkeit der elektrischen Leistung zu jedem Zeitpunkt.

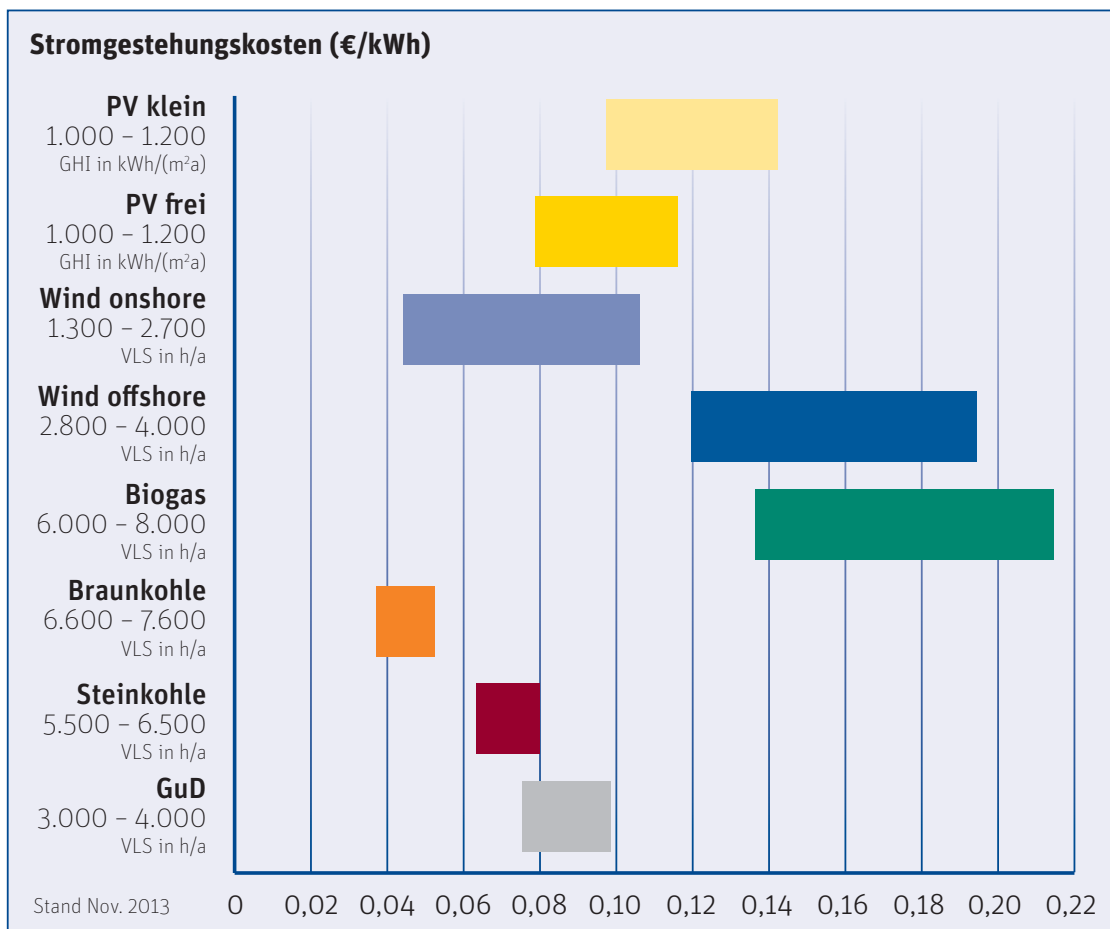


Abb. 5.3: Die Zahlen unter der jeweiligen Technologie geben die jährlich geleisteten Volllaststunden an – bei Solaranlagen ist es die Stromausbeute pro Quadratmeter /18/

## 5.2 Projektfinanzierung und ingenieurtechnischer Beitrag

Erneuerbare-Energieprojekte werden weitestgehend privat finanziert. Zwar werden viele mit öffentlichen Mitteln und Trägern durchgeführt, jedoch beschränkt sich dies entweder auf eine Markteinführungsphase und/oder auf wenige Teilmärkte. Private Finanzierungen erfordern zudem einen durch den Staat zu schaffenden regulatorischen Rahmen. Dieser muss so beschaffen sein, dass Erneuerbare Energien den ihnen zugeordneten Anteil am Energiemix einzelbetriebswirtschaftlich und volkswirtschaftlich auch tatsächlich erhalten können. Das schließt oft auch ein, dass Fördergelder für privat finanzierte Projekte direkt (z. B. durch Investitionskostenzuschüsse) oder indirekt (z. B. durch eine staatlich garantierten Einspeisevergütung wie im EEG vorgeschrieben) vorhanden sind, oder dass regulatorische Mechanismen gewisse Anteile Erneuerbarer Energien an der Versorgung vorschreiben oder begünstigen.

Wenn wir von großen privat finanzierten Projekten sprechen – und nur dieser Fall wird im Folgenden betrachtet, werden diese Projekte im Bereich Erneuerbarer Energien sehr oft nach dem Projektfinanzierungsansatz finanziert. Unter dem Begriff „Projektfinanzierung“ wird die Finanzierung einer wirtschaftlich und zumeist rechtlich abgrenzbaren, sich selbst refinanzierenden Wirtschaftseinheit von begrenzter Lebensdauer verstanden. Die Projektfinanzierung bildet damit den Gegenentwurf zum sogenannten Corporate Credit Rating Based Financing. Die Finanzmittel werden demnach weder in der klassischen Form der auf die Bonität des Bestellers gerichteten Auftragsfinanzierung noch in Form einer projektbezogenen und direkt auf die Bonität der beteiligten Sponsoren abzielenden Finanzierung aufgebracht, sondern in Abhängigkeit von der erwarteten Projektwirtschaftlichkeit bereitgestellt. Bei einer Projektfinanzierung handelt es sich also um eine Art der finanziellen Abwicklung, bei der sämtliche Kosten – z. B. die Betriebskosten und der Kapitaldienst – allein und vollständig aus dem Cash Flow des Projektes bedient werden. Die Projektrisiken werden explizit verschiedenen Projektbeteiligten zugewiesen (Risk Sharing). /25/

Abbildung 3 zeigt die wesentlichen Beteiligten bei einem projektfinanzierten Vorhaben. Zentral ist die Projektgesellschaft, die alle Projektrechte hält und die während der Projektentwicklung gegründet wird. Deutlich werden auch die verschiedenen Rollen, die ein Ingenieur innerhalb dieser Struktur wahrnehmen kann: z. B. als Owner's Engineer der Projektgesellschaft, als Investor's Engineer oder Bank's Engineer der Eigenkapital- und Fremdkapitalgeber, auf der EPC-Seite oder im Betrieb.

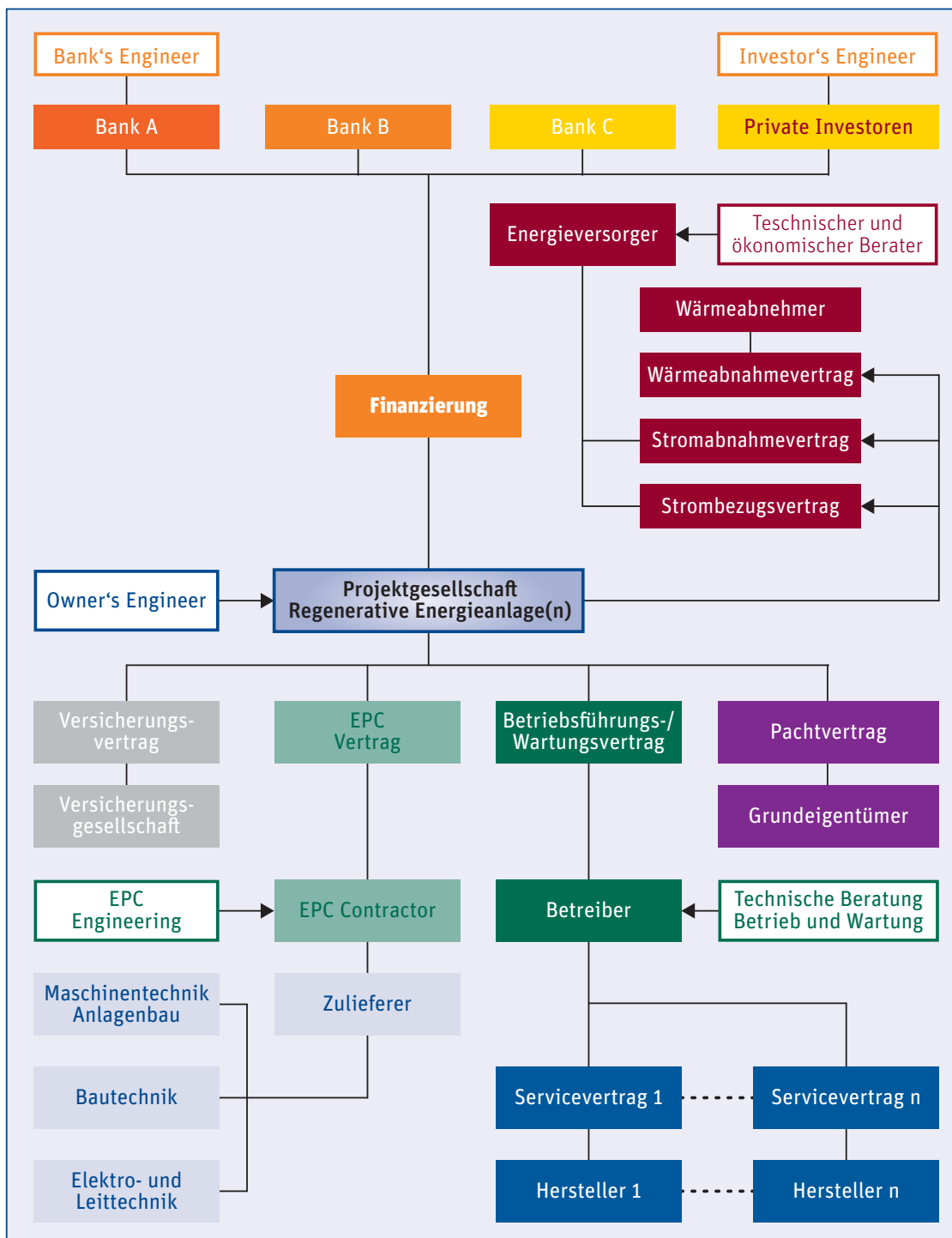


Abb. 5.4: Organisation eines projektfinanzierten Vorhabens aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien mit den wesentlichen Beteiligten (Darstellung aus ingenieurtechnischer Sicht, weitere Expertise wie für Versicherung, Recht, Ökonomie sind an geeigneter Stelle einzubinden) | Quelle: Dr. A. Wiese

Unabhängig ob Projektfinanzierung oder eine andere Art der Finanzierung – die Phase der Projektentwicklung Erneuerbarer Energien gliedert sich in mehrere Projektentwicklungsschritte, die teilweise parallel bzw. zeitlich überlappend verwirklicht werden:

- Projektidee
- Machbarkeit
  - Potenzial
  - Bedarf
- Projektkonzept
- Finanzierungsprüfung
- Planung
- (Internationale) Ausschreibungen
- Genehmigungen
- Vergabe
- Bau der Anlagen
- Betrieb, Wartung und Monitoring
- Rückbau

Die Projektentwicklung beginnt also mit der ersten Projektidee und endet, wenn beim bau- und finanzierungsreifen Projekt ein Zeitpunkt erreicht wird, der üblicherweise aus Finanzierungssicht als Financial Close (siehe oben) bezeichnet wird.

