

Studienskript

REGENERATIVE ENERGIEN

DLBAETWEE02

iu

INTERNATIONALE
HOCHSCHULE

REGENERATIVE ENERGIEN

IMPRESSUM

Herausgeber:
IU Internationale Hochschule GmbH
IU International University of Applied Sciences
Juri-Gagarin-Ring 152
D-99084 Erfurt

Postanschrift:
Albert-Proeller-Straße 15-19
D-86675 Buchdorf
media@iu.org
www.iu.de

DLBAETWEE02
Versionsnr.: 001-2023-1212
Prof. Dr. Maik Günther

© 2023 IU Internationale Hochschule GmbH
Dieser Lehrbrief ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte vorbehalten.
Dieser Lehrbrief darf in jeglicher Form ohne vorherige schriftliche Genehmigung der IU Internationale Hochschule GmbH nicht reproduziert und/oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.
Die Autor:innen/Herausgeber:innen haben sich nach bestem Wissen und Gewissen bemüht, die Urheber:innen und Quellen der verwendeten Abbildungen zu bestimmen. Sollte es dennoch zu irrtümlichen Angaben gekommen sein, bitten wir um eine dementsprechende Nachricht.



WISSENSCHAFTLICHE KURSLEITUNG

PROF. DR. MAIK GÜNTHER

Herr Günther unterrichtet seit 2020 als Professor für Wirtschaftsinformatik an der IU Internationale Hochschule. Seine Schwerpunkte liegen hier u. a. in den Bereichen Big Data, Data Analytics, Mathematische Logik, Künstliche Intelligenz und Web-Programmierung.

Nach einem Studium der Wirtschaftsinformatik in Göttingen promovierte Herr Günther als externer Doktorand in Ilmenau. Während seiner Promotion war er im Produktmanagement eines Software- und Beratungshauses tätig. 2010 wechselte er in die Energiewirtschaft, wo er bis heute tätig ist. Hier befasste er sich u. a. mit Data Analytics, Requirements Engineering, Elektromobilität sowie der Modellierung, Simulation und Optimierung von Märkten und Prozessen. Daneben arbeitet er als Research Affiliate am Center for Energy Markets und ist Mitglied in den Arbeitskreisen verschiedener Branchenverbände.

Vor seiner Tätigkeit an der IU Internationale Hochschule war Herr Günther bereits als Dozent für Wirtschaftsinformatik, Workforce Management, Controlling und Energiewirtschaft tätig.

INHALTSVERZEICHNIS

REGENERATIVE ENERGIEN

Wissenschaftliche Kursleitung	3
Einleitung	
Wegweiser durch das Studienskript	8
Literaturempfehlungen	9
Übergeordnete Lernziele	11
Lektion 1	
Grundbegriffe regenerativer Energie	13
1.1 Technische Bewertungskriterien	14
1.2 Energetische Bewertungskriterien	17
1.3 Ökonomische Bewertungskriterien	20
1.4 Potenziale und Verfügbarkeiten	24
Lektion 2	
Regenerative Stromerzeugung mit Solarstrahlung	29
2.1 Solare Strahlung	32
2.2 Geschichtliche Entwicklung	34
2.3 Funktionsprinzip der Photovoltaik	35
2.4 Auswirkungen auf das Stromsystem	40
Lektion 3	
Regenerative Stromerzeugung mit Wind- und Wasserkraft	45
3.1 Windenergieanlagen	46
3.2 Wasserkraftwerke	54
3.3 Standortfaktoren für Windenergieanlagen und Wasserkraftwerke	61
Lektion 4	
Verwertung von Biomasse und Müll	65
4.1 Biomasse	66
4.2 Biogasanlagen	70
4.3 Müllverbrennung	72

Lektion 5

Regenerative Gewinnung von Wärme	79
5.1 Solarthermie	80
5.2 Geothermische Energie	84
5.3 Geothermie	87
5.4 Wärmepumpen	90

Lektion 6

Politische Rahmenbedingungen regenerativer Energien	99
6.1 Das EEG und weitere relevante Gesetze	100
6.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen für neue Windenergieanlagen	102
6.3 Künftige Anforderungen an die Energiespeicherung und -erzeugung	104

Verzeichnisse

Literaturverzeichnis	116
Abbildungsverzeichnis	126

EINLEITUNG

HERZLICH WILLKOMMEN

WEGWEISER DURCH DAS STUDIENSKRIPT

Dieses Studienskript bildet die Grundlage Ihres Kurses. Ergänzend zum Studienskript stehen Ihnen weitere Medien aus unserer Online-Bibliothek sowie Videos zur Verfügung, mit deren Hilfe Sie sich Ihren individuellen Lern-Mix zusammenstellen können. Auf diese Weise können Sie sich den Stoff in Ihrem eigenen Tempo aneignen und dabei auf lernspezifische Anforderungen Rücksicht nehmen.

Die Inhalte sind nach didaktischen Kriterien in Lektionen aufgeteilt, wobei jede Lektion aus mehreren Lernzyklen besteht. Jeder Lernzyklus enthält jeweils nur einen neuen inhaltlichen Schwerpunkt. So können Sie neuen Lernstoff schnell und effektiv zu Ihrem bereits vorhandenen Wissen hinzufügen.

In der IU Learn App befinden sich am Ende eines jeden Lernzyklus die Interactive Quizzes. Mithilfe dieser Fragen können Sie eigenständig und ohne jeden Druck überprüfen, ob Sie die neuen Inhalte schon verinnerlicht haben.

Sobald Sie eine Lektion komplett bearbeitet haben, können Sie Ihr Wissen auf der Lernplattform unter Beweis stellen. Über automatisch auswertbare Fragen erhalten Sie ein direktes Feedback zu Ihren Lernfortschritten. Die Wissenskontrolle gilt als bestanden, wenn Sie mindestens 80 % der Fragen richtig beantwortet haben. Sollte das einmal nicht auf Anhieb klappen, können Sie die Tests beliebig oft wiederholen.

Wenn Sie die Wissenskontrolle für sämtliche Lektionen gemeistert haben, führen Sie bitte die abschließende Evaluierung des Kurses durch.

Die IU Internationale Hochschule ist bestrebt, in ihren Skripten eine gendersensible und inklusive Sprache zu verwenden. Wir möchten jedoch hervorheben, dass auch in den Skripten, in denen das generische Maskulinum verwendet wird, immer Frauen und Männer, Inter- und Trans-Personen gemeint sind sowie auch jene, die sich keinem Geschlecht zuordnen wollen oder können.

LITERATUREMPFEHLUNGEN

ALLGEMEIN

- Kaltschmitt, M., Streicher, W. & Wiese A. (2020). *Erneuerbare Energien. Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl.). Springer. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edshbz&AN=edshbz.DE.605.HBZ01.036836201&site=eds-live&scope=site>
- Reich, G. & Reppich, M. (2018). *Regenerative Energietechnik. Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung*. (2. Aufl.). Springer Vieweg. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=cat05114a&AN=ihb.37883&site=eds-live&scope=site>
- Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T. & Fischer, J. (2017). *Handbuch Regenerative Energietechnik*. (3. Aufl.). Springer. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=cat05114a&AN=ihb.51839&site=eds-live&scope=site>
- Zahoransky, R. (2022). *Energietechnik. Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung: Kompaktwissen für Studium und Beruf*. (9. Aufl.). Springer Vieweg. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edsbvb&AN=edsbvb.BV047658757&site=eds-live&scope=site>

LEKTION 1

- Löschel, A., Grimm, V., Lenz, B. & Staiß, F. (2021). *Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (Im Internet verfügbar).
- U. S. Energy Information Administration, eia. (2022). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*. (Im Internet verfügbar).

LEKTION 2

- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. (2022). *Photovoltaics Report*. (Im Internet verfügbar).

LEKTION 3

- Ernst, H. P. (03. August 2020). AGAW-Studie „Wasserkraft und Flexibilität“. *Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft*, 72(78), 333–337. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjs&AN=edssjs.52544EDE&site=eds-live&scope=site>

Kern, L., Seebaß, J. V. & Schlüter, J. (26. November 2019). Das Potenzial von vertikalen Windenergieanlagen im Kontext wachsender Flächennutzungskonflikte und Akzeptanzprobleme der Windenergie, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 43(4), 289–302. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjs&AN=edssjs.BC271A21&site=eds-live&scope=site>

LEKTION 4

Daniel-Gromke, J., Rensberg, N., Denysenko, V., Barchmann, T., Oehmichen, K., Beil, M., Beyrich, W., Krautkremer, B., Trommler, M., Reinholz, T., Vollprecht, J. & Rühr, C. (Januar 2020). *Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht*. Umweltbundesamt. (Im Internet verfügbar).

Günther, M., Greller, M. & Fallahnejad, M. (April 2015). Evaluation of Long-Term Scenarios for Power Generation and District Heating at Stadtwerke München. *Informatik Spektrum*, 38(2), 97–102. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjs&AN=edssjs.BCBD3EA2&site=eds-live&scope=site>

LEKTION 5

Böttcher, F. & Zosseder, K. (01. März 2022). Thermal influences on groundwater in urban environments – A multivariate statistical analysis of the subsurface heat island effect in Munich. *Science of The Total Environment*, 810(4), 152193. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.ADF66BB4&site=eds-live&scope=site>

Becker, M., Jung, D., Wintzek, P., Müller, T. & Zdrallek, M. (25. Juli 2021). Rechtliche Rahmenbedingungen zur Anwendung von Sperrzeiten bei Wärmepumpen für die Integration in ein Lastmanagement. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 45(4), 271–285. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edb&AN=153651425&site=eds-live&scope=site>

LEKTION 6

Guckelberger, A. (April 2022). Klimaschutzinstrumente aus KSG, TEHG und BEHG. *Natur und Recht*. 44(4), 221–230. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edshol&AN=edshol.hein.journals.natrct44.25&site=eds-live&scope=site>

Holz, F., Roth, A., Sogalla, R., Meißner, F., Zachmann, G., Mc Williams, B. & Kemfert, C. (02. September 2022). Zukunft des europäischen Energiesystems: Die Zeichen stehen auf Strom. *DIW-Wochenbericht*. 6, 76–82. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=bsu&AN=155157823&site=eds-live&scope=site>

ÜBERGEORDNETE

LERNZIELE

Der Kurs **Regenerative Energien** vermittelt Ihnen zunächst einen Überblick über die wichtigsten Grundbegriffe. Hierbei wird vor allem auf technische, energetische und ökonomische Bewertungskriterien fokussiert. Zudem werden Begrifflichkeiten zu den Potenzialen und Verfügbarkeiten geklärt.

Aufbauend auf diesem Grundstock werden Sie sich im Folgenden mit einzelnen Technologien regenerativer Strom- und Wärmeerzeugung befassen. Zunächst wird auf die Stromerzeugung mit Photovoltaik, Windenergieanlagen, Wasserkraftwerken eingegangen. Anschließend erfolgt eine Darstellung der Nutzung von Biomasse und Müll zur Strom- und Wärmeerzeugung. Sie werden zudem die Anwendungsmöglichkeiten der oberflächennahen Geothermie, Tiefengeothermie und Solarthermie kennenlernen.

Abschließend werden Sie mit den politischen Rahmenbedingungen der erneuerbaren Energien vertraut gemacht. Neben regulatorischen Aspekten geht es hierbei auch um die Leitplanken für den zukünftigen Einsatz von Speichern und anderen Flexibilisierungsoptionen.

LEKTION 1

GRUNDBEGRIFFE REGENERATIVER ENERGIE

LERNZIELE

Nach der Bearbeitung dieser Lektion werden Sie in der Lage sein, ...

- regenerative Anlagen anhand ihrer technischen Bewertungskriterien zu beschreiben.
- energetische Bewertungskriterien anzuwenden.
- die Berechnung der Stromgestehungskosten als ökonomisches Bewertungskriterium wiederzugeben.
- geeignete Bewertungskriterien für den jeweiligen Anwendungszweck auszuwählen.
- verschiedene Potenziale anhand der Potenzialbegriffe zu beurteilen.
- die Verfügbarkeitsrestriktionen regenerativer Energien zu benennen.

1. GRUNDBEGRIFFE REGENERATIVER ENERGIE

Einführung

Anlagen für die regenerative Strom- und Wärmeerzeugung sowie ganze Energiesysteme lassen sich anhand verschiedener Kennzahlen bewerten. Dabei ist es wichtig, diese korrekt zu definieren und anzuwenden. Zudem sollten Technologien zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem Energiesystem ganzheitlich betrachtet werden. Die alleinige Nutzung einzelner Kennzahlen wie Wirkungsgrad, Stromgestehungskosten oder installierte Leistung ist wenig zielführend, um die Eignung verschiedener Technologien in einem Energiesystem zu bewerten.