Der Financial Close ist damit definiert als der Zeitpunkt einer Vereinbarung zweier oder mehrerer Parteien – den Eigentümern bzw. Eigenkapitalgebern und der Projektgesellschaft auf der einen Seite und den Kreditgebern, Banken auf der anderen Seite – zu dem alle Konditionen für Auszahlungen an die Projektgesellschaft erfüllt und alle Dokumente ordnungsgemäß registriert und rechtskräftig sind.

Das Kernziel der Projektentwicklung ist die Entwicklung des baureifen und finanzierungsreifen Projektes. Zur Erreichung dieses Zieles sind für die Projektentwicklung viele Aufgaben zu erfüllen:

- Technische Planung der Anlage in ausreichender technischer Tiefe; bei Erneuerbaren Energien schließt diese insbesondere auch die Bestandsaufnahme, Erfassung und Analyse der Ressourcenverfügbarkeit und die möglichst genaue Prognose dieser Verfügbarkeit über die gesamte Betriebsdauer der Anlage ein.
- Erhalt aller erforderlichen Genehmigungen – wie Baugenehmigung, Umweltgenehmigungen; bei Erneuerbaren-Energie-Projekten spielen im Zusammenhang mit der Umweltgenehmigung folgende Kriterien eine Rolle:
  - visueller Einfluss (u. a. bei Windparks),
  - Einfluss auf Flora und Fauna (z. B. Vögel bei Windparks),

- Schäden durch Hebung oder Senkung des Untergrundes und seismische Ereignisse (vor allem bei Geothermie),
- Nachhaltigkeit der genutzten Biomasse,
- Entsorgungswege bei der Verwendung von Materialien mit hoher Umweltrelevanz im Schadensfall (z.B. bei bestimmten Solartechnologien wie etwa Cadmiumtellurid),
- Einflüsse aus großflächigen Anlagenbauwerken,
- Geräuschemissionen beim Betrieb.
- Abstandsregel bei Windanlagen (Durch die so genannte Länderöffnungsklausel im EEG 2014 wird den Bundesländern die Option eingeräumt, länderspezifische Regelungen über Mindestabstände zwischen Windenergieanlagen und Wohnbebauungen festzulegen.)
- Abhängig von der vorgesehenen Technologie können weitere, spezielle Genehmigungen erforderlich sein, z.B. für geothermische Anlagen (Aufsuchungsgenehmigung, bergrechtliche Genehmigung).
- Abschluss aller wesentlichen Projektverträge: Generalunternehmervertrag, Energieabnahmeverträge (Power Purchase Agreement(s), welche die Einnahmen über die Betriebslaufzeit sichern, Betriebsführungsverträge, Eigenkapital- und Kreditverträge, Landnutzungsverträge, Konzessionen (z. B. für die Nutzung von Wasserrechten).
- Belastbare Kostenschätzung und Wirtschaftlichkeitsberechnung.
- Beschaffung von Eigen- und Fremdkapital.
- Schaffung von Akzeptanz für das Projekt u.a. durch frühzeitige Information und Beteiligung der Bevölkerung
- Identifikation aller wesentlichen Projektrisiken und klare vertragliche Zuordnung der Risiken zu den Projektbeteiligten entsprechend ihrer Rolle im Projekt, sowie Risikovermeidungs- bzw. Risikominderungsstrategien.

Abhängig vom jeweiligen Typ des Projekts kann die Entwicklung eines Erneuerbaren-Energien-Projekts unterschiedlich lange dauern: von wenigen Monaten bis zu mehreren Jahren, wenn beispielsweise während der Projektentwicklungsphase längere Messkampagnen durchgeführt werden müssen, wie es oft bei Wind der Fall ist, oder wenn mit dem Projekt besonders hohe Risiken verbunden sind, wie z. B. bei der Geothermie.

Am Ende der Projektentwicklung kurz vor dem Financial Close erfolgt dann die Due Diligence-Prüfung des Projektes. Due Diligence (DD) bezeichnet die „gebotene Sorgfalt“, mit der beim Kauf bzw. Verkauf von Projekten oder Projektbeteiligungen im Vorfeld der Beteiligung geprüft wird. Due Diligence-Prüfungen bewerten das Projekt, indem sie Stärken und Schwächen eines Projektes sowie Risiken von Beteiligungen analysieren /19/. Dabei unterscheidet man neben der technischen Due Diligence, die

eine maßgebliche Aufgabe des Ingenieurs ist, die Financial- und Steuer-Due Diligence, die Markt-Due Diligence, sowie die Legal- und ggf. Versicherungs-Due Diligence.

Die (technische) Due Diligence bedeutet also für den Ingenieur eine prüfende Aufgabe (siehe folgenden Abschnitt).

### **Beispielhafte Aufgabenstellung der technischen Due Diligence für ein Photovoltaikprojekt /19/**

1. Beurteilung der zugrundegelegten Klimadaten (Einstrahlung, Temperatur, Luftfeuchte)
  - Methodologie
  - Verwendete Stationen / Sensoren
  - Varianzen / Langzeitkorrelationen
  - Verifizierung der Ertragsprognose
2. Technische Beurteilung der verwendeten Module insbesondere bezüglich:
  - Qualität
  - Wirkungsgrad (auch hinsichtlich der vorhandenen Klimadaten)
  - Garantiewerte
  - Lebensdauer
3. Technische Beurteilung der angestrebten Modulverschaltung hinsichtlich:
  - Verschattung
  - Kabelverluste
  - Effizienzoptimierung der Strang-/Generatorschaltung
  - Modul-MPP-Sortierung
  - Modulartgruppierungen
4. Technische Beurteilung der geplanten internen Verschaltungsstrategie
  - Zentral / dezentral / semi-dezentral
  - Steuerungs- und Regelungseinheit(en) der Wechselrichter
  - Belüftung und Witterungsbeständigkeit dezentraler Wechselrichter
  - Beurteilung der verwendeten Strategie hinsichtlich:
    - Ertragsoptimierung
    - Lebensdauer
    - Anpassung an gegebene klimatische Bedingungen
5. Technische Beurteilung der sonstigen Einrichtungen:
  - Aufständering (Ausrichtung, Fundamente, Lastberechnung)
  - Verkabelung, Trassenführung
  - Zentrale(s) Wechselrichtergebäude(soweit vorhanden)



- Netzanschluss
- Sicherheitseinrichtungen (Brand, Diebstahl, Personenschutz)
- 6. Prüfung des Wartungs- und Betriebsplanes
  - Personal
  - Verbrauchsmittelbedarf (Waschwasser etc.)
  - Ersatzteilverhaltung
- 7. Fabrikinspektion für Modulherstellung (Qualität, Homogenität, etc.)
- 8. Fabrikinspektion Wechselrichterherstellung (Qualität, Homogenität etc.)
- 9. Prüfung des vorgesehenen Zeitplanes für Lieferung und Installation (auch hinsichtlich evtl. Lieferengpässe)
- 10. Technische Vertragsprüfung:
  - Liefervertrag Module
  - sonstige Lieferverträge
  - GU Vertrag {soweit vorhanden}
  - Wartungsvertrag
  - Stromliefervertrag, Netzanschlussvertrag
- 11. Technische Prüfung der Genehmigungsunterlagen
- 12. Verifizierung der technischen Eingangsdaten in das Finanzmodell
- 13. Erstellung eines Due-Diligence-Reports

### **Projektrisiken in der Projektfinanzierungsphase erkennen**

Durch die gesamte Projektentwicklung zieht sich das Thema „Projektrisiken erkennen“ und „Handlungsempfehlungen ableiten“. Handlungsempfehlungen können z. B. Änderungen der Planung sein, zusätzliche Kommunikationsstrategien zur Verbesserung der Akzeptanz, genauso wie der Abbruch der Projektentwicklung bei Erkenntnis nicht überwindbarer Hindernisse für die Projektimplementierung.

Ganz allgemein unterscheidet man endogene und exogene Projektrisiken. Projektendogen sind Risiken, die von der Projektgesellschaft oder den Projektbeteiligten kontrolliert werden können, projektexogen sind Risiken, die außerhalb der Projektbeteiligten auf das Projekt einwirken.

Bei Erneuerbaren Energieprojekten sind wichtige Risiken u.a.:

- a. Ressourcenrisiko (endogen) – Gefahr, dass Rohstoffvorkommen oder Ressourcen im Umfang und Qualität hinter den Planwerten zurückbleiben. Konkret können das sein:
  - Bei Windprojekten: geringes Windangebot – Risikominderungsmaßnahmen: ein oder mehrere Windgutachten;

- Bei Solarprojekten: geringes solares Strahlungsangebot – Risikominderungsmaßnahmen: ein oder mehrere Solargutachten;
  - Biomasse: geringes Biomasseangebot – Risikominderungsmaßnahme: Biomasseverfügbarkeitsstudie, höhere Preise für Biomasse einkalkulieren;
- b. Technisches Risiko angewendete Technologie (endogen):
- Risikominderungsmaßnahmen: Verwendung standortspezifischer und bewährter Technologie (State-of-the-Art-Technologie),
  - Belegung durch ausreichende Anzahl baugleicher oder ähnlicher Anlagen,
  - Spezifikation einer ausreichenden technischen Qualität in der Ausschreibung und
  - Festschreibung im GU- oder Liefervertrag,
  - Festlegung der anwendbaren Normen und Standards;
  - Forderung von international anerkannten Zertifikaten
  - Auswahl geeigneter qualifizierter Ingenieurbüros beim Eigentümer (Owner's Engineer), Generalunternehmer und der Banken (Lender's Engineer)
- c. Technisches Risiko Fertigstellung (endogen): Alle Risiken und Verluste, die daraus folgen, dass ein Projekt nicht mit vertragsgerechter Leistung, verzögert, zu höheren Kosten oder gar nicht fertiggestellt wird, wie
- Fertigstellung mit nicht vertragsgerechter Leistung;
  - Verspätete Fertigstellung;
  - Fertigstellung zu höheren Kosten, z. B. durch Technikänderungen;
  - Nicht-Fertigstellung: die zu erwartenden Erlöse rechtfertigen nicht die Fertigstellung oder die Fertigstellung ist technisch nicht möglich.

Eine unmittelbare Auswirkung hat das Eintreten dieses Risikos auf den Cash Flow durch verringerte, verzögerte Einnahmen oder durch erhöhte Ausgaben. Es wird üblicherweise auf den Generalunternehmer bzw. Lieferant, in seltenen Fällen auf die Sponsoren bzw. Eigenkapitalgeber abgewälzt.

Risikominderungsmaßnahmen:

- Auswahl geeigneter Anlagenlieferanten;
  - Festpreise;
  - Fertigstellungsgarantien (Anlagenlieferant, EPC-Contractor, Sponsoren);
  - Nachschussverpflichtungen für die Sponsoren.
- d. Risiko finanzieller Status der beteiligten Unternehmen (endogen): dies gilt für Generalunternehmer, Lieferanten, Betreiber, aber auch für das Unternehmen, welches das Produkt (z.B. die elektrische Energie) abnimmt und damit über die gesamte Projektlaufzeit für alle Einnahmen des Projektes verantwortlich ist: Ist das Unter-

nehmen finanziell in der Lage, die vertraglichen Verpflichtungen zu übernehmen? Welche Haftungen kann es eingehen? Könnten andere Unternehmen einspringen?

- e. Zinsänderungsrisiken (exogen): besonders bemerkbar bei kapitalintensiven Projekten – und das sind Projekte mit Erneuerbaren Energien zumeist; Vermeidung dieses Risikos durch Zinssicherungsgeschäfte in Form von so genannten Swaps, Caps oder anderen derivativen Finanzinstrumenten.
- f. Inflations- und Währungsrisiko (exogen): Kostensteigerungen infolge von Preiserhöhungen und, bei PPA ohne geeignete Gleitklausel: Verminderung der Einnahmen aus dem Stromverkauf.
- g. Länderrisiken (exogen):
  - politische Risiken wie Regierungswechsel, Verzögerungen von Genehmigungsverfahren, Widerruf von Konzessionen, Enteignungen, Verstaatlichungen – Abhilfe durch staatliche Exportkreditversicherungen (Hermes)
  - Wirtschaftliches Länderrisiko: Unfähigkeit bzw. Unwilligkeit eines Landes, seinen Kreditverpflichtungen nachzukommen oder Unternehmen die Begleichung ihrer Verpflichtungen gegenüber Gläubigern zu erlauben; fehlende Konvertierungsmöglichkeiten, zeitlich begrenzte oder dauerhafte Zahlungsverbote.

Die Handhabung dieser gesamten Risiken während der Projektentwicklungsphase erfolgt durch das Risikomanagement – unter Beachtung des Risikoteilungsprinzips. Diese Aufgaben sind als Zyklus zu verstehen, zu dem im Einzelnen zählt:

1. die Definition des zulässigen Risiko-Exposure,
2. die Identifikation von Projektrisiken,
3. die Quantifizierung und Darstellung der Projektrisiken/des Risikoprofils,
4. die Mitigations-(Minderung) Planung (Risikomanager unterstützt),
5. die Mitigations-Durchführung (Risikomanager überwacht) und zuletzt
6. die Neubewertung.

Eine der wesentlichen Aufgaben dabei ist das Messen und Steuern der Risiken. Ziel ist die Entwicklung einer Entscheidungsgrundlage für die Auswahl besonders geeigneter risikopolitischer Maßnahmen zur Reduzierung der Projektrisiken auf ein akzeptables Niveau.

Risikomanagement beinhaltet also die Minderung von negativen Risiken und Forcierung „positiver“ Risiken, d.h. Chancen. In kleineren Projekten wird diese Aufgabe von der Projektleitung und allen Teammitgliedern gemeinsam übernommen, bei großen Projekten, wie z. B. Offshore-Windparks, sind dazu separate Personalressourcen (Risikomanager) und entsprechende Kosten einzuplanen. Die Ergebnisse des Risikomanagements werden kontinuierlich in mitlaufenden Kalkulationen und der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt.

### **5.3 Fördermöglichkeiten von Erneuerbare-Energien-Projekten**

*Klaus Rollenwagen*

Die von vielen Ländern vorgegebenen, ambitionierten Ziele beim Ausbau der Erneuerbaren Energien erfordern umfangreiche Investitionen. Daher rückt die Finanzierung immer stärker in den Vordergrund. So schätzt das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, in seiner „Leitstudie 2010“, dass bis 2050 jährlich 20 Mrd. EUR Investitionen nötig sind, um die Ausbauziele zu erreichen.

Beratende Ingenieure sollten sich daher intensiv mit der Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten befassen, damit sie nicht ausschließlich für die Kreditwirtschaft einträgliche werden.

In der Regel versucht ein Investor sein Projekt in erster Linie aus einer Kombination von Eigen- und Fremdkapital, verbunden mit öffentlichen Fördermitteln zu realisieren. Für größere Vorhaben hat sich im internationalen Geschäft fast ausnahmslos die Projektfinanzierung durchgesetzt.

Diese unterscheidet sich insofern von der klassischen Unternehmerfinanzierung, dass für Finanziers Erfolgsaussichten und Nachhaltigkeit im Vordergrund stehen. Erwartet werden angemessene Verzinsung und größtmögliche Sicherheit für die Rückzahlung des Kapitals. Bei klassischen Unternehmenskrediten steht dagegen die Bonität der Kreditnehmer im Vordergrund, für die dingliche Sicherheiten gefordert werden.

Als Kreditgeber stehen Investorinnen und Investoren neben ihrer Hausbank die großen international tätigen Geschäftsbanken, internationale Entwicklungsbanken, Versicherungen und Leasinggesellschaften zur Verfügung. Je nach Finanzvolumen kann das Risiko auch von einem einzelnen Institut auf ein Bankenkonsortium verteilt werden.

#### **Förderprogramme**

Neben den kommerziellen Krediten sind die Förderprogramme der bundeseigenen Institute wesentliche Bausteine zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Das KfW-Programm Erneuerbare Energien fördert regenerative Energien in der Strom- und Wärmeerzeugung. Die KfW unterscheidet dabei zwischen den Programmteilen „Standard“ und „Premium“.

Beim Standardprogramm werden Errichtung, Erweiterung und Erwerb von Anlagen gefördert, die den Anforderungen des EEG vom 04.08.2011 gerecht werden.

Dazu zählen u.a.:

- PV-Anlagen
- Windkraft Onshore einschließlich Repowering-Maßnahmen
- Biogas-Anlagen
- KWK-Anlagen

- Investitionen in Nieder- und Mittelspannungsnetze

Vorhaben außerhalb Deutschlands werden gefördert, wenn es sich um Investitionen von deutschen Unternehmen handelt oder wenn das Vorhaben im grenznahen Bereich zur Verbesserung der Umweltsituation in Deutschland beiträgt.

Gebrauchte Anlagen und Sanierungsfälle werden nicht gefördert.

Das Premiumprogramm umfasst u.a.:

- Förderung großer Solarkollektoranlagen mit mehr als 40m<sup>2</sup> Fläche
- Biomasse-Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse
- Biogasleitungen
- Wärmepumpen- und Speicher
- Anlagen zur Nutzung der Tiefengeothermie

Beim Premiumprogramm muss die Anlage mindestens sieben Jahre zweckentsprechend betrieben werden, das gilt auch bei Veräußerung.

Mit den Programmen können bis zu 100 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten finanziert werden, wobei die Auszahlung zu 100 % erfolgt.

Die maximale Förderhöhe beträgt beim Standardprogramm 25 Mio. EUR pro Vorhaben, beim Premiumprogramm 10 Mio. EUR.

Die Laufzeit der Kredite kann bis zu 20 Jahre betragen, wobei der Zinssatz in der Regel für 10 Jahre festgeschrieben wird. Die Zinshöhe orientiert sich an der Entwicklung des Kapitalmarktes und wird unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Verhältnisse des Kreditnehmers und der Werthaltigkeit der Sicherheiten von der Hausbank festgelegt. Die Hausbank orientiert sich dabei an den von der KfW vorgegebenen Bonitäts- und Besicherungsklassen.

Zu beachten ist, dass die von der KfW gewährten Kredite ausschließlich über Banken und Sparkassen vergeben werden und der Antrag vor Beginn des Vorhabens gestellt werden muss.

Neben der Finanzierung von Vorhaben im Bereich Erneuerbare Energien durch die KfW gibt es noch eine Vielzahl von Förder- und Finanzierungsinstrumenten, die den Rahmen dieses Artikels sprengen würden.

Hierzu sei verwiesen auf die im Mai 2013 vom ICON-Institut veröffentlichte Finanzierungsstudie, die eine umfassende Aufzählung nationaler und internationaler Förder- und Finanzierungsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien enthält.

### **Weiterführende Literatur**

Jörg Böttcher: Finanzierung von Erneuerbare Energie Vorhaben, München 2009

Gerhard Markus, Thomas Rüschen, Armin Sandhövel (Hrsg.), Finanzierung Erneuerbarer Energien, Frankfurt 2011

## 5.4 EEG-Direktvermarktung: Alternative in Richtung Marktwirtschaft

Daniel Beuschel

In der Vergangenheit wurde Strom aus Erneuerbaren Energien in der Regel durch feste Vergütungen auf Basis des EEG abgegolten. Dies führte dazu, dass der Fördermechanismus in die Kritik geriet und interessierten Kreisen die Gelegenheit bot, die Diskussion über die Erneuerbaren Energien auf eine reine Stromkostendiskussion zu verengen, worunter die Akzeptanz der Erneuerbaren Energien zunehmend leidet.

Mit der Einführung des EEG 2012 (Änderungen im EEG 2014 s. u.) hatte der Gesetzgeber für Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen grundsätzlich die Möglichkeit geschaffen, regenerativ produzierte Strommengen auch außerhalb des Einspeisevergütungssystems im Wege der Direktvermarktung selbst zu vermarkten. Das Ziel dabei ist es, auf eine stärker marktorientierte Erzeugung hinzuwirken, um vor allem Photovoltaik- und Windenergieanlagen besser ins Netz und den Energiemarkt zu integrieren. Das EEG 2012 bot hierfür verschiedene Prämien, mit der Konsequenz, dass damit im Vergleich zu einer reinen EEG-Vergütung sogar Mehrerlöse generiert werden konnten.



Abb. 5.5: Direktvermarktung Erneuerbarer Energien | Quelle: ISPEX AG

Hierfür werden Anlagenkapazitäten meist über entsprechende Vergleichsportale anbietenden Direktvermarkter-Unternehmen übertragen, die in der Folge den Börsenhandel für die Betreiber übernehmen. Um entsprechende Anreize zu setzen, aus der festen EEG-Vergütung auszusteigen, wird dank einer Marktprämie mindestens die ursprüngliche Vergütung staatlich garantiert. Die Marktprämie wird stets als bisherige EEG-Vergütung abzüglich eines Börsenreferenzwertes definiert. Letzterer bildet technologiespezifisch einen Mittelwert über die tatsächlich an der Börse erlösten Erträge. Zusätzlich wird eine Managementprämie gewährt, die entsprechende finanzielle Risiken der Vermarktung zusätzlich ausgleicht. Gerade bei größeren Anlagen ab einer Leistung von 500 kW führt die Direktvermarktung dadurch zum Teil zu deutlichen Mehrerlösen. Regelbare

Erzeugungsanlagen haben darüber hinaus die Möglichkeit, über die Bereitstellung von regelbaren Reserveleistungen von einer weiteren Flexibilitätsprämie zu profitieren.