In dieser Lektion werden verschiedene Bewertungskriterien erläutert. Diese können gleichsam für regenerative und konventionelle Anlagen verwendet werden. Zunächst werden technische, energetische und ökonomische Bewertungskriterien in jeweils separaten Lernzyklen vorgestellt. Abschließend erfolgt eine Einführung von Begriffen zu Potenzialen und Verfügbarkeiten.

1.1 Technische Bewertungskriterien

Leistung

Die Leistung P ergibt sich aus der in einer Zeitspanne verrichteten Arbeit ΔW bzw. aufgewendeten Energie ΔE bezogen auf diese Zeitspanne Δt . Sie wird in Watt (W) angegeben und die Arbeit bzw. Energie in Joule (J) oder Wattstunden (Wh).

$$P = \frac{\Delta W}{\Delta t} = \frac{\Delta E}{\Delta t}$$

Generell wird bezüglich der Leistung häufig noch zwischen der elektrischen Leistung P_{el} (oder P_{elt}) und der thermischen Leistung P_{th} (oder P_{therm}) unterschieden (Reich & Repich, 2018, S. 34).

Als Nennleistung (auch Nettonennleistung) bezeichnet man die höchste Dauerleistung, die eine Anlage unter Nennbedingungen erreicht. Von installierter Leistung wird gesprochen, wenn nur die Nennleistung bereits errichteter Anlagen gemeint ist (DESTATIS, 2021). In der folgenden Tabelle ist die in Deutschland im Jahr 2020 installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Gigawatt (GW) für verschiedene Energieträger dargestellt.

Tabelle 1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland im Jahr 2020

Energieträger	GW
Braunkohle	20,7
Steinkohle	24,0
Erdgas	30,2
Kernenergie	8,1
Mineralöl	4,3
übrige konventionelle Energieträger	6,4
Erneuerbare, davon:	131,0
Wind	13,4
Photovoltaik	53,8
Wasserkraft	5,6
Biomasse	9,3

Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2021a, S. 23.

Addiert man zur Nennleistung die Summe der für die Erzeugung notwendigen Leistungen (Eigenverbrauch der Anlage), beispielsweise von Neben- und Hilfsaggregaten, so erhält man die Bruttoleistung (DESTATIS, 2021).

Technische Verfügbarkeit

Die technische Verfügbarkeit ist eine Messgröße für die Zuverlässigkeit einer Anlage, die in Prozent angegeben wird. Hierbei lassen sich u. a. zwei Varianten unterscheiden (VGB PowerTech, 2021).

- **Zeitverfügbarkeit** k_t : Dies ist der Quotient der Zeit mit operativer Funktionsfähigkeit einer Anlage t_v (Betrieb, aber auch Reserve) zu einer Nennzeit t_N (häufig das Jahr), unabhängig von der Höhe der verfügbaren Leistung. Die Zeitverfügbarkeit kann durch Betrieb, Instandhaltung und Störungen beeinflusst werden.

$$k_t = \frac{t_v}{t_N}$$

- **Arbeitsverfügbarkeit** k_w : Dies ist der Quotient der verfügbaren Arbeit W_v zu der im gleichen Zeitraum (häufig das Jahr) möglichen Nennarbeit W_N , die sich aus Nennleistung P mal Nennzeit t_n ergibt. Die Arbeitsverfügbarkeit berücksichtigt den technischen und betrieblichen Zustand einer Anlage. Im Gegensatz zur Zeitverfügbarkeit wird also

auch eine Minderleistung innerhalb des betrachteten Zeitraums einbezogen, die sich beispielsweise aufgrund der Primärenergieverfügbarkeit am Anlagenstandort ergibt. Die Arbeitsverfügbarkeit ist damit immer geringer als die Zeitverfügbarkeit.

$$k_w = \frac{W_v}{W_N}$$

Während die Zeitverfügbarkeit regenerativer Anlagen meist über 95 Prozent liegt, beträgt die Arbeitsverfügbarkeit je nach Standort bei Onshore-Wind 20–40 Prozent oder bei Photovoltaik (PV) 10–15 Prozent (Reich & Reppich, 2018, S. 35–36).

Betriebsstundenzahl

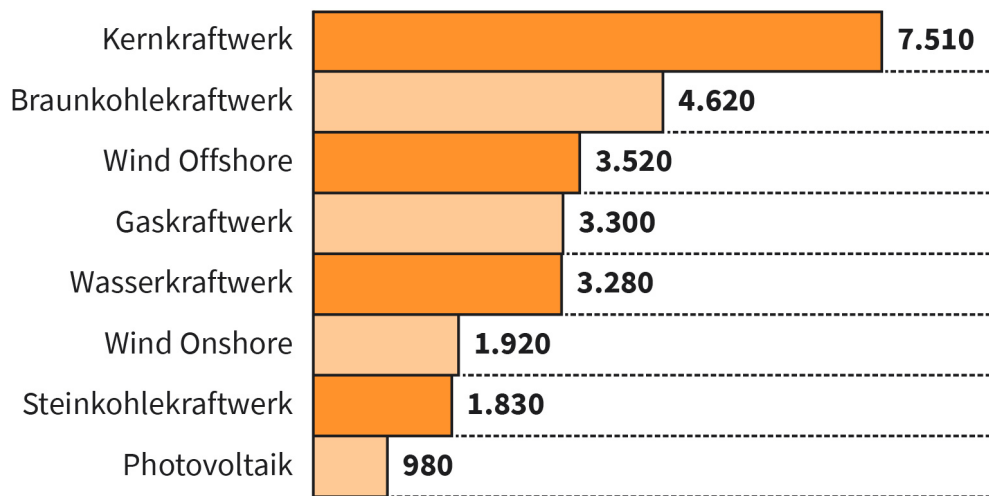
Damit ist die Zeit t_B in Stunden gemeint, in der eine Anlage innerhalb eines Jahres in Betrieb ist. Gewöhnlich ist diese Zahl kleiner als 8.760 Stunden (ein Jahr mit 365 Tagen hat 8.760 Stunden), da die Anlage u. a. wegen Instandhaltungsarbeiten oder Störungen nicht permanent in Betrieb ist (Reich & Reppich, 2018, S. 36).

Volllaststundenzahl

Die Volllaststundenzahl (auch Vollbenutzungsstunden) t_V gibt an, wie viele Stunden eine Anlage im Betrachtungszeitraum eines Jahres mit Nennleistung laufen würde, um auf die im Betrachtungszeitraum produzierte oder verbrauchte Energie zu kommen. Sie gibt demnach nicht an, wie viele Stunden im Jahr ein Windrad oder ein Elektromotor tatsächlich unter Volllast gelaufen ist bzw. laufen wird (Reich & Reppich, 2018, S. 36).

Die folgende Grafik zeigt die Volllaststunden der gesamten Elektrizitätswirtschaft in Deutschland im Jahr 2020 für alle im Markt befindlichen Kraftwerke. Es wird deutlich, dass die in einem Jahr produzierte Energie maßbeglich von der Volllaststundenzahl abhängt. Bei einem Offshore- und einem Onshore-Windpark mit jeweils 50 MW würde der Offshore-Windpark mehr Energie produzieren ($50 \text{ MW} \cdot 3.520 \text{ h/a} = 176 \text{ GWh/a}$ vs. $50 \text{ MW} \cdot 1.920 \text{ h/a} = 96 \text{ GWh/a}$).

Abbildung 1: Volllaststunden in Deutschland in 2020 (in h/a)



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2021b.

Technische Lebensdauer

Die technische Lebensdauer L einer Anlage gibt die Zeitspanne zwischen Errichtung und Ausfall an. Sie wird häufig in Jahren oder Stunden ausgewiesen. Die technische Lebensdauer einer Anlage hängt u. a. von der Beanspruchung und Qualität der Bauteile ab, aber auch davon, ob Wartungsarbeiten regelmäßig und korrekt durchgeführt wurden. Hat eine Anlage die technische Lebensdauer erreicht, sind Instandhaltungsmaßnahmen nicht mehr möglich. Die Anlage kann dann grundlegend modernisiert, durch einen Neubau ersetzt oder zurückgebaut werden (Reich & Reppich, 2018, S. 37).

Die technische Lebensdauer der verschiedenen regenerativen Anlagen unterscheidet sich stark. Bei PV geht man von 30 Jahren aus (Wechselrichter 20 Jahre), bei Onshore-Wind sind es 20 Jahre, bei Offshore-Wind 25 Jahre und bei Wasserkraft 80 Jahre (maschinentechnische Anlagenteile 40 Jahre). Im Vergleich dazu werden bei einer mit Erdgas gefeuerten **GuD** 30 Jahre angenommen (Kaltschmitt et al., 2020a, S. 48; Bründlinger et al., 2020, S. 434; Kaltschmitt et al., 2020b, S. 544–545; Aufleger et al., 2020, S. 657).

GuD

Dieses Akronym steht für ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, wobei der Abgasmassenstrom der Gasturbine in einem Abhitzedampferzeuger Dampf für die Dampfturbine erzeugt.

1.2 Energetische Bewertungskriterien

Wirkungsgrad und Nutzungsgrad

Der Wirkungsgrad η (klein Eta) ist eine dimensionslose Kennzahl oder Prozentzahl, die die momentane Effizienz einer Anlage angibt. Er errechnet sich wie folgt, wobei ohne Speicherung von Energie auch die Leistung zur Berechnung des Wirkungsgrades genutzt werden kann. Hierbei steht E_{zu} für die Primärenergie und E für die Endenergie. Während eines Umwandlungsprozesses von Primär- in Endenergie treten verschiedene Energieverluste

E_v auf, beispielsweise durch den Eigenverbrauch der Anlage, Abgas-, Verteilungsverluste oder durch physikalische Einschränkungen. Damit ist die zugeführte Primärenergie nie größer als die abgegebene Endenergie.

$$\eta = \frac{E}{E_{zu}} = \frac{E_{zu} - E_v}{E} = \frac{P}{P_{zu}}$$

Der Wirkungsgrad unterliegt Schwankungen, die vom jeweiligen Betriebszustand (z. B. Betrieb unter Volllast vs. Teillast) sowie den Betriebsparametern (z. B. Außentemperatur) abhängen. Daher wird der Wirkungsgrad häufig für bestimmte Auslegungsbedingungen angegeben, beispielsweise bei Nennleistung unter Nennbedingungen. Zudem kann mit dem Nutzungsgrad ζ (klein Zeta) das Verhältnis aus abgegebener Energie zu zugeführter Energie über eine bestimmte Zeitspanne angegeben werden, beispielsweise für ein Jahr oder für die technische Lebensdauer der Anlage. In diese Zeitspanne sind verschiedene Betriebszustände einer Anlage wie Bereitschaft, Anfahr-, Teillast- und Volllastbetrieb eingeschlossen (Reich & Reppich, 2018, S. 37–38; Unger et al., 2020, S. 19).

Erntefaktor

Beim Wirkungsgrad wird der Primärenergieeinsatz berücksichtigt. Es wird demnach die energetische Güte des Umwandlungsprozesses bewertet. Beim Erntefaktor ε (klein Epsilon) hingegen wird die Graue Energie E_{Infra} berücksichtigt, sodass die energetische Güte der Infrastruktur bewertet wird. Bei Grauer Energie handelt es sich um Energie für Bau, Wartung und Abriss einer Anlage sowie für etwaige vor- und nachgelagerte Prozesse – bei einem Kohlekraftwerk sind derartige Prozesse beispielsweise die Förderung und der Transport des Brennstoffs (Unger et al., 2020, S. 19).

$$\varepsilon = \frac{E}{E_{Infra}}$$

Energetische Amortisationszeit und Kohlendioxidamortisation

Eine Anlage zur Gewinnung von Energie verursacht also selbst Graue Energie. Als energetische Amortisationszeit (auch Energierückzahlzeit) T_{AM} bezeichnet man die Zeit, nach der bei einer Anlage ein Netto-Gewinn an Energie entsteht. So liegt laut Fraunhofer ISE die energetische Amortisationszeit für PV weltweit zwischen 0,44 und 1,42 Jahren (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems [ISE], 2021). Sie hängt u. a. von den genutzten Modulen und dem Standort ab.

CO₂-Äquivalent

Dies wird zur einheitlichen Beschreibung der Klimawirkung von Treibhausgasen herangezogen.

Ein Kilogramm Methan hat in den ersten 100 Jahren einen 28 mal so starken Beitrag zum Treibhauseffekt wie ein Kilogramm CO₂.

Wird die benötigte Graue Energie mit den entsprechenden **CO₂-Äquivalenten** bewertet, so kann im Kontext der Kohlendioxidamortisation (auch Treibhausgasamortisation) ebenfalls ermittelt werden, ab wann sich ein Netto-Gewinn bzgl. der CO₂-Einsparung ergibt. Dieser Zeitpunkt hängt signifikant davon ab, wie die Graue Energie erzeugt wurde – also beispielsweise Strom aus Braunkohle vs. Strom aus PV für das Schmelzen des Aluminiums der Unterkonstruktion einer PV-Freiflächenanlage – und welche CO₂-Emissionen die Anlage selbst verursacht.

Globalwirkungsgrad

Anhand von Wirkungsgrad oder Erntefaktor kann keine gesamtenergetische Bewertung einer Anlage vorgenommen werden. Denn diese Kennzahlen beziehen sich entweder auf die energetische Güte des Umwandlungsprozesses oder auf die energetische Güte der Infrastruktur. Der Globalwirkungsgrad δ (klein Delta) berücksichtigt beide Aspekte gesamtheitlich (Unger et al., 2020, S. 19, 101).

$$\delta = \frac{E}{E_{zu} + E_{Infra}}$$

Energieeffizienz

Zur Erreichung der Klimaziele können drei Nachhaltigkeitsstrategien genutzt werden (Behrendt et al., 2018, S. 6).

- **Suffizienz:** Dies bezeichnet die Reduktion des Energieverbrauchs durch die Konsumreduktion. Ein Beispiel ist, defekte Geräte zu reparieren, statt sie neu zu beschaffen.
- **Konsistenz:** Dieser Begriff bezeichnet den Einsatz von Technologien, die verträglich (konsistent) mit natürlichen Stoffkreisläufen sind. Ein Beispiel ist die Nutzung regenerativer Energien statt fossiler Energieträger zur Stromproduktion.
- **Effizienz:** Damit ist eine Verbesserung des Verhältnisses von Output zu Input gemeint. Ein Beispiel ist die Dämmung von Gebäuden zur Reduktion der Wärmeverluste über die Gebäudehülle.

Gemäß Artikel 2, Ziffer 4 der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU ist Energieeffizienz definiert als „das Verhältnis von Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zu Energieeinsatz“. Mit Energieeffizienz, also der rationellen Verwendung von Energie, soll das Ziel verfolgt werden, den Gesamtenergiebedarf von Prozessen zu senken. Dies kann durch die Minimierung von Verlusten geschehen, die bei der Wandlung, der Speicherung und dem Transport von Energie auftreten (Wesselak et al., 2017, S. 37).

Seit im Jahr 2016 auf nationaler Ebene mit dem Grünbuch Energieeffizient (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2016, S. 15–18) sowie im EU-Winterpaket (European Commission, 2016) „Efficiency First“ proklamiert wurde, ist die Energieeffizienz als Strategie stärker in den Fokus gerückt. Die Idee ist, dass die sauberste Energie diejenige ist, die gar nicht erst erzeugt wird. Dieser Ansatz wird durchaus kontrovers diskutiert, da die Effizienzpotenziale begrenzt sind und im Kontext der Energieeffizienz z. T. ein Rebound-Effekt auftritt. Dieser gibt den Teil der theoretischen Einsparung durch eine Effizienzmaßnahme an, der nicht realisiert wird. Das liegt u. a. daran, dass mögliche Einsparungen durch eine vermehrte Nutzung oder ein geändertes Konsumverhalten aufgezehrt und gelegentlich sogar überkompensiert werden (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2022, S. 28).



EXKURS

Ein anschauliches Beispiel bietet der Gebäudesektor. Maßnahmen zur energetischen Sanierung zeigen in der Praxis nicht immer die gewünschten Einspareffekte. Eine Ursache ist u. a. die Anhebung der Innenraumtemperaturen nach der Sanierung, da dies durch die Sanierung relativ kostengünstig möglich ist. Zudem werden z. T. auch zuvor nicht beheizte Gebäudeteile nach der Sanierung mitbeheizt (Günther & Müller, 2022).

Deutschland hat sich im Energiekonzept 2010 das Ziel gesetzt, den Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 bis 2020 um 20 Prozent, bis 2030 um 30 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent zu senken. Hierzu soll die Endenergieproduktivität jährlich um durchschnittlich 2,1 Prozent steigen (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010, S. 5). Bei der Erreichung der Ziele aus dem Energiekonzept 2010 schneidet Deutschland jedoch besonders schlecht im Bereich Energieeffizienz ab. Im Vergleich zum Basisjahr 2008 wird statt 2,1 Prozent nur eine jährliche Steigerung von 1,3 Prozent erreicht.

Die Endenergieproduktivität f_p ergibt sich als Quotient aus dem Bruttoinlandsprodukt BIP und dem Endenergieverbrauch E pro Jahr (bei der Primärenergieproduktivität verwendet man den Primärenergieverbrauch im Nenner). Der reziproke Wert der Endenergieproduktivität ist die Endenergieintensität f_i (Reich & Reppich, 2018, S. 44).

$$f_p = \frac{BIP}{E}$$
$$f_i = \frac{1}{f_p} = \frac{E}{BIP}$$

Anhand der beiden zuvor aufgeführten Gleichungen wird deutlich, dass die Endenergieproduktivität bzw. die Endenergieintensität nur bedingt geeignet sind, Aussagen über die erzielte Energieeinsparung zu treffen. So könnte bei einem starken Wirtschaftswachstum auch eine höhere Energieproduktivität überkompensiert werden.

1.3 Ökonomische Bewertungskriterien

Kosten und Erlöse

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine Anlage (Neubau sowie Bestand) müssen die Kosten den Erlösen im Zeitablauf gegenübergestellt werden. Aufgrund der Langlebigkeit der Investitionsgüter ist die Abschätzung der relevanten Parameter mit Unsicherheit verbunden. Daher werden häufig Szenarien berechnet und Sensitivitäten angestellt.

Bei den Kosten lassen sich fixe und variable Kosten unterscheiden. Die Fixkosten umfassen vor allem die Investitionskosten (auch Investitionsausgaben oder Capital Expenditure [CAPEX]). Zu den variablen Kosten zählen die Betriebskosten (auch Operational Expenditure [OPEX]) sowie die Brennstoffkosten und die Kosten für **European Union Allowances** (EUAs). Bei regenerativen Anlagen entfallen die EUAs. Brennstoffkosten fallen bei der Nutzung von Wind und Sonne ebenfalls nicht an, jedoch zumeist bei der Nutzung von Biomasse. Auf der Kostenseite sind zudem noch Steuern zu berücksichtigen.

Kosten lassen sich auch nach externen und internen Kosten unterscheiden. Erstere umfassen u. a. Aufwendungen für die Beeinträchtigung der menschlichen Gesundheit und der Umwelt. In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung gehen externe Kosten bisher nur unvollständig ein. Sie werden von den Verursachenden der Kosten somit nur zum Teil getragen. Derzeit umfasst dies einen Teil der Kosten, die die Anlage zum Klimawandel beiträgt – und dies auch nur insoweit die Emissionen im Rahmen des European Union Emissions Trading Systems (EU ETS) oder des deutschen Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) einbezogen sind. Die internen Kosten sind der Anlage direkt zurechenbar und umfassen u. a. die Investitionskosten sowie die Betriebskosten. Letztere werden der Einfachheit halber häufig als prozentualer Anteil der CAPEX pro Jahr angesetzt (Reich & Reppich, 2018, S. 48).

Zur Erlösseite zählen Einnahmen aus dem Verkauf der erzeugten Energie bzw. aus Förderungen und Prämien. Bei regenerativen Stromerzeugungsanlagen außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) kann zudem die Grünstromgemeinschaft zusätzlich zur produzierten Energie vermarktet werden. Unter Umständen gibt es auch Erlöse aus weiteren Quellen, wie die Vermarktung von **Regelleistung** oder eine Vergütung für eine zur Verfügung stehende **Schwarzstartfähigkeit**.

Der Verkauf der erzeugten Energie bzw. Förderungen und Prämien stellt den Hauptanteil der möglichen Erlöse dar. Die zukünftige Entwicklung weiterer Erlösbestandteile ist meist hochgradig unsicher. So haben sich beispielsweise durch verschiedene Maßnahmen in den letzten Jahren die Preise für die Regelleistung signifikant reduziert. Eine Investitionsentscheidung in eine Erzeugungsanlage sollte daher nur auf Basis der Erlöse aus dem Verkauf von Energie sowie durch Einnahmen aus Förderungen und Prämien getroffen werden. Erlöse an weiteren Märkten können die Wirtschaftlichkeit durchaus verbessern – diese Erlösquellen sollten bei einer möglichen Unsicherheit über ihre zukünftige Höhe jedoch nicht ausschlaggebend für eine Investitionsentscheidung sein.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (auch Levelized Cost of Electricity [LCOE]) bezeichnen die minimal erforderlichen durchschnittlichen Erlöse pro produzierter Energieeinheit (z. B. in €/MWh) über die gesamte Betriebszeit einer Anlage, um all ihre Kosten sowie die angestrebte Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu erwirtschaften (U. S. Energy Information Administration [eia], 2022, S. 1). In diesem Fall erreicht die Anlage genau den Break Even. Sollten die LCOE dauerhaft geringer als die langfristigen Marktpreise für Strompreise sein, so würde die Anlage (unter Vernachlässigung etwaiger Restriktionen und Risiken: Länder-, Mengen-, Erlös- und Technologierisiko) einen positiven Kapitalwert erzielen.

European Union Allowances

Zertifikate im European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS). Ein Zertifikat berechtigt zur Freisetzung einer Tonne CO₂ bzw. der Menge eines anderen Treibhausgases mit demselben Treibhausgaspotenzial. Das Zertifikat ist in diesem Fall zu löschen.

Regelleistung

Die Regelleistung gleicht Schwankungen der Frequenz im Stromnetz aus. Sie kann positiv sowie negativ benötigt werden und wird entsprechend der zeitlichen Staffelung in Primär-, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve unterschieden.

Schwarzstartfähigkeit

Damit wird die Fähigkeit eines Kraftwerks bezeichnet, unabhängig vom Netz wieder hochzufahren. Das ist eine relevante Eigenschaft bei Stromausfällen.

Zeitwert des Geldes
 Beispiel: Sobald eine Inflation auftritt oder ein Verzinsungsanspruch besteht, was regelmäßig der Fall ist, sind heute 10 Euro mehr wert als 10 Euro in der Zukunft.

Die Berechnung der LCOE kann nach der Kapitalwertmethode erfolgen, welches ein Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung ist. Es wird also der **Zeitwert** des Geldes berücksichtigt. Das ist wichtig, da beim Bau und Betrieb einer Anlage Einnahmen und Ausgaben als Nominalwerte zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen. Diese werden rechnerisch erfasst und im Rahmen der Kapitalwertmethode vergleichbar gemacht. Dazu wird der Barwert gebildet.

Die LCOE werden mit der Kapitalwertmethode nach der folgenden Formel berechnet. Hierbei werden mit I_0 die Investitionskosten zum Zeitpunkt $t = 0$ bezeichnet. A_t sind die jährlichen Gesamtkosten zum Zeitpunkt $t \geq 1$, also während des Betriebs der Anlage über die Nutzungsdauer n , und $M_{t,el}$ ist jeweils die in t produzierte Menge an Strom. Mit $(1+i)^t$ werden A_t und $M_{t,el}$ auf den Zeitpunkt $t = 0$ diskontiert (das Diskontieren der Strommenge $M_{t,el}$ statt eines Geldbetrages ist hier sachgerecht, da die produzierte Energie in Zukunft zu nominalen Erlösen führt). Prinzipiell wäre es auch möglich, ein anderes Basisjahr zu wählen, beispielsweise wenn $t = 0$, also der Beginn der Investition, weit in der Zukunft liegt.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Nachfolgend sind die Stromgestehungskosten in Deutschland für das Jahr 2021 in Cent je kWh zum Basisjahr 2021 dargestellt. Die Schwankungsbereiche ergeben sich u. a. wegen verschiedener Standorte und der daraus resultierenden Vollbenutzungsstunden der Erneuerbaren. Zusätzlich zu Aufdach- und Freiflächen-PV sind jeweils auch Varianten mit Batteriespeicher aufgeführt, wobei dort auch das Verhältnis der PV-Spitzenleistung in kW peak (kW_p) zur Batterie-Nutzkapazität in kWh angegeben ist.

Tabelle 2: Stromgestehungskosten in Deutschland im Jahr 2021

	Stromgestehungskosten [Eurocent ₂₀₂₁ /kWh]
PV Dach klein	5,81–11,01
PV Dach klein Batterie 1:1	8,33–19,72
PV Dach groß	4,63–9,78
PV Dach groß Batterie 2:1	6,58–14,40
PV Freifläche	3,12–5,70
PV Freifläche Batterie 3:2	5,24–9,92
Wind Onshore	3,94–8,29
Wind Offshore	7,23–12,13
Biogas	8,45–17,26

	Stromgestehungskosten [Eurocent ₂₀₂₁ /kWh]
festе Biomasse	7,22–15,33
Braunkohle	10,38–15,34
Steinkohle	11,03–20,04
GuD	7,79–13,06
Gas	11,46–28,96

Quelle: Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Kost et al., 2021, S. 17.