Die Schwierigkeiten liegen vor allem bei der Vertragsgestaltung und den damit garantierten Sicherheiten. Denn ausgerechnet die Banken befürchten – eigentlich vollkommen zu Unrecht – Finanzierungsausfälle. Durch entsprechende Bürgschaften können diese nämlich praktisch ausgeschlossen werden. Sucht man sich über Vergleichsportale den Direktvermarkter mit der höchsten individuellen Vergütung, so sind dort zumeist Musterverträge hinterlegt, die letztendlich für alle Vermarkter gelten und somit einen einheitlichen Standard bieten, was die Kommunikation mit den Banken deutlich vereinfacht.

Zusätzliche Bedenken löst die Pflicht zur Fernsteuerbarkeit für Anlagen ab 100 kW aus. Da jedoch auch der Direktvermarkter nur dann entsprechende Gewinne erwirtschaften kann, wenn seine betreuten Anlagen nach Möglichkeit durchgehend laufen, ist die Interessenlage beider Seiten identisch und Ausfallzeiten werden wie auch bisher weitestgehend vermieden.

Letztendlich bleibt zudem jederzeit, oder zumindest nach Ende der Vertragslaufzeit mit dem entsprechenden Direktvermarkter, die Option, in die gewohnte EEG-Vergütung zurück zu wechseln.

Mit der Direktvermarktung wurde ein erster wichtiger Schritt in Richtung marktwirtschaftlicher Ausgestaltung Erneuerbarer Energien gegangen. Durch die frühzeitigen Erfahrungen sollen Komplikationen bei einer freien Vermarktung nach Ende der Vergütungszeiträume des EEG vermieden und auch die Anlagenbetreiber entsprechend dafür sensibilisiert werden. Hierfür setzt der Gesetzgeber zusätzlich die Grenze, ab der Neuanlagen verpflichtend den Weg der Direktvermarktung gehen müssen, allmählich nach unten und streicht zudem die Managementprämie. Die bisherige Managementprämie, die im Falle der Direktvermarktung den erhöhten Verwaltungsaufwand ausgleichen sollte, ist im neuen EEG (2014) nicht mehr explizit ausgewiesen. Um den administrativen Mehraufwand durch die Direktvermarktung dennoch weiterhin auszugleichen, wurde dieser in die Vergütungssätze „eingepreist“.

Direktvermarktung von Anlagen Erneuerbarer Energien wird sich zu der entscheidenden Vermarktungsform für alle mittleren und großen Anlagen in Deutschland entwickeln. Spätestens nach Ende der staatlich zugesicherten Vergütungszeiträume verbleibt aus heutiger Sicht, außer der Eigennutzung oder der regionalen Direktvermarktung des Stromes, keine Alternative – was es sinnvoll macht, frühzeitig Erfahrungen in diesem Bereich zu sammeln.

---

*EEG 2014: Für alle Betreiber großer Erneuerbarer-Energien-Anlagen wird die Direktvermarktung im Marktprämienmodell zum Regelfall. Überschüssiger Strom von neuen Anlagen ab einer installierten Leistung von 500 Kilowatt muss entsprechend verkauft und an der Strombörse – in der Regel durch einen Direktvermarkter – gehandelt werden. Ab 1. Januar 2016 gilt die Direktvermarktung auch für alle neuen Anlagen ab 100 kW Leistung (§ 37 EEG). Für kleinere Anlagen gilt weiterhin die garantierte Einspeisevergütung mit einer Laufzeit von 20 Jahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres (anteilig).*

*Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung erhalten eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen dem Börsenstrompreis (so genannter energieträgerspezifischer Monatsmarktwert) und der Höhe des jeweils anzulegenden Werts nach den Vergütungssätzen gemäß §§ 40 bis 55 EEG 2014. Wichtige Voraussetzung für den Anspruch auf die Marktprämie ist die Fernsteuerbarkeit der Anlage – diese technischen Einrichtungen müssen vorgehalten werden, damit jederzeit sowohl die jeweilige Ist-Einspeisung abgelesen werden, als auch die Einspeiseleistung ferngesteuert reduziert werden kann. Für Bestandsanlagen gilt die Pflicht zur Fernsteuerbarkeit erst nach einer Übergangsfrist ab dem 1. April 2015.*

*Die bisherigen Regelungen zur regionalen Direktlieferung von Strom und die Möglichkeiten einer um 2 Cent/kWh reduzierten EEG-Umlage („Grünstromprivileg“) entfallen komplett. Betroffen sind auch Bestandsanlagen, die diese Form der Direktvermarktung bisher genutzt haben. Bei der zukünftig standardmäßig vorgesehenen Direktvermarktung wird der Strom nur noch als „Graustrom“ an der Börse gehandelt. Allerdings ermöglicht dem Gesetzgeber eine Verordnungsermächtigung in § 95 Nr. 6 EEG eine gesonderte Regelung zur Grünstromvermarktung.*

---

Nach: [energiedialog.nrw.de](http://energiedialog.nrw.de)



## **5.5 Dezentralität der Photovoltaik durch lokale und regionale Direktvermarktung von Solarstrom nutzen**

*Christian Grundner*

Im Rahmen der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ist die lokale und regionale Direktvermarktung vor allem für PV-Anlagen interessant. Im Gegensatz zur klassischen Direktvermarktung an der Strombörse sind auch direkte Lieferbeziehungen für Solarstrom zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher denkbar.

**Lokale Direktvermarktung:** Hiermit ist die Belieferung von Verbrauchern mit Solarstrom in unmittelbarer räumlicher Nähe gemeint, das heißt ohne Nutzung des öffentlichen Netzes z.B. in der gleichen Liegenschaft oder auf Nachbargrundstücken mit einer Direktleitung. Dieses Modell ist besonders für Mietshäuser, gewerbliche Fremdimmobiliien oder auch im Rahmen von Contracting-Konzepten zur Stromerzeugung attraktiv. Rentabel wird es insbesondere dadurch, dass gegenüber der Lieferung über das öffentliche Netz kaum bzw. weniger Netznutzungsgebühren und Abgaben abzuführen sind.

**Regionale Direktvermarktung:** Sollte die lokale Stromlieferung nicht möglich sein, so ist es auch möglich, Solarstrom über das öffentliche Netz zu vermarkten, z.B. durch die sogenannte „regionale Stromlieferung“ eines PV-Anlagenbetreibers an einen nahegelegenen Kunden. Dadurch können z.B. auch Freiflächenanlagen ihre Rendite steigern, denn neben der Nutzung der Stromsteuerförderung im Rahmen einer regionalen Vermarktung bieten auch so genannte „Verbundkraftwerke“ Möglichkeiten, den Strom aufzuwerten.

**Regionaltarife:** Hiermit ist die Integration des Solarstroms in regionale Stromvollversorgungsmodelle gemeint. Dies kann z.B. in Verbindung mit anderen Erneuerbaren Energien in einem virtuellen Kraftwerk geschehen oder als Angebot an Anlagenbetreiber, ihren eigenen Strom über das öffentliche Netz zu beziehen. Das Geschäftsmodell bietet sich für Stromanbieter und Stadtwerke an, kann aber auch von Genossenschaften und anderen Organisationen genutzt werden. Das Kundeninteresse wird dadurch geweckt, dass der Regionaltarif im Vergleich zu anderen Stromlieferungen über eine „regionale Identität“ lokale Wertschöpfung fördert.

Eine entscheidende Grundlage für die Ausgestaltung der beschriebenen Stromliefermodelle und der Preisgestaltung innerhalb dieser Modelle bilden die anfallenden Strompreiskomponenten. Die Unterschiede ergeben sich auf Basis der Rechtsbegriffe „unmittelbare räumliche Nähe“ und „im räumlichen Zusammenhang“ aus dem Erneuerbare-Energien- und dem Stromsteuergesetz. Die unmittelbare räumliche Nähe beschreibt dabei vereinfacht Stromlieferungen innerhalb eines Hausnetzes oder an Nachbarn. Der räumliche Zusammenhang hingegen beschreibt eine Stromlieferung über das öffentliche Netz, hier kommt es auf den Einzelfall an. Für die Bewertung sind die Anzahl der Entnahmestellen, die genutzten Spannungsebenen und die Entfernung entscheidend. Als Orientierung kann

ein Urteil des Bundesfinanzhofes vom 20. April 2004 dienen, das die Voraussetzungen für eine Stromlieferung im räumlichen Zusammenhang als erfüllt sieht, wenn der Strom an (eine) Abnahmestelle(n) innerhalb einer Gemeinde im Umkreis von ca. 4,5 km zur Anlage geliefert wird. Die folgende Abbildung stellt die Strompreiskomponenten dar, die für eine Solarstromlieferung in den jeweiligen Konstellationen anfallen.

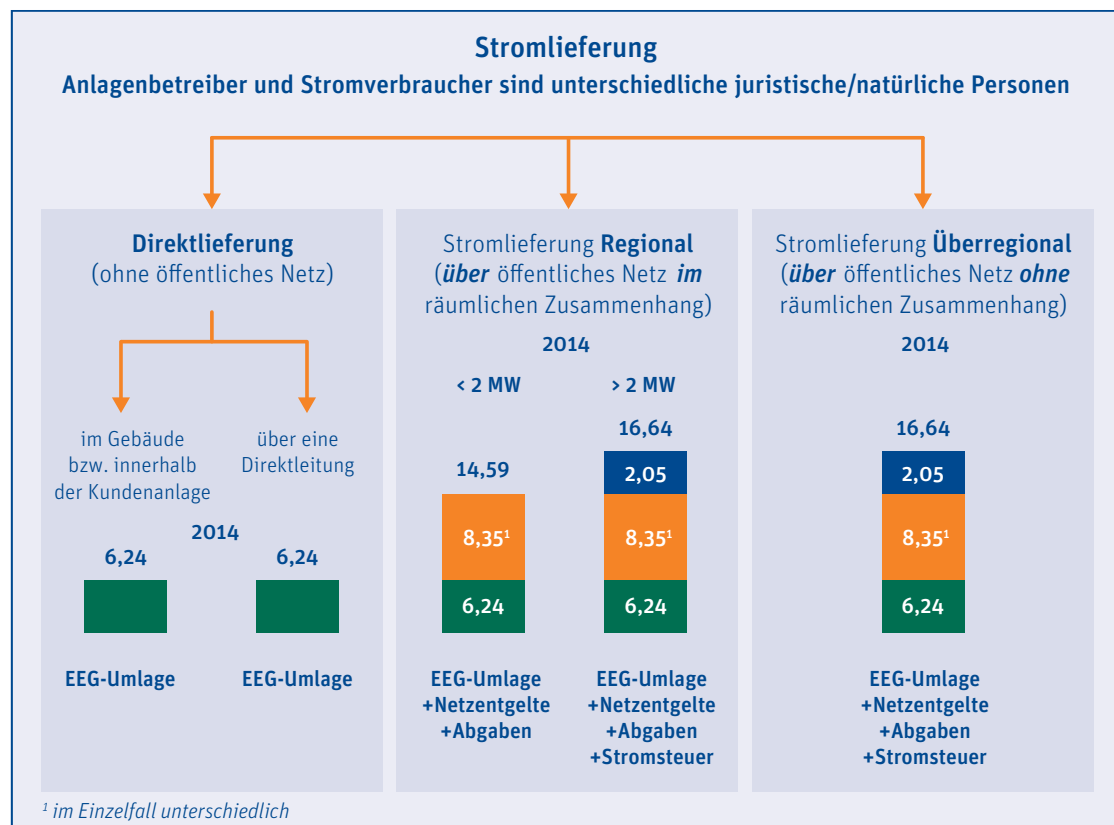


Abb. 5.6: Abgaben und Steuern bei unterschiedlichen Formen der Stromlieferung  
Quelle: Investorenleitfaden Photovoltaik – Bundesverband Solarwirtschaft e.V.  
[www.solarwirtschaft.de/geschaeftsmodelle-pv](http://www.solarwirtschaft.de/geschaeftsmodelle-pv)