Anhand der LCOE sollten keine Investitionsentscheidungen getroffen werden. Zum einen werden etwaige Restriktionen und Risiken vernachlässigt. Zum anderen erfolgt mit den LCOE keine Betrachtung des gesamtheitlichen Energiesystems. So wird bei LCOE der Aspekt der **gesicherten Leistung** nicht berücksichtigt. Denn es ist in Zukunft beispielsweise erforderlich, offene Gasturbinen zu errichten, die perspektivisch mit klimaneutralen Gasen betrieben werden, obwohl diese höhere LCOE aufweisen als Freiflächen-PV.

LCOE dienen vielmehr dazu, die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit verschiedener Anlagen zu vergleichen, die eine ähnliche Rolle im Energiesystem spielen. Hier können dann auch Langfristprojektionen zur Entwicklung der LCOEs analysiert werden, um mögliche Trends zu erkennen.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass es analog zu den LCOE für Strom auch LCOH für Wasserstoff oder LCOS für Speichertechnologien gibt. Das Konzept der LCOE ist demnach nicht nur auf die Produktion von Strom beschränkt. Gelegentlich steht LCOE daher auch für Levelized Cost of Energy.

Zum Teil werden die LCOE auch mit den langfristigen Grenzkosten (auch Long Run Marginal Costs [LRMC]) gleichgesetzt – als Strompreis, der im Durchschnitt über die Betriebszeit einer Anlage erforderlich ist, um in den Bau und Betrieb einer neuen Anlage zu investieren. Wichtig beim Konzept der LRMC ist jedoch, dass es sich um die Veränderung der Gesamtkosten für die Befriedigung einer dauerhaften (also langfristigen) Nachfragesteigerung handelt, geteilt durch die Höhe der Nachfragesteigerung. Hierbei wird unterstellt, dass alle Faktoren variabel sind. Bei den LRMC wird demnach ein Energiesystem bei einer inkrementellen Änderung der Nachfrage optimiert, während bei den LCOE einzelne Anlagen bzw. Technologien mit vorgegebenen Lebensdauern und freier Wahl des Anlageneinsatz betrachtet werden.

Die Berechnung der LRMC ist deutlich aufwendiger als die der LCOE und erfordert häufig komplexe Optimierungs- und Simulationsmodelle, beispielsweise für den Forecast der langfristigen Erdgaspreise (Günther & Nissen, 2021) oder wenn Investitionsentscheidungen in Tiefengeothermie bei einem **fernwärmegeführten Kraftwerkspark** getroffen werden (Günther et al., 2015).

Gesicherte Leistung
Das bezeichnet die Leistung von Stromerzeugungsanlagen, die mit hoher (jedoch nicht absoluter) Sicherheit verfügbar ist. Vor allem thermische Kraftwerke können gesicherte Leistung erbringen. Sie ist wichtig für die Versorgungssicherheit.

Fernwärmegeführter Kraftwerkspark

Der Fernwärmebedarf ist bei diesem Kraftwerkspark zwingend zu decken. Das schränkt die Freiheitsgrade bei der Auskopplung von Strom ein – vor allem in der Heizsaison.

Im Gegensatz zu den LRMC stellen die kurzfristigen Grenzkosten (auch Grenzkosten oder Short Run Marginal Costs [SRMC]) diejenigen Kosten dar, die entstehen, insofern bei einer bereits bestehenden Anlage eine weitere Energieeinheit produziert werden soll. Bei Windrädern und PV-Anlagen sind die SRMC nahe null. Bei Biogasanlagen würden die Brennstoffkosten und bei Erzeugungsanlagen mit fossilen Energieträgern zusätzlich zu den Brennstoffkosten zudem die Kosten für EUAs hinzukommen.

1.4 Potenziale und Verfügbarkeiten

Potenzialbegriffe

Die weltweiten theoretischen Potenziale für regenerative Energien sind prinzipiell unbegrenzt vorhanden. In der Praxis kann jedoch immer nur ein verhältnismäßig kleiner Teil davon umgesetzt werden. In diesem Zusammenhang gibt es verschiedene Potenzialbegriffe. Beim Vergleich von Studienergebnissen zu Potenzialen ist daher immer zu prüfen, wie die Potenziale jeweils definiert sind. Nachfolgend werden verschiedene Potenzialbegriffe erläutert, wobei es zu diesen Begriffen durchaus abweichende Definitionen geben kann (Dufter et al., 2018, S. 11; Kleinertz et al., 2021, S. 55–57).

- **Theoretisches Potenzial:** Damit ist eine rechnerische Größe für die in Summe anfallende Energiemenge gemeint. Hierbei gibt es keine Einschränkungen zur Nutzbarmachung. Ein Beispiel ist die **Globalstrahlung** auf Deutschland.
- **Technisches Potenzial:** Es gibt als Teilmenge des theoretischen Potenzials die Energiemenge an, die mit einer bestimmten Technologie unter Einbeziehung sicherheits- und anlagenrelevanter Restriktionen umgewandelt werden kann. Ein Beispiel ist die produzierbare Energie mit Aufdach-PV auf allen Dachflächen in Deutschland.
- **Praktisches Potenzial:** Damit ist eine Teilmenge des technischen Potenzials gemeint. Dies gibt die Energiemenge an, die unter Einbeziehung von räumlichen, organisatorischen, technischen, regulatorischen, rechtlichen und sozialen Restriktionen erschlossen werden kann. Ein Beispiel ist die erzeugbare Energie mit Aufdach-PV in Deutschland unter Berücksichtigung der Anlagenverlässlichkeit, mangelnden Informationen bei Eigentümern, vorhandenen Dachaufbauten, Denkmalschutz, etc.
- **Wirtschaftliches Potenzial:** Das ist ebenso eine Teilmenge des technischen Potenzials. Es gibt die Energiemenge an, die wirtschaftlich genutzt werden kann. Ein Beispiel ist die erzeugbare Energie mit Aufdach-PV in Deutschland, wobei diese nur aus Anlagen stammt, die aus Investorensicht jeweils ein wirtschaftliches Projekt darstellen (betriebswirtschaftliche Sicht). Die Wirtschaftlichkeit hängt von den Anlagenkosten, den Einnahmen und den Marktgegebenheiten ab. Sollte die Erwartung der Strompreise in den Mittagsstunden z. B. langfristig stark steigen, so erhöht sich das wirtschaftliche Potenzial. Daher sind auch immer die Parameter für ein angegebenes Potenzial zu prüfen.
- **Realisierbares Potenzial:** Darunter versteht man die Energiemenge, die sich als Schnittmenge aus praktischem und wirtschaftlichem Potenzial ergibt. Ein Beispiel ist die erzeugbare Energie mit Aufdach-PV in Deutschland, wobei diese Projekte nicht nur wirtschaftlich für die Investoren sind, sondern auch aus praktischer Sicht umgesetzt werden können. Eine PV-Anlage auf einem denkmalgeschützten Gebäude, welche wirtschaftlich wäre, aber nicht realisiert werden darf, zählt demnach nicht dazu.

Globalstrahlung

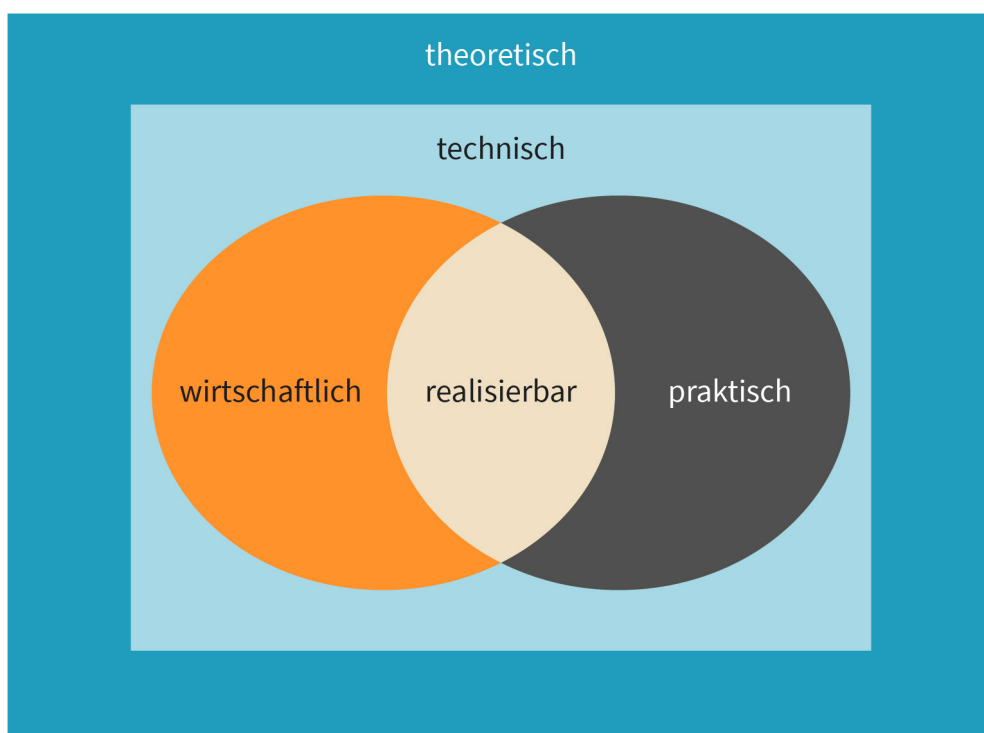
Die gesamte auf die horizontale Erdoberfläche auftreffende Sonnenstrahlung bestehend aus Direkt- und Diffusstrahlung nennt sich Globalstrahlung und wird als Momentanwert in W/m^2 angegeben.

In der folgenden Abbildung ist der Zusammenhang zwischen den zuvor aufgeführten Potenzialbegriffen dargestellt. Bei ihnen ist zu beachten, dass sie statisch sind und einen Zustand beschreiben. Die zeitliche Dimension ist dort nicht berücksichtigt. Daher werden gelegentlich weitere Potenzialbegriffe eingeführt, so das erschließbare Potenzial, bei dem im Zeitablauf (z. B. jährlich oder für **Stützjahre**) Einschränkungen zu möglichen Umsetzungsraten oder zukünftige Entwicklungen beim technologischen Fortschritt berücksichtigt werden. Vom erschließbaren Potenzial abgeleitet ergibt sich wiederum ein präferiertes Potenzial, wenn beispielsweise Nutzungskonkurrenzen zwischen Solarthermie und PV bestehen und für bestimmte Ausbauziele Zubaupfade für beide Technologien ermittelt werden. Weiterhin lassen sich Potenziale noch nach umgesetzten und noch nicht umgesetzten Potenzialen unterscheiden.

Stützjahr

In langfristigen Energiemodellen ist die jahresscharfe Berechnung häufig zu aufwendig oder gar nicht möglich. Daher rechnet man z. B. in 5-Jahres-Schritten und interpoliert die Ergebnisse bei Bedarf zwischen diesen Stützjahren.

Abbildung 2: Darstellung der Potenzialarten



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Kleinertz et al., 2021, S. 57.

Verfügbarkeit

Unter Verfügbarkeit soll an dieser Stelle nicht der bereits umgesetzte Anteil des realisierbaren Potenzials verstanden werden. Vielmehr wird mit Verfügbarkeit ausgedrückt, wo und wann dieses Potenzial genutzt werden kann. Bei regenerativen Energien kann die geografische und zeitliche Verfügbarkeit eingeschränkt sein. So ist hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit je nach Technologie eine Einschränkung in Bezug auf die stündliche, tägliche, bis hin zur saisonalen Auflösung oder darüber hinaus möglich. Dies ist ein Nachteil der regenerativen Energien gegenüber fossilen Energieträgern. Die Einschränkungen bei der Verfügbarkeit regenerativer Energien werden gerne mit der kalten Dunkelflaute

beschrieben. Hierbei handelt es sich um eine Situation, in der die Nachfrage nach Strom in einem Gebiet wegen der kalten Temperaturen relativ hoch ist. Zugleich gibt es kaum Erzeugung aus Windkraftanlagen und PV. In einem Energiesystem mit zunehmendem Anteil regenerativer Energien müssen dann Alternativen zur Verfügung stehen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das können neben einer Lastverschiebung thermische Kraftwerke (perspektivisch mit klimaneutralem Wasserstoff befeuert), grundlastfähige Erneuerbare wie Biomassekraftwerke oder geeignete Energiespeicher sein, die auch über längere Zeiträume ausspeichern können. Zudem trägt ein Ausbau der **Interkonnektorkapazitäten** dazu bei, regionale bzw. nationale Einschränkungen in der Verfügbarkeit abzumildern.

Interkonnektorkapazität

Dieser Begriff steht für die Kapazität von Leitungen über Ländergrenzen hinweg.

Während es bei regenerativen Energien Einschränkungen in der Verfügbarkeit geben kann, ist dies bei fossilen Energieträgern zumindest aus fundamentaler Sicht auf absehbare Zeit nicht der Fall. Sollte aus fundamentaler Sicht eine Knappheit drohen, so würden die Preise für fossile Energieträger auf ein höheres Niveau steigen, welches Investitionen in zusätzliche Produktionskapazitäten anreizt und zugleich dämpfend auf die Nachfrage wirkt (z. B. Effizienzsteigerung, Standortwechsel, Substitution). Bei fossilen Energieträgern wird die Nachfrage jedoch langfristig insbesondere dadurch sinken, weil man die mit ihrer Nutzung verbundenen CO₂-Emissionen reduzieren will, nicht weil sie perspektivisch zur Neige gehen können. So gibt es die Formulierung: Die Steinzeit endete nicht, weil der Welt die Steine ausgingen, und das Ölzeitalter wird nicht enden, weil uns das Öl ausgeht (ob dieser Satz von **Ahmed Zaki Yamani** stammt, der Ölminister in Saudi-Arabien war, scheint unklar zu sein [Quote Investigator, 2018]).

Ahmed Zaki Yamani

Er lebte von 1930 bis 2021 und war zwischen 1962 und 1986 Ölminister in Saudi-Arabien.

Wie zuvor dargestellt, sind Einschränkungen bei der Verfügbarkeit fossiler Energieträger nicht fundamentaler Natur. In seltenen Fällen können sie jedoch temporär auftreten. Beispielsweise konnten im Gasmarkt die Auswirkungen länger anhaltender tiefer Temperaturen Anfang 2018 beim sogenannten „**Beast from the East**“ beobachtet werden, als die Nachfrage in Europa stark anstieg und zeitgleich Teile der Gasförderung in der Nordsee sowie Pipelines in Europa wegen der niedrigen Temperaturen ausgefallen sind. Hier kam es zeitweise in einigen Regionen Europas zu Lieferengpässen.

Beast from the East

Darunter versteht man eine massive Kältewelle, die Ende Februar 2018 begann. Sie wurde in der englischen Presse **Beast from the East** genannt.



ZUSAMMENFASSUNG

Technologien zur regenerativen Strom- und Wärmeerzeugung, jedoch auch ganze Energiesysteme lassen sich anhand verschiedener Kennzahlen bewerten. Für den jeweiligen Anwendungsfall sind immer geeignete Bewertungskriterien auszuwählen, um die richtigen Schlüsse zu ziehen. So ist es beispielsweise nicht sinnvoll, in Zukunft ausschließlich Freiflächen-PV zu bauen, weil diese Technologie verhältnismäßig geringe Stromgestehungskosten aufweist. Unter Berücksichtigung der Aspekte wie der Verfügbarkeit und der Versorgungssicherheit wäre ein Mix an Technologien zu bevorzugen.

Bei den Bewertungskriterien lassen sich technische, energetische und ökologische Kriterien unterscheiden. Des Weiteren sind für die Beurteilung von Technologien und Energiesystemen auch die Potenziale und Verfügbarkeiten relevant.

Hervorzuheben ist, dass der Zubau regenerativer Anlagen eher kaum durch energetische Kennzahlen getrieben ist. Die Entscheidung für oder gegen eine Investition wird zumeist aufgrund der ökonomischen Bewertungskriterien getroffen. Die energetischen Bewertungskriterien sind jedoch hilfreich, um die Eignung von Technologien zur Erreichung der Klimaziele zu bewerten.

LEKTION 2

REGENERATIVE STROMERZEUGUNG MIT SOLARSTRAHLUNG

LERNZIELE

Nach der Bearbeitung dieser Lektion werden Sie in der Lage sein, ...

- die Eigenschaften der Solarstrahlung zu beschreiben.
- die geschichtliche Entwicklung der PV wiederzugeben.
- das Funktionsprinzip von Silizium-Solarzellen zu beschreiben.
- Kennzahlen zur Beschreibung von Solarzellen zu berechnen.
- die Auswirkungen der PV auf die Strompreise der Zukunft zu beurteilen.
- den Einfluss der PV auf das Stromnetz aufzuzeigen.

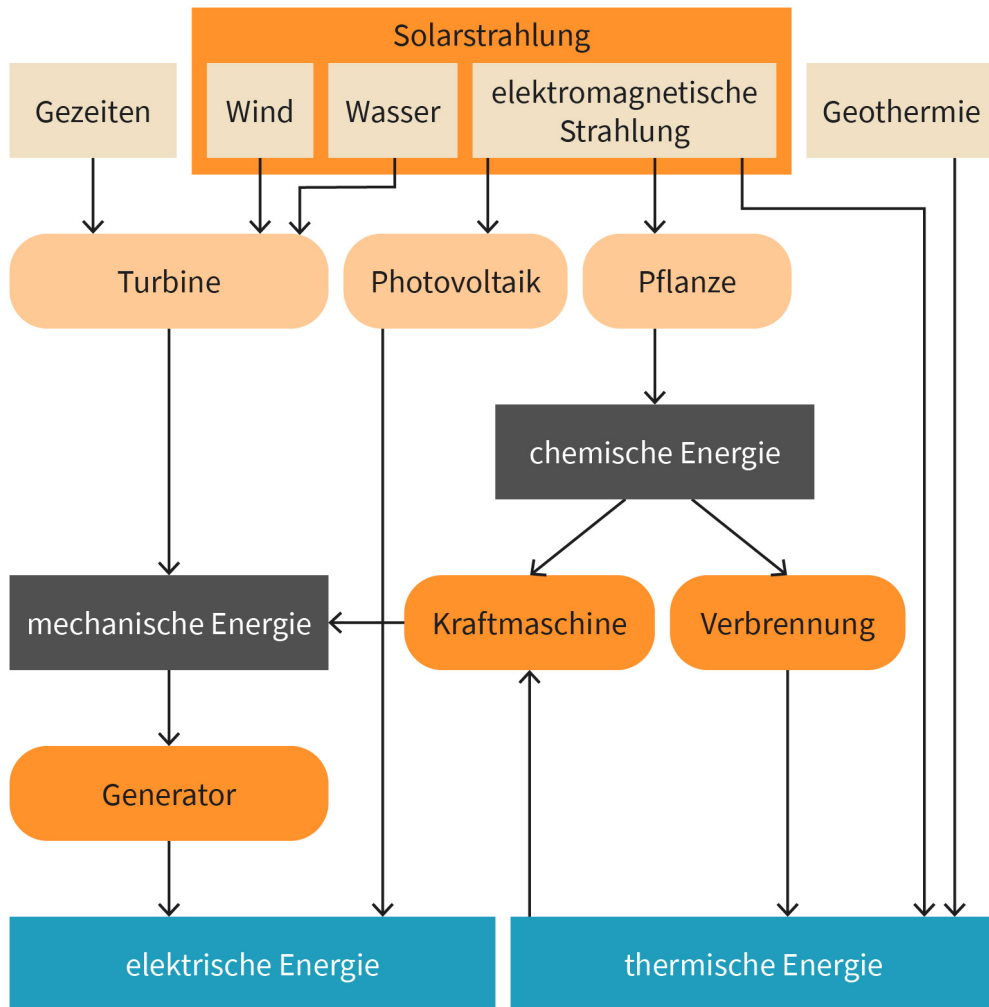
2. REGENERATIVE STROMERZEUGUNG MIT SOLARSTRAHLUNG

Einführung

Primärenergieträger werden als erneuerbar bzw. regenerativ bezeichnet, wenn sie sich innerhalb menschlicher Zeitmaßstäbe von selbst erneuern. Die regenerativen Primärenergiequellen Geothermie und Gezeiten haben regional durchaus eine Relevanz, sind jedoch bzgl. des theoretischen Potenzials der Solarstrahlung (auch Sonnenstrahlung) um ein Vielfaches kleiner. So trifft jährlich eine Energie von etwa $1,56 \cdot 10^9$ TWh auf die Erdhülle, wobei etwa 53 Prozent davon die Erdoberfläche erreicht. Um welche Größenordnung es sich bei $1,56 \cdot 10^9$ TWh handelt zeigt folgendes Beispiel: Der weltweite Energiebedarf aller Sektoren im Jahr 2012 betrug lediglich 0,1 ‰ der auf die Erdhülle treffenden Solarstrahlung.

Auf die Solarstrahlung lässt sich die mechanische Energie von Wind und Wasser zurückführen. Zudem wird über Fotosynthese der Pflanzen elektromagnetische Strahlung als chemische Energie in Form von Biomasse gespeichert – die elektromagnetische Strahlung kann darüber hinaus von Solarzellen genutzt werden, um elektrische Energie zu erzeugen (Wesslack et al., 2017, S. 111; Bollin, 2022, S. 403).

Abbildung 3: Ausgewählte Umwandlungspfade regenerativer Energieträger



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Wesselak et al., 2017, S. 111.

In dieser Lektion wird die Nutzung elektromagnetischer Strahlung zur Stromerzeugung mittels Solarzellen vertiefend dargestellt. Dabei wird zunächst auf die Eigenschaften der solaren Strahlung eingegangen. Anschließend erfolgt eine Erläuterung der geschichtlichen Entwicklung sowie der Funktionsweise der PV. Da die an einem bestimmten Ort auf der Erdoberfläche treffende Solarstrahlung hinsichtlich ihrer Leistung zeitlichen Schwankungen unterliegt, werden abschließend die Auswirkungen der PV auf die Strompreise und das Stromnetz erörtert.

2.1 Solare Strahlung

Die Sonne als Strahlungsquelle

Die Sonne ist in unserem Planetensystem der zentrale Körper. Sie hat einen Durchmesser von $1,39 \cdot 10^6$ km (Erde: $1,28 \cdot 10^4$ km) und ihre Masse beträgt $1,99 \cdot 10^{27}$ t (Erde: $1,57 \cdot 10^{21}$ t). Die Sonne besteht zu ca. 75 Prozent aus Wasserstoff und zu ca. 23 Prozent aus Helium. Schwere Elemente machen nur etwa 2 Prozent ihrer Masse aus. Durch die Energiefreisetzung bei der Kernfusion in der Sonne entsteht u. a. elektromagnetische Strahlung. Sie wird vor allem aus der **Fotosphäre** freigesetzt. An der Oberfläche der Sonne herrscht eine Temperatur von ca. 5.777 K. Die elektromagnetische Strahlung hat dort eine spezifische Strahlungsleistung E_S .

Fotosphäre

Die unterste Schicht der Atmosphäre eines Sterns ist die Fotosphäre. Sie ist bei der Sonne ca. 400 km dick.

$$E_S = 63,1 \frac{MW}{m^2}$$

Die Strahlungsleistung nimmt mit zunehmender Entfernung ab, u. a. aufgrund der elliptischen Umlaufbahn der Erde um die Sonne schwankt die extraterrestrische (außerhalb der Erdatmosphäre) Leistung der Solarstrahlung. Ihr Mittelwert wird als Solarkonstante E_0 bezeichnet.

$$E_0 = 1.361 \frac{W}{m^2}$$

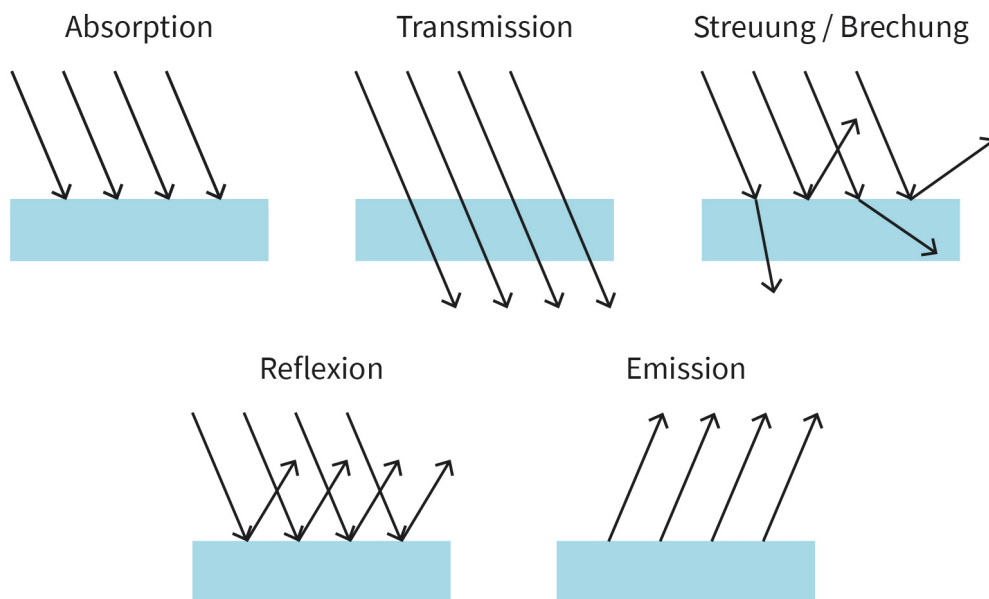
Dabei beträgt der Abstand zwischen Sonne und Erde $1,47 \cdot 10^8$ bis $1,52 \cdot 10^8$ km (Reich & Reppich, 2018, S. 61–62).