Wie die Grafik zeigt, sind bei der Direktlieferung in unmittelbarer räumlicher Nähe, d.h. innerhalb von Kundenanlage bzw. Hausnetz, die zusätzlichen Kosten für den Anlagenbetreiber am niedrigsten, denn es fällt pro gelieferter kWh nur die im jeweiligen Jahr gültige EEG-Umlage an.

Da, wie eingangs erwähnt, eine Solarstromlieferung vor allem für Mietimmobilien interessant ist, sind aufgrund der hohen Endkundenstrompreise der Mieter in erster Linie Mehrfamilienhäuser ein naheliegendes Marktsegment. Wie in der folgenden Grafik dargestellt, sind die Haushaltsstrompreise in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen, wodurch sich für die Solarstromlieferung auch nach Abzug der reduzierten EEG-Umlage ein interessanter Preisspielraum für den Anlagenbetreiber ergibt. Da es momentan noch nicht genügend Erfahrungswerte gibt, sind die administrativen Kosten für die Lieferung

im dargestellten Preisspielraum noch nicht berücksichtigt, trotzdem wird man als Anlagenbetreiber je nach individuellen Gegebenheiten vor Ort an vielen Standorten die Investitionskosten für die Solaranlage im akzeptablen Zeitrahmen amortisieren können.

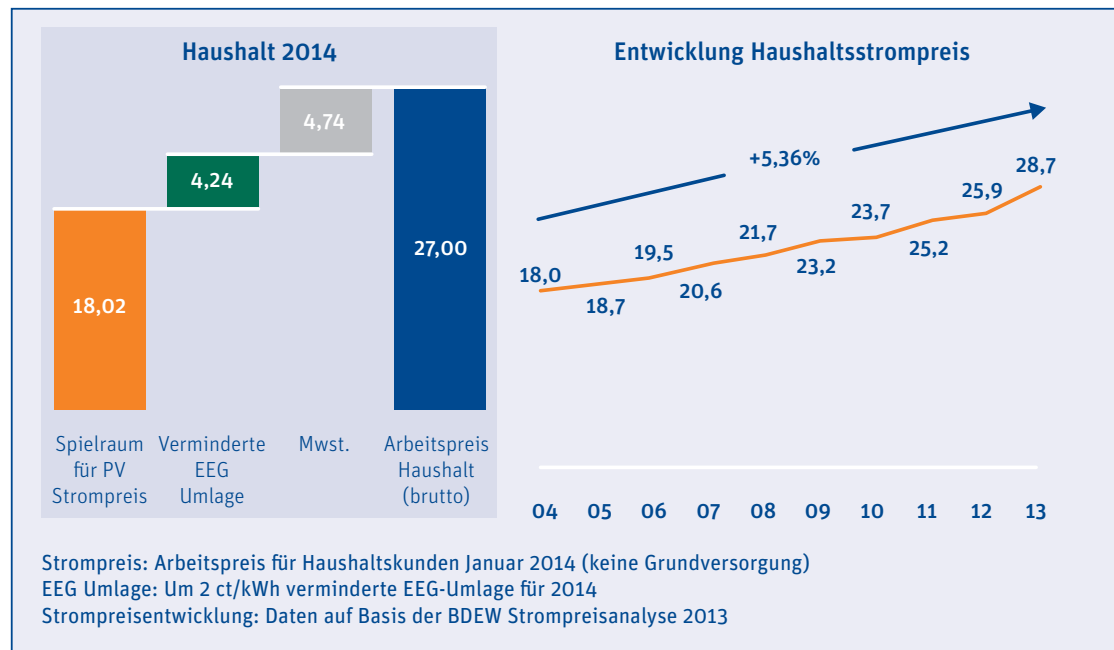


Abb. 5.7: Preisspielraum für eine PV-Stromlieferung im Mehrfamilienhaus  
 Quelle: Investorenleitfaden Photovoltaik – Bundesverband Solarwirtschaft e.V.  
[www.solarwirtschaft.de/geschaeftsmodelle-pv](http://www.solarwirtschaft.de/geschaeftsmodelle-pv)

Dies bestätigen auch die ersten Projekte, die im ersten Halbjahr 2014 damit begonnen haben, Mietern Solarstrom anzubieten. Eines dieser Projekte ist z. B. im so genannten gelben Viertel in Berlin-Hellersdorf entstanden. Beim ersten kommerziellen Großprojekt dieser Art kooperieren der Grünstromversorger LichtBlick, die kommunale STADT UND LAND-Wohnbauten-Gesellschaft mbH und der PV-Anlagenbetreiber p-vb.

Im Gelben Viertel in Berlin Hellersdorf wurde seit 2012 auf 50 Mietshäusern, in denen rund 3.000 Mietparteien leben, die größte PV-Anlage auf deutschen Wohngebäuden installiert. Der hier produzierte Sonnenstrom wird von LichtBlick mit zertifiziertem Ökostrom zu einem preisgünstigen „ZuhauseStrom“-Tarif gebündelt. Die Belieferung der Haushalte begann im März 2014 mit einem Strommix von 40 – 50% Solarstrom und 50 – 60% zertifiziertem Ökostrom. Dabei bleiben die Kunden flexibel mit einer Kündigungsfrist von vier Wochen ohne Vertragsbindung. Die Mieter zahlen für die vor Ort erzeugte Energie weniger als in herkömmlichen Stromtarifen. Auch wird die Allgemeinheit finanziell entlastet, weil der lokal verbrauchte Strom das EEG-Umlagekonto nicht weiter erhöht. Damit entfällt die umlagefinanzierte Förderung nach dem EEG mit 15,6Ct/kWh für 90% des Stroms. Leider ist dieser allseitige Vorteil bisher nur im Bereich Haushaltsstrom bei großen Mietimmobilien zu realisieren.



Abb. 5.8: PV-Anlage auf einem Mietshaus im Gelben Viertel in Berlin Hellersdorf | Foto: Stadt und Land

Eine Stromlieferung im Gewerbe und Industriebereich ist aktuell aufgrund der Zusatzkosten durch die reduzierte EEG-Umlage nur bedingt wirtschaftlich, denn eine Amortisation unter 10 Jahren ist nicht erreichbar. Für den Investor und Anlagenbetreiber ist aber bei längeren Amortisationszeiten das Abnehmerrisiko zu hoch, denn die Gewerbe- und Industriebetriebe planen eigene Investitionen ja selbst eher unter fünf Jahren und nur in seltenen Fällen bis zu 10 Jahren. Hier bleibt es abzuwarten, inwieweit die Politik gewillt ist, die Abgabensituation für Solarstromlieferungen entsprechend den Realitäten in den einzelnen Strompreissegmenten anzupassen. Dennoch zeigen aktuelle Projektbeispiele wie Berlin-Hellersdorf und das Projekt „Gewerbehöfe der Berliner GSG (s. u.), welches Potenzial aktuell und auch zukünftig bei weiter fallenden Systempreisen für Solaranlagen in der lokalen und regionalen Lieferung von Solarstrom steckt.

---

#### *Größter Photovoltaikanlagen-Betreiber Berlins*

*Mit dem Ausbau ihres PV-Netztes ist die GSG Berlin zum größten PV-Anlagen-Betreiber Berlins geworden. Mittlerweile sind fast alle der geplanten 26.000 Module an mehr als 30 GSG-Standorten installiert. Von Anfang 2015 an wird der lokal erzeugte, CO<sub>2</sub>-freie Strom auch den Gewerbemietern angeboten werden.*

---

www.gsg.de, 16.12.2014

## 5.6 Kann Nachhaltigkeit wirtschaftlich sein?

*Volker Hesse*

In der Umgangssprache und unter Fachleuten werden die Begriffe Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit gern gegeneinander ausgespielt. Denn die Auffassung ist weit verbreitet, Nachhaltigkeit könne ohne staatliche Förderung oder neue langfristige Denkweisen niemals wirtschaftlich im klassisch ökonomischen Sinn werden. Zunächst sollen daher beide Begriffe definiert werden.

### **Wirtschaftlichkeit**

In der Ökonomie versteht man unter Wirtschaftlichkeit den Quotienten aus Ertrag und Aufwand, wobei Ertrag für den Wertzuwachs am Ende des Betrachtungszeitraumes steht und Aufwand den Wert aller eingesetzten Leistungen und Materialien bezeichnet. Von einer wirtschaftlichen Investition kann also gesprochen werden, wenn der Quotient aus Ertrag und Aufwand mindestens gleich eins ist, was einer kostendeckenden Umwandlung von Geld in Werte entspräche. Ist das Ergebnis größer als eins, liegt ein Wertzuwachs (= Gewinn) vor. Je weiter das Ergebnis unterhalb von eins liegt, desto größer ist der Verlust. Null Ertrag entspräche also einem Totalverlust. Im schlimmsten Fall kann das Ergebnis auch negativ sein, was in der Praxis durchaus vorkommt, wenn durch Fehlinvestitionen enorme Folgekosten ausgelöst werden. Mit der Wirtschaftlichkeit können folglich auch die finanzielle Effizienz oder Sparsamkeit einer Maßnahme dargestellt werden. Im Gegensatz zur Rentabilitätsberechnung handelt es sich bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung um eine Momentaufnahme, z. B. nach Abschluss und Abrechnung eines Bauvorhabens oder eben nach Ende der Nutzungsphase.