Strahlung und Materie

Strahlung kann als Teilchen und Welle beschrieben werden. In Form eines Teilchens (Photon) hat dieses eine definierte Energie, die mit größerer Wellenlänge sinkt. Für die von der Sonne emittierte elektromagnetische Strahlung haben sich je nach Wellenlänge unterschiedliche Begriffe ausgeprägt, u. a. Gammastrahlung, Ultraviolette-Strahlung (UV), sichtbares Licht, Infrarotstrahlung (IR), Mikro-, Radiowellen und Wechselstrom.

Wenn Strahlung auf Materie trifft, können mehrere der in der folgenden Abbildung dargestellten Effekte auftreten. Einerseits kann das Photon seine Energie vollständig übertragen, was als Absorption bezeichnet wird. Wird jedoch keine Energie übertragen, so sind andererseits Transmission, Streuung, Brechung oder Reflexion möglich. Einen umgekehrten Effekt stellt die Emission dar, bei der ein Körper Photonen mit einem von der Temperatur abhängigen Spektrum ausstrahlt (Wesslack et al., 2017, S. 112–113).

Abbildung 4: Wechselwirkung von Strahlung und Materie



Quelle: Maik Günther, 2023.

Wie bereits dargestellt, kann Solarstrahlung auf dem Weg durch die Atmosphäre Streuungs- und Absorptionsvorgängen unterliegen. Damit ergibt sich die Globalstrahlung $E_{G, hor}$ für eine horizontale Fläche aus der Summe der dort auftreffenden Direktstrahlung $E_{dir, hor}$, welche nicht gestreut wurde, und der ungerichteten, gestreuten Diffusstrahlung $E_{diff, hor}$.

$$E_{G, hor} = E_{dir, hor} + E_{diff, hor}$$

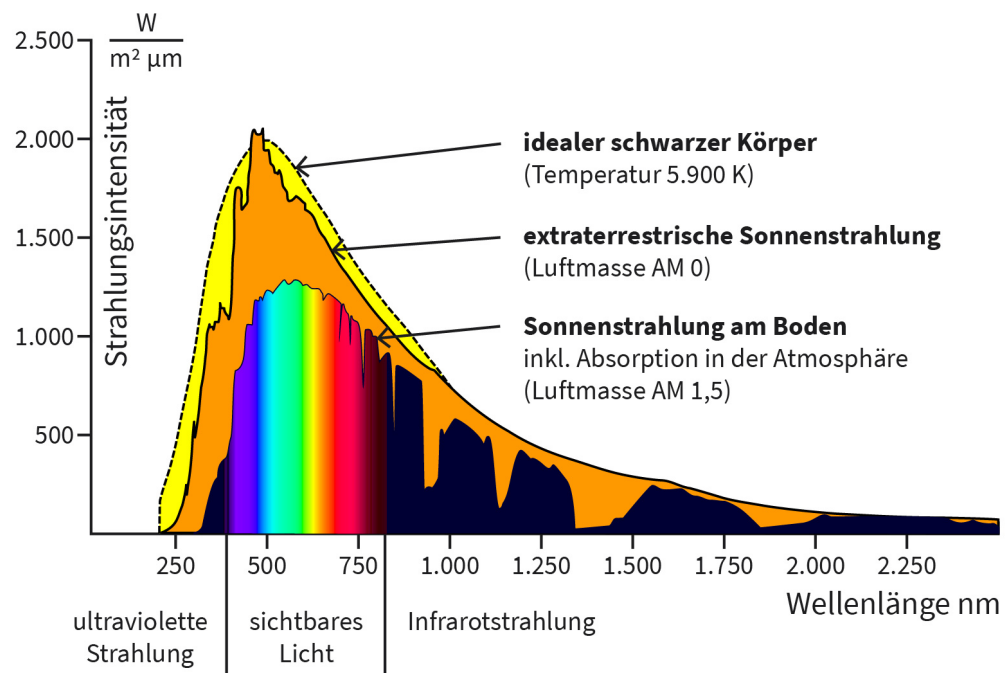
Die Globalstrahlung ist damit u. a. abhängig vom Wetter und von menschlichen Einflüssen. Sie unterliegt zudem zeitlichen Schwankungen – im Tagesverlauf, aber auch saisonal (Reich & Reppich, 2018, S. 67).

Strahlungsspektrum und Air Mass

In der folgenden Abbildung ist die Emission eines **schwarzen Körpers** dargestellt, der auf 5.900 K erwärmt wird. Im Vergleich dazu ist zudem die außerhalb der Erdatmosphäre gemessene extraterrestrische Solarstrahlung abgebildet. Man erkennt deutlich, dass das Idealbild eines schwarzen Körpers, der bei 5.900 K Photonen emittiert, gut zur Solarstrahlung passt, die erdnah, außerhalb der Atmosphäre gemessen wird. Bei dieser extraterrestrisch gemessenen Strahlung ist AM0 angegeben. Dies steht für Air Mass (Luftmasse) und stellt ein Maß für die direkte Weglänge durch die Atmosphäre der Erde dar. Außerhalb der Atmosphäre gilt AM0. Den Wert von 1,5 erreicht man beispielsweise in Deutschland und Österreich, da die Sonnenstrahlen hier den 1,5-fachen Weg durch die Atmosphäre zurücklegen müssen – verglichen mit einem Standort am Äquator, wenn die Sonne im Zenit steht (dort AM = 1).

Schwarzer Körper
Er sendet je nach Temperatur eine elektromagnetische Strahlung aus, die in ihrer Intensität und spektralen Verteilung unabhängig von der Beschaffenheit des Körpers ist.

Abbildung 5: Vergleich der Intensität der solaren Strahlung



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Degreen, 2006 [CC BY-SA 2.0].

Die Weglänge durch die Atmosphäre hängt demnach vom Standort auf der Erde sowie vom jeweiligen Sonnenstand ab. Je kleiner AM, umso weniger Solarstrahlung wird von Streuungs- und Absorptionsvorgängen beeinflusst. Diese treten durch Moleküle und Aerosole in der Atmosphäre auf. Dieser Effekt ist je nach Wellenlänge unterschiedlich stark ausgeprägt, sodass durchaus größere Lücken im **elektromagnetischen Spektrum** entstehen. So wird beispielsweise ein Großteil der UV-Strahlung durch das Ozon in der Atmosphäre absorbiert (Wesslack et al., 2017, S. 120–125).

Ein optimaler Standort für PV-Anlagen wäre daher nicht nur in Äquatornähe, sondern möglichst auch in hochgelegenen Gebieten mit wenig Wasserdampf und Rußpartikeln in der Atmosphäre. Im Idealfall können pro Jahr dann Werte von mehr als 2.200 kWh/m² erreicht werden. Zum Vergleich: In Deutschland werden im langjährigen Mittel < 1.000 bis etwas mehr als 1.200 kWh/m² pro Jahr erzielt (Geyer et al., 2020, S. 82–84).

2.2 Geschichtliche Entwicklung

Unter Photovoltaik (PV) – die Schreibweise Fotovoltaik ist auch möglich, hat sich aber nicht durchgesetzt – versteht man die direkte Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie mithilfe von Solarzellen. Bei PV handelt es sich um ein Kunstwort aus dem griechischen Wort für Licht (im Genitiv photos) und der Einheit für die elektrische Spannung (Volt) (Wesselak et al., 2017, S. 193).

Elektromagnetisches Spektrum
Das ist die Gesamtheit aller elektromagnetischen Wellen verschiedener Wellenlängen.

Der photoelektrische Effekt (auch lichtelektrische Effekt, photovoltaische Effekt oder Photoeffekt), der aber erst später so bezeichnet wurde, geht auf die Entdeckung von Alexandre Edmond Becquerel im Jahr 1839 zurück, der eine elektrochemische Versuchsanordnung mit Licht bestrahlte, wodurch sich die Spannung erhöhte. Eine Erklärung für diesen Effekt hatte er jedoch noch nicht. Es dauerte anschließend mehr als 40 Jahre, bis Charles Fritts 1883 das erste Solarmodul mit einer Fläche von ca. 30 cm² aus Selenzellen mit einem Wirkungsgrad von einem Prozent baute. Zur Erklärung des photoelektrischen Effekts hat insbesondere Albert Einstein (1905) mit seiner Veröffentlichung „Über einen die Erzeugung und Verwandlung des Lichtes betreffenden heuristischen Gesichtspunkt“ beigetragen, für die er im November 1922 den Nobelpreis in Physik erhielt (nicht für seine Arbeit zur Relativitätstheorie) (Erbslöh, 2021, S. 142; Wesselak et al., 2017, S. 195).

Die erste Silizium-Solarzelle wurde 1954 von den Bell Laboratories entwickelt. Sie maß 2 cm² und hatte einen Wirkungsgrad von bis zu sechs Prozent. Durch diese Entwicklung war der Grundstein für die industrielle Produktion gelegt. Zu den ersten kommerziellen Anwendungen zählte der Einsatz in Satelliten – 1958 war dies erstmalig bei Vanguard I der Fall, wobei die Solarzellen einen Wirkungsgrad von 10,5 Prozent aufwiesen. Doch erst durch die Ölkrisen 1973 und 1979 sowie durch den Atomunfall in Tschernobyl 1986 setzte ein Umdenken ein, sodass PV verstärkt erforscht und der Einsatz gefördert wurde. Dadurch wurde im September 1990 das sog. 1000-Dächer-Programm in Deutschland aufgelegt. Neben der Förderung aus diesem Programm war wegweisend, dass mit dem 1991 eingeführten Stromeinspeisegesetz, welches als Vorläufer des EEG gilt, auch die Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms geregelt wurden. Einen weiteren Aufschwung gab es mit dem nachfolgenden 100.000 Dächer-Programm, welches von 1999 bis 2003 lief. Hier gab es zinsverbilligte Darlehen sowie eine geregelte Einspeisevergütung aus dem im Jahr 2000 aufgelegten EEG, welches inzwischen mehrfach geändert wurde (Erbslöh, 2021, S. 143–144; Wesselak et al., 2017, S. 195–196).

Die PV spielt mittlerweile eine relevante Rolle im deutschen Stromsystem und ihre Bedeutung wird in Zukunft weiter zunehmen. Häufig wird PV, neben der Anwendung in Kleinstgeräten, auf Dachflächen installiert (Aufdach-PV, eher seltener Indach-PV) oder auf Freiflächen errichtet. Bei Letzterem gibt es auch Ansätze, PV und landwirtschaftliche Nutzung zu kombinieren, sog. Agri-PV (auch Agro-PV oder Agrar-PV). Bereits umgesetzt wurde auch PV auf Gewässern, sog. Floating-PV.