### **Nachhaltigkeit**

Leider existiert keine international verbindlich gültige Definition dessen, was exakt „nachhaltig“ ist. Im allgemeinen Sprachgebrauch scheinen ökologische und klimarelevante Betrachtungen im Vordergrund zu stehen. Historisch stammt der Begriff aus der Forstwirtschaft und geht auf Hans Carl von Carlowitz (1645 – 1714) zurück, königlich-polnischer und kurfürstlich-sächsischer Kammer- und Bergrat sowie Oberberghauptmann des Erzgebirges. Er gilt mit seinem Hauptwerk „Sylvicultura oeconomica, oder haußwirthliche Nachricht und Naturmäßige Anweisung zur wilden Baum-Zucht“ /29/ als Schöpfer des Nachhaltigkeitsbegriffs – demzufolge wir nur so viele Ressourcen verbrauchen dürfen, wie wir wieder herzustellen in der Lage sind.

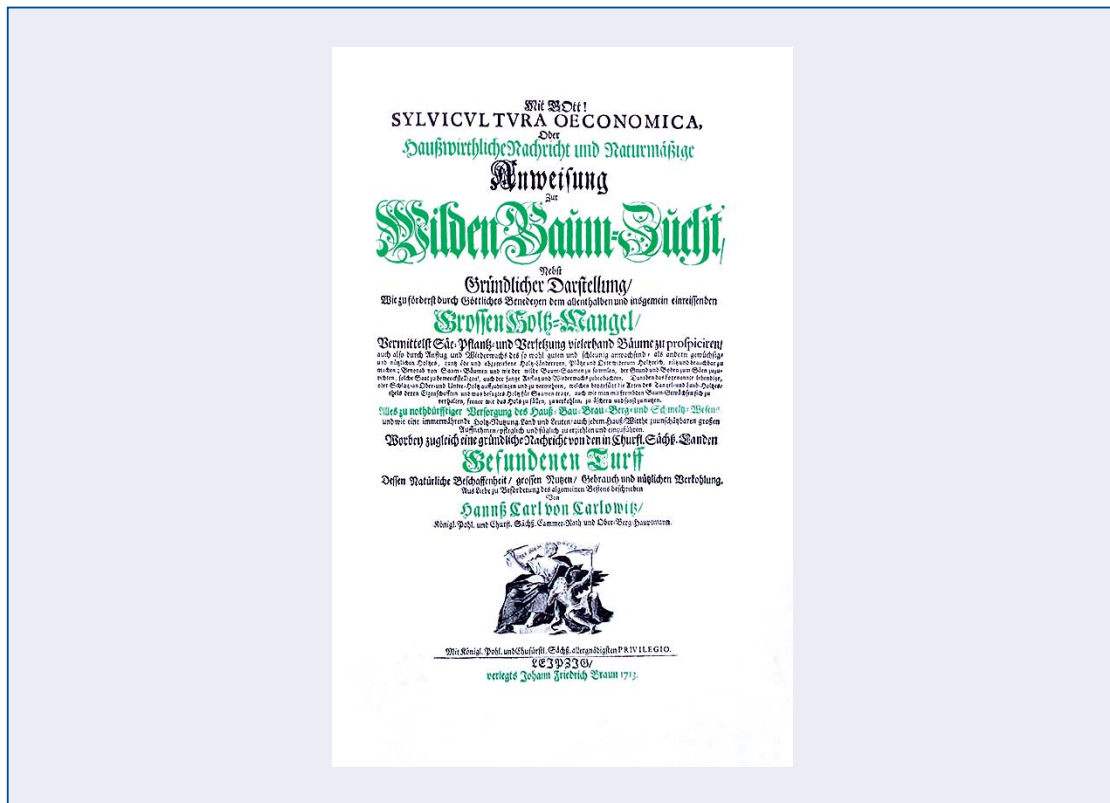


Abb. 5.9: Titel des Werks „Sylvicultura oeconomica, oder haußwirthliche Nachricht und Naturmäßige Anweisung zur wilden Baum-Zucht“ von Hans Carl von Carlowitz

Bekannt ist auch die den Cree-Indianern zugeschriebene Weissagung, die in verschiedenen Fassungen überliefert und in den 80er Jahren von der Umweltbewegung verbreitet wurde: „Erst wenn der letzte Baum gerodet, der letzte Fluss vergiftet, der letzte Fisch gefangen ist, werdet ihr merken, dass man Geld nicht essen kann.“ Hier wird schon deutlich die Verbindung zur Wirtschaftlichkeit hergestellt.

Orientiert man sich an den in Deutschland entwickelten Zertifizierungssystemen für Nachhaltiges Bauen DGNB oder BNB, so erklärt sich aus der Analyse der Bewertungskriterien, dass es sich um einen ganzheitlichen Ansatz handelt. Es werden die sogenannten drei Säulen der Nachhaltigkeit bewertet:

Ökologie – Ökonomie – Sozio-Kulturelles / Funktionalität in Verbindung mit der technischen – und der Prozess-Qualität. Zusätzlich erfolgt eine Bewertung des Standortes, die jedoch nicht in die Wertung eingeht.

Bei jedem der fünf relevanten Bewertungsaspekte muss eine Mindestpunktzahl erreicht werden. Der erreichte Grad an Nachhaltigkeit wird durch die Vergabe von Bronze- (>50%), Silber- (>65%) und Goldzertifikaten (>80%) dokumentiert.

### **Wirtschaftlichkeit versus Nachhaltigkeit?**

Betrachtet man nur die Investitionskosten, dürfte die Wirtschaftlichkeit nachhaltigen Bauens aus der Erfahrung des Verfassers schwer oder nur selten nachzuweisen sein. Es bedarf keiner wissenschaftlichen Abhandlungen, um zu erkennen, dass ein Gebäude, das mit zusätzlicher Wärmedämmung und/oder Gebäudetechnik ausgestattet wird, einen höheren Kostenaufwand verursacht, als ein konventionell nach geltenden Vorschriften errichtetes Objekt. Die Baukosten für ein Passivhaus (Heizbedarf  $< 15 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ) betragen beispielsweise im Mittel das 1,2-fache eines vergleichbaren, nach EnEV 2009 konzipierten.

Betrachtet man jedoch die Lebenszykluskosten (etwa den deutschen Zertifizierungssystemen für Nachhaltiges Bauen folgend) werden zusätzlich zu den Herstellungskosten (KG 300+400 nach DIN 276) auch die Nutzungs-, Betriebs- und Instandsetzungskosten über den gesamten Betrachtungszeitraum (50 Jahre) berücksichtigt. Die Folgekosten werden nach der Barwertmethode ermittelt. Bei dieser Betrachtungsweise werden Einsparungseffekte, die sich durch eine nachhaltige Bauweise einstellen, sichtbar gemacht. Da bei der Bewertung der Lebenszykluskosten die Summe aus Herstellungs- und Folgekosten bewertet wird (BNB: volle Punktzahl bei max.  $2.000 \text{ €/m}^2$  Brutto-Grundfläche – null Punkte über  $3.620 \text{ €/m}^2$  BGF), ist es also erforderlich, schon im frühen Planungsstadium den langfristigen Nutzen jeder Investition zu betrachten, um schließlich ein Optimum aus Herstellungs- und Folgekosten zu erreichen.

### **Fazit**

Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit schließen einander nicht aus – im Gegenteil: wenn man den Fokus auf den Lebenszyklus eines Gebäudes (möglicherweise bis zu seinem Abriss) legt, lassen sich wirtschaftliche Investitionen realisieren. Jedoch ist die Planung und Realisierung eines nachhaltigen Gebäudes eine sehr komplexe und anspruchsvolle Aufgabe: Je mehr das Konzept in frühen Planungsphasen optimiert wird, je mehr Varianten und Alternativen untersucht werden, desto sicherer der Erfolg, sprich: es bedarf hohen Aufwandes in frühen Planungsphasen. Bis zum Abschluss der Entwurfsplanung bestehen die effektivsten Möglichkeiten, Investitions- und Folgekosten zu optimieren. Denn spätestens mit Baubeginn kann auf die entstehenden Kosten kaum noch Einfluss genommen werden.

## **6 Honorierung**

*Volker Hesse*

Die Honorierung von Ingenieurberatungs- und Planungsleistungen ist in der Verordnung über die Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen (HOAI) in der Fassung vom 10.07.2013, in Kraft getreten am 17.07.2013, geregelt. Dies gilt entsprechend für die Erneuerbaren Energien.

Im Wesentlichen werden die Leistungen durch spezialisierte Fachingenieure erbracht. Die entsprechenden Regelungen findet man entweder im Teil 3/Abschnitt 3 (Ingenieurbauwerke) in Verbindung mit der Anlage 12 oder im Teil 4/Abschnitt 2 (Technische Ausrüstung) in Verbindung mit der Anlage 15 der HOAI.

Die Erneuerbaren-Energien-Anlagen sind dabei wie folgt zugeordnet (Auswahl):

### **Teil 3/Abschnitt 3 – Ingenieurbauwerke (in Verbindung mit Anlage 12)**

- Wasserkraftanlagen, auch Pumpspeicher- oder Kavernenkraftwerke
- Transportleitungen für Fernwärme und Gase
- Tankanlagen
- Verbrennungsanlagen, Pyrolyseanlagen
- Schornsteine
- Windkraftanlagen

Zu Leistungsbild und Honorierung der Planung von oberflächennaher Geothermie siehe auch AHO-Schriftenreihe/Heft 26 (Ausschuss der Verbände und Kammern der Ingenieure und Architekten für die Honorarordnung e. V.).

### **Teil 4/Abschnitt 2 – Technische Ausrüstung (in Verbindung mit Anlage 15)**

- Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung
- Wärmepumpenanlagen
- Systeme mit Kraft-Wärme-Kopplung
- Photovoltaik-Anlagen
- Blockheizkraftwerke

Die Ermittlung der Honorare für Grundleistungen erfolgt auf Grundlage der anrechenbaren Kosten nach § 44 HOAI (Ingenieurbauwerke) bzw. § 56 HOAI (Technische Ausrüstung), zu besonderen Leistungen siehe weiter unten.

### **Teil 3/Abschnitt 1 – Objektplanung Gebäude**

Die Honorierung der Leistungen von Architekten im Zusammenhang mit Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energie ist im Teil 3/Abschnitt 1 der HOAI geregelt und erfolgt nach §33 (2) für Grundleistungen bei Gebäuden für Technische Anlagen, die diese nicht



fachlich planen oder überwachen, durch anteilige Hinzurechnung der Kosten für die Technische Ausrüstung wie folgt:

1. vollständig in Höhe von 25 % der sonstigen anrechenbaren Kosten sowie mit
2. 50 % des Betrages, der 25 % der sonstigen anrechenbaren Kosten übersteigt.