2.3 Funktionsprinzip der Photovoltaik

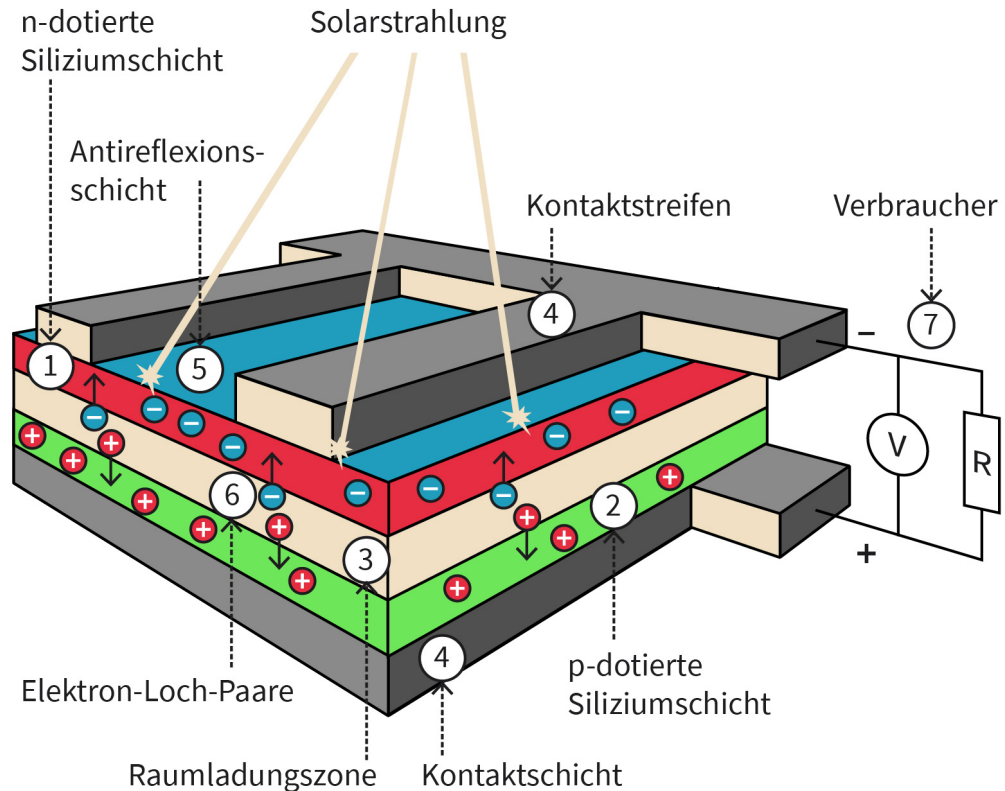
Aufbau und Funktionsweise von Solarzellen

Solarzellen bestehen häufig zum Großteil aus Silizium (chemisches Symbol Si), welches aus Quarzsand hergestellt wird, der quasi unbeschränkt verfügbar ist. Silizium ist ein Halbleiter, sodass in ihm durch Zuführung von Energie, wie beispielsweise elektromagnetischer Strahlung, **Elektron-Loch-Paare** erzeugt werden können. Ohne besondere Vorkehrungen würden diese Ladungsträgerpaare nach kurzer Zeit wieder rekombinieren, sich also elektrisch neutralisieren. In einer Solarzelle verfolgt man daher das Ziel, die Elektron-Loch-Paare, die durch das Auftreffen von Photonen entstehen, zu separieren. Dies erfolgt

Elektron-Loch-Paar
 Es besteht aus einem Elektron sowie einem Defektelektron (auch Loch oder Fehlstelle genannt), die durch Absorption von Energie (z. B. ein Photon) entstehen.

in einem Halbleiter durch das elektrische Feld einer Raumladungszone: Das ist der Bereich, bei dem das p- und n-dotierte Material aneinanderstoßen – man spricht daher auch vom pn-Übergang. Die folgende Abbildung zeigt den Aufbau und die Funktionsweise einer Silizium-Solarzelle.

Abbildung 6: Photovoltaik-Funktionsprinzip am Beispiel einer Silizium-Solarzelle



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Pätzold, 2018 [CC BY-SA 4.0].

Nachfolgend wird das Funktionsprinzip dieser Solarzelle anhand der Nummerierung in der Abbildung erläutert (Bollin, 2022, S. 427–428; Synwoldt, 2021, S. 46–49).

Außenelektronen
 Damit sind Elektronen der äußersten Orbitale von Atomen gemeint, die sich an Bindungen zwischen Atomen beteiligen können.

1. Silizium hat vier **Außenelektronen** (auch Valenzelektronen), wobei jeweils ein Außenelektron mit einem weiteren eines benachbarten Siliziumatoms eine Verbindung eingeht. Die obere Siliziumschicht wurde nun mit Atomen angereichert (dotiert), die fünf Außenelektronen haben (z. B. Phosphor, chemisches Symbol P). Das fünfte Elektron kann nun keine Verbindung eingehen und ist relativ frei beweglich. Die obere Siliziumschicht ist daher n-dotiert.
2. Die untere Siliziumschicht wird p-dotiert, indem Atome mit drei Außenelektronen eingefügt werden (z. B. Bor, chemisches Symbol B). Da nun jeweils ein Außenelektron fehlt, um mit vier benachbarten Siliziumatomen eine Verbindung einzugehen, entstehen sog. Löcher (oder Fehlstellen), die relativ frei beweglich sind.
3. Elektronen und Löcher sind in der Lage, zu wandern. Im Grenzbereich der p- und n-dotierten Schichten füllen die Elektronen die Löcher auf und bilden eine neutrale Zone. Diese ist etwa 0,1 µm stark und wird Raumladungszone, pn-Übergang oder Ver-

armungsbereich (da dort keine freien Elektronen oder Löcher vorhanden sind) genannt. In der mit Phosphor dotierten n-Schicht herrscht somit Elektronenmangel und in der mit Bor dotierten p-Schicht ein Fehlstellenmangel. Damit bildet sich ein elektrisches Feld aus.

4. Auf der Oberseite der Solarzelle befinden sich schmale Kontaktstreifen zum Abtransport der Elektronen. Sie sind schmal ausgeführt, damit möglichst viele Photonen in die Raumladungszone eindringen können. Die Kontaktschicht auf der Unterseite ist vollflächig aufgebracht.
5. Das Silizium wird auf der Oberseite mit einer Antireflexionsschicht versehen, damit mehr Photonen in die Solarzelle gelangen. Diese Schicht sorgt für die bläuliche Färbung.
6. Werden in die Solarzelle eindringende Photonen in der Raumladungszone absorbiert, lösen sich Elektronen aus ihrer Bindung. Es entstehen Elektron-Loch-Paare, von denen nach kurzer Zeit viele wieder rekombinieren. Einige driften jedoch aufgrund des elektrischen Feldes (siehe Nummer 3) auseinander und gelangen aus der Raumladungszone heraus – die Elektronen nach oben und die Löcher nach unten.
7. Elektronen fließen nun über einen Verbraucher von den oberen Kontaktstreifen in die untere Kontaktfläche und rekombinieren in der Solarzelle mit den dort zurückgelassenen Löchern in der p-Schicht. Der so entstehende Photostrom I_{Ph} verhält sich proportional zur Strahlungsleistung. Beim Vorgang der Ladungstrennung (Nummer 6) und Rekombination (Nummer 7) wird kein Material verbraucht. Der Vorgang in der Solarzelle ist damit beliebig wiederholbar.

Materialien und Bauarten

Bei der Herstellung von Solarzellen gibt es unterschiedliche Verfahren und zudem hinsichtlich der verwendeten Materialien verschiedene Ansätze. Oben wurde bereits das Funktionsprinzip einer Silizium-Solarzelle dargestellt. Hier lassen sich mono- und polykristallines (auch multikristallin) Silizium unterscheiden. Bei monokristallinem Silizium wird ein Einkristall aus der Schmelze gezogen, der einen Durchmesser von ca. 10 cm hat. Dieser wird anschließend zu 300 bis 500 μm dicken Wafern gesägt. Im Gegensatz dazu wird polykristallines Silizium in Blöcken gegossen. Es entsteht ein kristalliner Festkörper, der aus einzelnen kleinen Kristallen besteht. Vor allem an den Korngrenzen können mehr Verunreinigungen im Silizium auftreten, sodass der Wirkungsgrad gegenüber monokristallinem Silizium etwas geringer ist (Bollin, 2022, S. 428–429).

Neben kristallinen Solarzellen, die auf Silizium-Wafern basieren, existiert auch das Konzept der Dünnschicht-Solarzellen. Diese sind etwa 100-mal dünner als kristalline Solarzellen und werden direkt auf ein Trägermaterial wie beispielsweise Glas, Kunststoff oder Metall aufgebracht. Je nach Trägermaterial sind sie daher biegsam und ggf. aufrollbar. Eine bekannte Variante nutzt amorphes, also nicht kristallines, Silizium (a-Si), welches direkt auf Glas aufgetragen wird. Zwar ist hier der Wirkungsgrad gegenüber kristallinem Silizium geringer, dafür sind diese Solarzellen hinsichtlich der Größe nicht mehr auf die Wafer beschränkt und werden häufig bei Kleinanwendungen wie Taschenrechnern, Uhren etc. eingesetzt. Mögliche Materialkombinationen für Dünnschicht-Solarzellen sind u. a. Kupfer-Indium-Gallium-Selenid (CIGS), Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Gallium-Arsenid (GaAs) (Bollin, 2022, S. 428–429).

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über einige Materialien und ihre Wirkungsgrade. Dabei werden im Labor in der Regel höhere Wirkungsgrade erzielt als bei industriell gefertigten Solarzellen, bei denen ein Kompromiss zwischen kostengünstigem Produktionsprozess und hohem Wirkungsgrad eingegangen werden muss.

Tabelle 3: Eigenschaften von Solarzellentypen

	kristallin	Dünnschicht	max. Zellwirkungsgrad (Labor)	max. Zellwirkungsgrad (Serienfertigung)
Silizium: monokristallin	x		26 %	24 %
Silizium: polykristallin	x		22 %	20 %
Silizium: amorph		x	14 %	8 %
Kupfer-Indium-Gallium-Selenid (CIGS)		x	23 %	16 %
Cadmium-Tellurid (CdTe)		x	22 %	17 %
Konzentratorzelle		x	46 %	40 %

Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Bollin, 2022, S. 429.

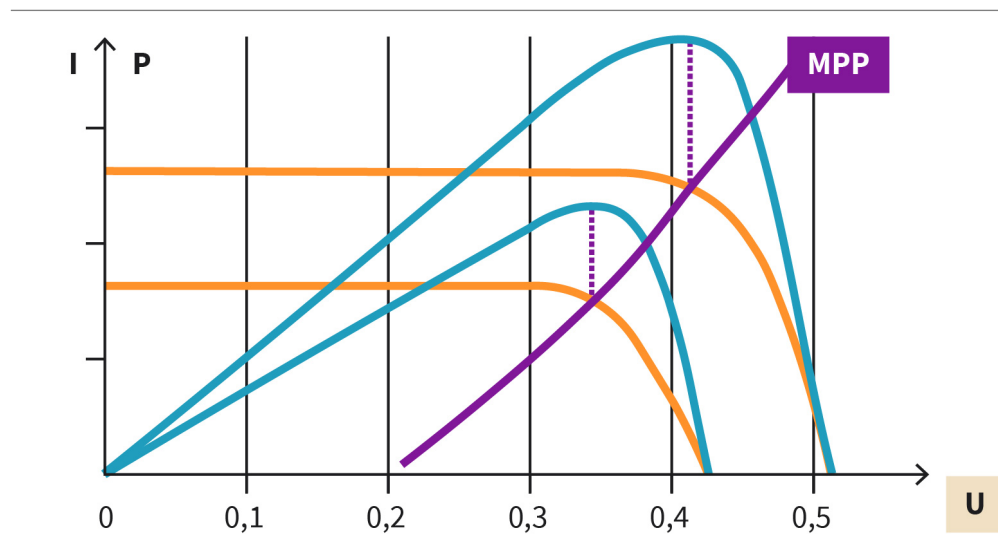
Bei Solarzellen gibt es weitere Varianten: So will man mit sog. Konzentratorzellen teures Halbleitermaterial sparen, indem eine Linse vor die Zelle gesetzt wird, die das eintreffende Licht auf die Zelle bündelt. Zudem gibt es u. a. Farbstoff-Solarzellen, organische Solarzellen und Mehrfachzellen, um nur einige zu nennen (Bründlinger et al., 2020, S. 367–385).

Charakterisierung und Verschaltung von Solarzellen

Um die Leistungsfähigkeit einer Solarzelle grafisch darzustellen, bedient man sich einer I-U-Kennlinie, in der der Verlauf des Stroms I zur Spannung U abgetragen ist. Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft zwei I-U-Kennlinien (orange Kurven) bei unterschiedlichen Einstrahlungen (geringere Einstrahlung bei der unteren Kurve). Die orangenen Kurven schneiden die Y-Achse jeweils bei maximalem Strom mit kurzgeschlossenem Verbraucher, dem Kurzschlussstrom I_{SC} (SC für Short Circuit). Die x-Achse wird von den orangenen Kurven bei der Leerlaufspannung U_{OC} (OC für Open Circuit) geschnitten, also der maximalen Spannung bei geöffnetem Verbraucherkreis. Die größte Leistung P_{MPP} kann aus der Solarzelle entnommen werden, wenn das Produkt aus I und U maximal ist. Dieser Punkt auf der I-U-Kennlinie wird als Maximum Power Point (MPP) bezeichnet, mit I_{MPP} und U_{MPP} . In der folgenden Abbildung sind die jeweiligen P-U-Kurven in blau eingezeichnet. Deutlich zu erkennen ist ebenfalls ihr Maximum P_{MPP} , welches sich genau dort befindet, wo die jeweils zugehörige I-U-Kennlinie ihren MPP hat – also bei I_{MPP} und U_{MPP} (Bollin, 2022, S. 429–431).