#### **Teil 4 / Abschnitt 1 – Tragwerksplanung**

Die Honorierung der Leistungen von Tragwerksplanern im Zusammenhang mit Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energie ist im Teil 4/Abschnitt 1 der HOAI geregelt und erfolgt bei Gebäuden nach § 50 (1) durch Hinzurechnung von 10 % der Kosten für die Technische Ausrüstung zu den sonstigen anrechenbaren Kosten. Bei Ingenieurbauwerken erfolgt nach § 50 (3) die Hinzurechnung von 90 % der Baukonstruktionskosten und 15 % der Kosten der Technischen Anlagen zu den sonstigen anrechenbaren Kosten.

#### **Besondere Leistungen**

Mittels der Honorartabellen ist die Vergütung der jeweiligen Grundleistungen in den einzelnen Leistungsphasen geregelt. Besondere Leistungen müssen vom Auftraggeber separat beauftragt werden. Das Honorar hierfür ist frei verhandelbar. Bauherren benötigen aber gerade einige dieser Besonderen Leistungen, um ihr Projekt nachhaltig und wirtschaftlich errichten und betreiben zu können.

#### **Ausgewählte Besondere Leistungen / Ingenieurbauwerke**

- vertiefte Untersuchungen zum Nachweis von Nachhaltigkeitsaspekten
- Anfertigen von Nutzen-Kosten-Untersuchungen, Fortschreibung dieser
- Wirtschaftlichkeitsprüfung
- Fiktivkostenberechnungen
- Koordination des Gesamtprojekts
- Kostenkontrolle

#### **Ausgewählte Besondere Leistungen / Technische Ausrüstung**

- Detaillierte Betriebskostenberechnung für die ausgewählte Anlage
- Detaillierter Wirtschaftlichkeitsnachweis
- Berechnung von Lebenszykluskosten
- Detaillierte Schadstoffemissionsberechnung für die ausgewählte Anlage
- Detaillierter Nachweis von Schadstoffemissionen
- Simulationen zur Prognose des Verhaltens von Gebäuden, Bauteilen, Räumen und Freiräumen
- Erstellen fachübergreifender Betriebsanleitungen (z. B. Betriebshandbuch, Reparaturhandbuch) oder computergestützte Facility Management Konzepte

- Planung der Hilfsmittel für Reparaturzwecke
- Vergleich mit den Bedarfswerten aus der Planung, Vorschläge für die Betriebsoptimierung und zur Senkung des Medien- und Energieverbrauches während des Betriebs

### **Ausgewählte Besondere Leistungen / Architekt**

- Betriebsplanung
- Prüfen der Umwelterheblichkeit / Umweltverträglichkeit
- Machbarkeitsstudie
- Wirtschaftlichkeitsuntersuchung
- Projektstrukturplanung
- Zusammenstellen der Anforderungen aus Zertifizierungssystemen
- Verfahrensbetreuung, Mitwirken bei der Vergabe von Planungs- und Gutachterleistungen
- Aufstellen eines Katalogs für die Planung und Abwicklung der Programmziele
- Untersuchen alternativer Lösungsansätze nach verschiedenen Anforderungen, Kostenbewertung
- Beachten der Anforderungen des vereinbarten Zertifizierungssystems, Durchführung
- Aufstellen eines Finanzierungsplanes
- Mitwirken bei der Kredit- und Fördermittelbeschaffung
- Analyse der Alternativen/Varianten und deren Wertung mit Kostenuntersuchung (Optimierung)
- Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Aufstellen und Fortschreiben einer vertieften Kostenberechnung

### **Sonstige Besondere Leistungen**

Sonstige, in der HOAI nicht explizit geregelte Leistungen können gemäß § 3 (1) in Verbindung mit Anlage 1 frei vereinbart werden. Das betrifft z. B. Umweltverträglichkeitsuntersuchungen im Zusammenhang mit der Planung von Anlagen zur Gewinnung Erneuerbarer Energie, siehe hierzu auch Anlage 9:

Besondere Leistungen zur Flächenplanung zu §18(2), §19(2), §23(2), §24(2), §25(2), §26 (2), §27 (2):

1. Rahmensetzende Pläne und Konzepte:
2. Städtebaulicher Entwurf
3. Leistungen zur Verfahrens- und Projektsteuerung sowie zur Qualitätssicherung:

4. Leistungen zur Vorbereitung und inhaltlichen Ergänzung:

5. Verfahrensbegleitende Leistungen

6. Weitere Besondere Leistungen bei landschaftsplanerischen Leistungen:

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Regelungen der HOAI 2013 zwar nicht jeden möglichen Fall eindeutig abdecken, aber durchaus in der Praxis erfolgreich angewendet werden können.

### **AHO-Schriftenreihe**

- Heft 1: „HIV-StB Merkblatt zum Handbuch für Ingenieurverträge im Straßen- und Brückenbau“
- Heft 2: „Vermessungstechnische Leistungen“
- Heft 3: „Besondere Leistungen bei der Tragwerksplanung“
- Heft 4: „Zusätzlich zu vergütende Leistungen bei Objekten der Wasser- und Abfallwirtschaft“
- Heft 5: „Entwurf zur Fortschreibung von Teil VIIa - Verkehrsplanerische Leistungen“
- Heft 6: „Besondere und ausserordentliche Leistungen bei der Planung von Anlagen der TA“
- Heft 7: „Besondere Leistungen bei der Planung von Ingenieurbauwerken und Verkehrsanlagen“
- Heft 8: „Untersuchungen zum Leistungsbild und zur Honorierung für den Planungsbereich ‚Altlasten‘“
- Heft 9: „Projektmanagementleistungen in der Bau- und Immobilienwirtschaft“
- Heft 10: „Empfehlungen des AHO zur Definition und Anwendung der Funktionalaus-schreibung“
- Heft 11: „Leistungsbilder TA bei funktionaler Vergabe inkl. komplementärem Leistungsbild GU“
- Heft 12: „Vereinbarung von Ingenieurverträgen für die Bearbeitung von Generalentwässerungsplänen“
- Heft 13: „Verhandlung und Abfassung von Ingenieurverträgen (Straßen- und Brückenbau)“
- Heft 14: „Tafelfortschreibung, Erweiterte Honorartabellen“
- Heft 15: „Leistungen nach der Baustellenverordnung“
- Heft 16: „Untersuchungen zum Leistungsbild und zur Honorierung für das FM Consulting“
- Heft 17: „Leistungsbild und Honorierung Leistungen für Brandschutz“

- Heft 18: „Vereinbarung von Leistungen und Honoraren für den Planungsbereich Baufeldfreimachung“
- Heft 19: „Neue Leistungsbilder zum Projektmanagement in der Bau- und Immobilienwirtschaft“
- Heft 20: „Abgrenzung Vergütung von Objektplanungsleistungen Freianlagen zu IBW und VA“
- Heft 21: „Interdisziplinäre Leistungen zur Wertoptimierung von Bestandsimmobilien“
- Heft 22: „Leistungsbild Interdisziplinäres Projektmanagement für PPP – Hochbauprojekte“
- Heft 23: „Leistungsbild und Honorierung für Leistungen nach der EnEV“
- Heft 24: „Leistungsbild und Honorierung für die Planung von Lichtsignalanlagen“
- Heft 25: „Leistungsbild und Honorierung Leistungen für Baulogistik“
- Heft 26: „Leistungsbild, Honorierung Planungsleistungen Bereich der Oberflächen-nahen Geothermie“
- Heft 27: „Leistungsbild und Honorierung Umweltbaubegleitung“
- Heft 28: „Leistungsbild und Honorierung Fachingenieurleistungen für die Fassadentechnik“
- Heft 29: „Frei zu vereinbarende Leistungen zum Leistungsbild Objektplanung Freianlagen“
- Heft 31: „Leistungsbild und Honorierung Ingenieurvermessung“
- „Richtlinien für Planungswettbewerbe RPW 2008“
- „Einführungserlass zu den RPW 2008“



## **7 Klimapolitik wo stehen wir? Die Praxis**

*Daniel Beuschel*

Die Einführung des Europäischen Emissionshandels geschah bisher stufenweise in drei Zuteilungsperioden. Jedes Mal wurden die Rahmenbedingungen angepasst und das System schrittweise implementiert.

### **Handelsperiode 2005 – 2007**

Die Allokation der Zertifikate funktionierte nach dem Grandfathering-Prinzip, was bedeutete, dass Verschmutzungsrechte nach historischen Emissionsdaten vergeben wurden. Diese wurden jedes Jahr in derselben Menge frei ausgegeben und nur ein kleiner Teil wurde versteigert. Das Problem lag aber darin, dass zum einen zu viele Zertifikate auf dem Markt waren und zum anderen die Zertifikate nicht in die zweite Handelsperiode übernommen werden konnten. Letzteres führte dazu, dass der Preis schlussendlich fast auf null fiel.

### **Handelsperiode 2008 – 2012**

In der Folgeperiode wurde im Vergleich die ausgegebene Menge einmalig um 1,9 % reduziert, eine kontinuierliche Degression fand jedoch nicht statt. Dafür sind weitere Anlagentypen unter Emissionshandelspflicht gestellt worden. Über CDM- und JI-Projekte (siehe auch „Emissionshandel – Ein Instrument, es zu richten“ auf Seite 21) konnten zusätzlich Zertifikate in das System eingebracht werden. Aufgrund der Wirtschaftskrise der letzten Jahre und dem damit einhergehenden Einbruch vieler Industrien kursieren aber wiederum deutlich zu viele Zertifikate im Handel, die jetzt auch in die nächste Handelsperiode übernommen werden und dauerhaft den Preis drücken.

### **Handelsperiode 2013 – 2020**

Die aktuelle Handelsperiode ist im Vergleich zu den vorherigen deutlich gereift. So werden die Zertifikate nicht mehr auf historische Daten verteilt, sondern nach der „best available technology“ vergeben. Die Gesamtmenge der in den Handel kommenden Zertifikate unterliegt einer jährlichen Degression von 1,74 % und wird somit kontinuierlich gesenkt. Zudem müssen sukzessive mehr Zertifikate gekauft werden, der Anteil der freien Zuteilungen geht stark zurück. Stromproduzenten sind bereits heute verpflichtet, ihren Bedarf vollständig am Markt zu decken (Ausnahmen gelten für osteuropäische Mitgliedsstaaten), für die übrigen Emittenten ist dies spätestens 2027 der Fall. Neben CO<sub>2</sub> wurden auch weitere klimarelevante Gase einbezogen und CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen für die Herstellung spezieller Produkte gesetzt. Zukünftig soll auch der in Europa startende und landende Flugverkehr mit aufgenommen werden, was derzeit aber international noch auf erheblichen Widerstand trifft.

Zum Teil aufgrund von Altschulden, aber auch wegen der anhaltend schlechten Wirtschaftslage in vielen Teilen Europas wurden die zur Verfügung stehenden Kontingente an Zertifikaten aber nicht ausgeschöpft, was erneut zu einem starken Einbruch der Zertifikatspreise führte. Obwohl viele Unternehmen große Mengen an ungenutzten Zertifikaten halten, kommen Verhandlungen um eine zeitweise oder auch dauerhafte Entnahme eines gewissen Anteils aus dem System (Backloading) nicht voran. Der politisch prognostizierte und auch erwünschte Preis liegt bei etwa 30 €, am 18.12.2014 lag er dagegen bei 7 €. Somit sind auch CDM- und JI-Projekte nicht mehr rentabel, der Markt hierfür ist vollständig eingebrochen. Neben CDM und JI sind flankierende flexible Maßnahmen in der Diskussion, bzw. im Anfangsstadium.

### **LULUCF und NAMA**

LULUCF bedeutet „Land Use, Land-Use Change and Forestry“ (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft). Die Abkürzung fasst im Kyoto-Protokoll Maßnahmen im Bereich Forstwirtschaft und Landnutzung zur Entlastung des Klimas zusammen, wie Bäume pflanzen, etc.; da Böden zwei Drittel des Kohlendioxids binden, können die Kyoto-Länder z.B. durch schonendes Pflügen ihre Emissionen verringern. Die genaue Berechnung der Kohlendioxid-Verminderungen durch LULUCF ist umstritten. Kritiker wännen, dass LULUCF zahlreiche Schlupflöcher eröffne, die Thema der Klimaverhandlungen bleiben werden.

### **NAMAs – Nationally Appropriate Mitigation Actions**

Deutschland und Großbritannien entwickelten während der Doha-Konferenz die International NAMA Facility. NAMA bezeichnet alle Maßnahmen, die Entwicklungsländer freiwillig in Sachen Klimaschutz treffen können – z. B. durch Technologietransfer, Capacity Building und dem Waldschutzprogramm REDD. So können auch Entwicklungsländer zum Klimaschutz beitragen. Anders als das CDM sind NAMAs nicht auf solche Projekte beschränkt, bei denen sich Investoren aus Industrieländern Emissionseinsparungen anrechnen lassen können .

### **Fazit und Grundsätzliches**

Der internationale Klimaschutz macht anscheinend keine echten Fortschritte. Das EU-Emissionshandelssystem ist in seiner momentanen Ausgestaltung eigentlich nutzlos, da wirtschaftlich unbedeutend – könnte man meinen. Wenngleich die Weltklimakonferenz Anfang Dezember 2014 in Lima kein voller Erfolg war – böse Zungen behaupteten gar, die COP20 habe „die Grundlagen für eine ‚Nicht-Übereinkunft‘ in Paris 2015 gelegt“ (Assaad Razzouk auf theecologist.org) – wurden doch kleine Fortschritte erzielt: Alle Regierungen müssen bis Ende März 2015 überarbeitete nationale Programme zur Reduzierung der Treibhausgase vorlegen. Auf Druck der Entwicklungsländer wurde eine weitergehende finanzielle Unterstützung durch die reichen Staaten zugesichert. Im-

merhin hatten die USA und China zum ersten Mal mehr oder weniger konkrete Zusagen gemacht. Nach Einschätzung des UN-Klimasekretariats werden aber auch die zusammengefassten Reduktions-Zusagen der einzelnen Länder nicht ausreichen, um die Erderwärmung unter zwei Grad gegenüber dem vorindustriellen Stand zu halten. Verhandlungstechnisch stehen wir vor einer „Emission-Gap-Problematik“: Selbst wenn jedes Land seine selbst aufgelegten Versprechen einlöst und seine Emissionsfrachten gemäß den Vorgaben reduziert, stoßen wir nicht nur aufgrund der UNFCCC-Berechnungen immer noch deutlich zu viele Treibhausgase aus. Die Ziele müssen sich folglich noch deutlich ambitionierter gestalten, was aber die internationalen Verhandlungen nicht voranbringen wird. Auch die 2°C-Grenze wird aller Voraussicht nach überschritten werden – das wird auf internationalem Verhandlungsparkett aber nicht mehr angeführt – man versucht inzwischen, alte Grundsatzdiskussionen zu vermeiden und dadurch schneller voranzukommen.

Die EU hat ein mäßiges einmaliges Backloading beschlossen: 900 Millionen CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden statt zwischen 2014 und 2016 erst 2019 und 2020 auf den Markt kommen. Ob und welche Wirkung das zeitigt, bleibt abzuwarten.

Insgesamt könnte der Emissionshandel trotz allem ein mächtiges Instrument darstellen. Gerade dass die Preise im Keller stehen, heißt, das gesetzte Ziel wird erreicht, aber eben auch nicht überschritten. Hinzu kommt, dass nicht nur in Europa ein derartiges System installiert ist. Unter anderem probieren sich Neuseeland, Australien, Südkorea, Canada sowie die USA und China daran und das mit gutem Erfolg. Derzeit laufen bereits Verhandlungen, verschiedene einzelne Systeme zusammenzulegen und entsprechend gegenseitig zu öffnen. Die ersten Schritte hin zu einem weltweiten System könnten gelegt werden.





## 8 Anhang

### 8.1 Quellen

- /1/ Meadows et al.: Die Grenzen des Wachstums (1972)
- /2/ Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A., 2013, Erneuerbare Energien, Springer Verlag, ISBN 978-3-642-03248-6
- /3/ Weiss, W., Mauthner, F.: Solar heat worldwide, markets and contributions to the energy supply 2010. IEA Solar Heating & Cooling Programme. IEA, Paris (2012)
- /4/ Greenpeace USA, Clicking Green: How Companies are Creating the Green Internet
- /5/ [http://www.bmub.bund.de/bmub/presse-reden/reden/detailansicht/artikel/rede-der-parlamentarischen-staatssekretaerin-ursula-heinen-esser-schwerpunkte-der-klimaschutzpolitik-der-bundesregierung/?tx\\_ttnews%255BbackPid%255D=1892&cHash=b990dc909eab2bd6fc91919e7f7f6d0f](http://www.bmub.bund.de/bmub/presse-reden/reden/detailansicht/artikel/rede-der-parlamentarischen-staatssekretaerin-ursula-heinen-esser-schwerpunkte-der-klimaschutzpolitik-der-bundesregierung/?tx_ttnews%255BbackPid%255D=1892&cHash=b990dc909eab2bd6fc91919e7f7f6d0f)
- /6/ [http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Forschung\\_Foerderung/uf-oplan\\_2012.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Forschung_Foerderung/uf-oplan_2012.pdf)
- /7/ <http://www.swm.de/erneuerbare-energien/energiequellen/wind.html>
- /8/ Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., et al.: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP) (2012).
- /9/ Stenzel, P., Bongartz, R., Fler, J., et al.: Energiespeicher. BWK – Das Energie-Fachmagazin. Nr. 66, S. 42–55 (2014).
- /10/ Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte (2009).
- /11/ Deutsche Bunsen-Gesellschaft für physikalische Chemie: Von Kohlehalden und Wasserstoff. Energiespeicher – zentrale Elemente der Energieversorgung (2013).
- /12/ Hartmann, N., Eltrop, L., Bauer, N., et al.: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart, Universität Stuttgart (2012).
- /13/ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien (2011)
- /14/ Schlussbericht zum Innovationsforum „Power to Gas to Power“ abrufbar auf der Internetseite [www.dbi-gut.de](http://www.dbi-gut.de)
- /15/ Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012“
- /16/ ERDÖL ERDGAS KOHLE 129. Jg. 2013, Heft 11
- /17/ Kaltschmitt, Streicher, Wiese: Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 5. Auflage, Springer-Verlag 2012
- /18/ Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien – Studie; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, November 2013

- /19/Wiese, A.: Vorlesung Wirtschaftlichkeit einer regenerativen Energiebereitstellung, Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft
- /20/Wikipedia: Energiedienstleistung, Abruf April 2014
- /21/Böttcher: Solarvorhaben – wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte, Oldenbourg Verlag 2011
- /22/Wiese A. Kaltschmitt M., Kaltschmitt M. Kleineidam P. Schallenberg, K.: Renewable Power Generation 2012 – Special Report, Renewable Energy Focus, July/August 2013
- /23/Wikipedia: List of solar thermal power stations, Abruf April 2014
- /24/www.dii-eumena.com
- /25/Wikipedia: Projektfinanzierung, Abruf April 2014
- /26/Leitfaden Energienutzungsplan, Herausgeber: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern, Stand: Februar 2011 – Der Leitfaden Energienutzungsplan steht zum download unter <https://www.stmi.bayern.de/buw/energieundklimaschutz/energieleitfaden/index.php>
- /27/Energienutzungsplan Esslingen/Neckar, Bericht zum Klimaschutz-Teilkonzept, 29.10.2013, im Auftrag der Stadt Esslingen
- /28/Energienutzungsplan unter besonderer Berücksichtigung des Denkmalschutzes am Beispiel der Stadt Iphofen, Untersuchung des Potenzials von Nahwärmeversorgungskonzepten in Verbindung mit Sanierungskonzepten denkmalgeschützter, historischer Gebäude in innerörtlichen Quartieren, Forschung im Auftrag des BBR im Rahmen der Forschungsinitiative Zukunft Bau Technische Universität München, Lehrstuhl für Bauklimatik und Haustechnik, Prof. Dr.-Ing. Dr. h.c. Gerhard Hausladen, Abschlussbericht Oktober 2012
- /29/von Carlowitz, Hans Carl: „Sylvicultura oeconomica, oder haußwirthliche Nachricht und Naturmäßige Anweisung zur wilden Baum-Zucht“ Erschienen 1713 – Reprint: TU Bergakademie Freiberg und Akademische Buchhandlung, 2000

# VBI-Schriftenreihe

Folgende Broschüren sind derzeit erhältlich:

## **Die Energieeinsparverordnung 2014**

Juni 2014; Mitglieder: 7,50 Euro, Externe: 13 Euro

## **Geotechnik VBI-Leitfaden**

kostenlos, ab 10 Stück 5,00 Euro Versandkosten

## **Oberflächennahe Geothermie VBI-Leitfaden**

3. Auflage, März 2012; Mitglieder: 7,50 Euro; Externe: 13 Euro

## **Tiefe Geothermie VBI-Leitfaden**

2. Auflage, Februar 2013; Mitglieder: 7,50 Euro; Externe: 13 Euro

## **Leitfaden Nachfolge im Planungsbüro**

5. Auflage, 2013; Mitglieder: 11 Euro, Externe: 16 Euro

## **Leitfaden QM-Dokumentation**

1. Auflage, 2012; Mitglieder: 7,50 Euro, Externe: 13 Euro

## **Textausgabe HOAI 2013**

5,00 Euro, 10 Stück 45,00 Euro (inkl.Versand)

Weitere Broschüren aus der Schriftenreihe zu den FIDIC-Vertragsmustern sind unter [www.vbi.de/shop](http://www.vbi.de/shop) erhältlich.

Alle Preise verstehen sich inkl. MwSt. und zuzüglich Versandkosten (wenn nicht anders angegeben).

VBI Service- und Verlagsgesellschaft mbH, Budapester Straße 31, 10787 Berlin

**Einfach online bestellen: [www.vbi.de/shop](http://www.vbi.de/shop)**