Wie zuvor dargestellt, ist der MPP, also die maximale Leistungsabgabe, nicht konstant und hängt von der Einstrahlung ab. Zusätzlich hat die Temperatur der Solarzelle einen Einfluss auf den MPP. Bei steigenden Temperaturen verschiebt sich U_{OC} nach links auf der x-Achse (und somit auch U_{MPP} , sodass P_{MPP} sinkt) und bei sinkenden Temperaturen entsprechend nach rechts (P_{MPP} steigt). Auf I_{SC} und somit I_{MPP} hat die Temperatur der Solarzelle demgegenüber nur einen sehr geringen Einfluss, der meist vernachlässigt werden kann.

Abbildung 7: Verschiebung des MPP mit sich ändernder Bestrahlungsstärke sowie Strom und Leistung im Bezug zur Spannung



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Stündle, 2020 [CC0 1.0].

Eine weitere Kennzahl zur Beschreibung einer Solarzelle ist der dimensionslose Füllfaktor FF . Er ergibt sich aus P_{MPP} geteilt durch das Produkt von I_{SC} und U_{OC} . Bei einer Solarzelle ist man bestrebt, einen möglichst großen Füllfaktor zu haben, also die theoretisch maximal mögliche Leistung zu erreichen, die sich als Produkt von I_{SC} und U_{OC} ergibt. Unter Idealbedingungen haben Silizium-Solarzellen einen Füllfaktor von 0,85 (Bründlinger et al., 2020, S. 356–357).

$$FF = \frac{P_{MPP}}{I_{SC} * U_{OC}} = \frac{I_{MPP} * U_{MPP}}{I_{SC} * U_{OC}}$$

Solarzellen lassen sich zu Modulen zusammenschalten. Hierbei führt eine Reihenschaltung zu einem unveränderten Gesamtstrom. Es gilt: $I_{Ges} = I_{SC}$. Die Reihenschaltung hat jedoch einen Einfluss auf die Spannung. Die Gesamtspannung U_{ges} bei n in Reihe geschalteten Solarzellen ergibt sich wie folgt:

$$U_{ges} = n \cdot U_{OC}$$

Bildlich gesprochen verschiebt sich der MPP in einer I-U-Kennlinie bei einem Zellstrang mit n in Reihe geschalteten Solarzellen gegenüber der Ausgangssituation mit einer Solarzelle entsprechend nach rechts. Schaltet man demgegenüber Solarzellen parallel, so verändert sich nur I_{Ges} .

$$I_{Ges} = n \cdot I_{SC}$$

Für U_{Ges} gilt bei der Parallelschaltung gegenüber der Situation mit einer Solarzelle: $U_{Ges} = U_{OC}$. Der MPP verschiebt sich bei einer Parallelschaltung nach oben. Durch das Zusammenfassen von Solarzellen zu Zellsträngen und deren Parallelschaltung können Strom und Spannung des Moduls entsprechend der Anforderungen gestaltet werden.

2.4 Auswirkungen auf das Stromsystem

Einfluss von Photovoltaik auf die Strompreise

PV bzw. generell die Nutzung von Solarstrahlung zur Stromerzeugung hat den Nachteil, dass die Verfügbarkeit und die Intensität der Solarstrahlung zeitlichen Schwankungen unterliegen. Neben untertägigen Schwankungen reicht dies bis hin zu jahreszeitlichen Effekten. In einem Stromsystem mit einem signifikanten PV-Anteil an der gesamten installierten Leistung hat dies erheblichen Einfluss auf die Struktur der stündlichen Strompreise am Großhandelsmarkt. Zudem muss der Aspekt der gesicherten Leistung beachtet werden – hier sei beispielhaft die **kalte Dunkelflaute** genannt, die es abzusichern gilt.

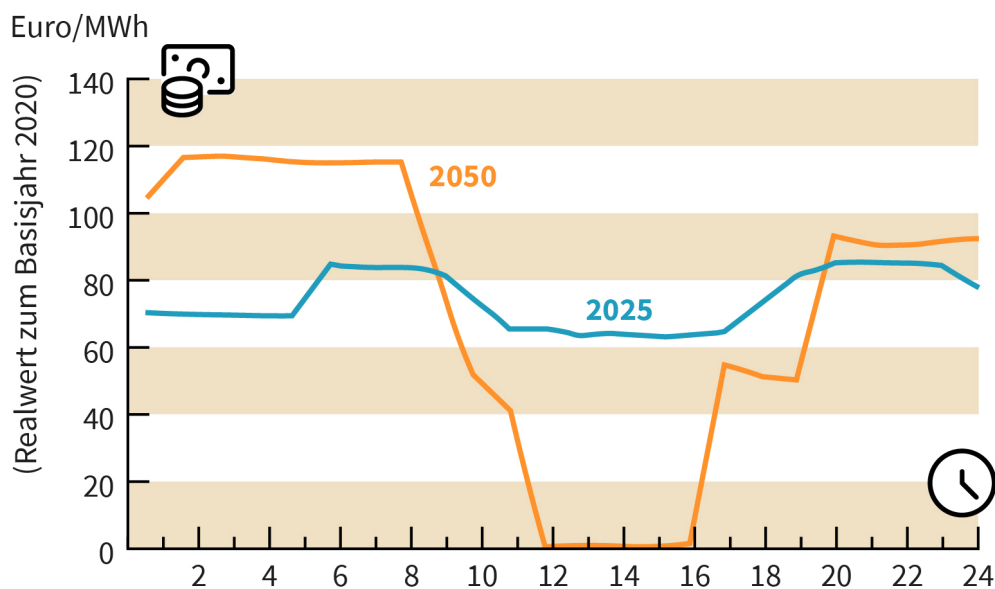
Kalte Dunkelflaute
Darunter versteht man die Situation im Winter mit hoher Stromnachfrage (kalt = zusätzliche Nachfrage aus dem Wärmesektor). Zugleich ist es dunkel und es weht kein/kaum Wind, sodass die Erneuerbaren keinen/kaum Strom erzeugen.

Die folgende Abbildung veranschaulicht den Verlauf der stündlichen Strompreise für Deutschland im Sommer an einem typischen Werktag im Jahr 2025 und zum Vergleich im Jahr 2050. Die dargestellten Preiszeitreihen wurden mit einem fundamentalen Strommarktmodell errechnet, welches den Atom- und Kohleausstieg, den politisch angestrebten Zubaupfad der Erneuerbaren sowie zusätzliche Interkonnektorkapazitäten berücksichtigt. Auch ein Zubau bei Batteriespeichern und Elektrolyseuren ist einbezogen worden. Grundsätzlich gilt, dass derartige Zukunftsprojektionen auf Annahmen basieren, die einer Unsicherheit unterliegen. Werden beispielsweise zusätzlich Elektrolyseure errichtet, erhöht dies die Stromnachfrage besonders in den Stunden mit günstigen Strompreisen, was die tiefen Täler etwas anhebt. Ein Szenario mit mehr Batterien im System würde nicht nur die tiefen Täler etwas anheben, sondern vor allem kurze Preisspitzen weiter reduzieren.

Der Verlauf der stündlichen Preise für 2025 in der folgenden Abbildung zeigt deutlich den Einfluss von PV in den Mittags- und Nachmittagsstunden – die sog. PV-Delle. Würde an diesem dargestellten Tag im Jahr 2025 der Himmel bedeckt sein, so wären die Preise in den Mittags- und Nachmittagsstunden entsprechend höher. Zum Vergleich sind die Strompreise im Jahr 2050 dargestellt. Hier wurde ein weiterer PV-Zubau unterstellt, sodass die Auswirkungen der PV-Delle deutlich größer sind. Negative Strompreise werden jedoch auch bei einem weiteren Zubau der Erneuerbaren in Zukunft nicht sehr häufig auftreten, da diese Anlagen zumeist auf das Preissignal am Großhandelsmarkt reagieren werden und

dann aufhören, Strom zu produzieren. Zudem können flexible Verbraucher in Zeiten negativer Strompreise für eine zusätzliche Nachfrage sorgen und die Strompreise zumindest in Teilen anheben.

Abbildung 8: Beispiel der stündlichen Strompreise an einem Werktag im Sommer für 2025 und 2050



Quelle: Maik Günther, 2023.

Einsatzbereiche von Photovoltaik und Auswirkungen auf das Stromnetz

In der Vergangenheit war das Stromnetz auf zentrale Erzeugungsanlagen ausgerichtet, wobei der Strom von der Höchst- über die Hoch- und Mittelspannung in die Niederspannungsnetze verteilt wurde. Durch den massiven Zubau verhältnismäßig kleiner dezentraler PV-Anlagen ergibt sich hier ein Wandel. Der Großteil der PV-Anlagen speist in die Niederspannung ein – Freiflächen-PV, je nach Größe in die Mittel- oder (bei besonders großen Anlagen) in die Hochspannung. Regional kann es bei hoher Anlagendichte an sonnigen Tagen zu Netzengpässen kommen, wenn beispielsweise das Niederspannungsnetz sozusagen mit PV-Strom geflutet wird, der aufgrund von Netzengpässen nicht in eine höhere Netzebene abgeführt werden kann (Wirth, 2022, S. 27–28).

Neben dem Netzausbau und regulatorischen Eingriffen kann es Sinn machen, PV-Anlagen nicht konsequent Richtung Süden auszurichten, sondern eher nach Ost oder West. Dies würde die PV-Einspeisung zu den Mittagsstunden etwas glätten. Aus wirtschaftlicher Sicht kann dies auch lohnend sein (muss im Einzelfall jedoch individuell betrachtet werden), da zwar weniger Strom produziert wird, aber auf der anderen Seite gerade in den Morgen- und Abendstunden, wenn verhältnismäßig wenig PV-Strom zur Verfügung steht, die Strompreise tendenziell höher sind als zur Mittagszeit.

Eine Steigerung des Ertrags von PV-Anlagen lässt sich mit nachführbaren PV-Anlagen erzielen, die durch mechanische Einrichtungen dem Sonnenstand folgen. Nachteilig sind wegen der Mechanik höhere Investitions- und Wartungskosten, die jedoch einer höheren Stromproduktion und somit einem höheren Erlös gegenüberstehen können. Bei Gebäuden kommt zumeist fest installierte Aufdach-PV zum Einsatz.

Da die Vergütung für den eingespeisten Strom im Rahmen des EEG verhältnismäßig gering ist (im Januar 2022 beispielsweise für Anlagen < 10 kW_p = 6,83 Ct/kWh [Bundesnetzagentur, 2022]) lohnt sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht die Errichtung und der Betrieb einer PV-Anlage, wenn ein möglichst großer Anteil des erzeugten Stroms selbst verbraucht wird und so der Bezug aus dem Stromnetz reduziert werden kann (im Januar 2022 beispielsweise bei einem Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Durchschnitt 36,19 Ct/kWh für Strom aus dem Netz (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2022, S. 2). Ob sich zusätzlich ein stationärer Batteriespeicher lohnt, um den Strombezug aus dem Netz weiter zu reduzieren, muss im Einzelfall geprüft werden. Zwar sind die Preise für Batteriespeicher in den letzten Jahren bereits stark gefallen, dennoch sind sie z. T. noch zu hoch – schlussendlich spielt hier aber auch das individuelle Nutzungsverhalten eine Rolle, sodass keine pauschale Aussage zur Wirtschaftlichkeit von stationären Batteriespeichern in Verbindung mit PV getroffen werden kann.

Im Zusammenhang mit der Nutzung von PV werden häufig zwei Kennzahlen verwendet. Dies ist zum einen die Eigenverbrauchsquote EVQ , die sich als Quotient aus der selbst verbrauchten Energie aus der PV-Anlage $E_{PV_Eigenverbrauch}$ geteilt durch die Gesamtproduktion der Anlage $E_{PV_Produktion}$ ergibt.

$$EVQ = \frac{E_{PV_Eigenverbrauch}}{E_{PV_Produktion}}$$

Die zweite Kennzahl ist die Autarkierate AR , die sich als Quotient aus der selbst verbrauchten Energie aus der PV-Anlage $E_{PV_Eigenverbrauch}$ geteilt durch den Gesamtenergiebedarf E_{Gesamt} ergibt.

$$AR = \frac{E_{PV_Eigenverbrauch}}{E_{Gesamt}}$$



ZUSAMMENFASSUNG

Die Solarstrahlung hat theoretisch das Potenzial, den weltweiten Energiebedarf um ein Vielfaches zu decken. Dies ist jedoch u. a. aufgrund der geringen Energiedichte der Solarstrahlung und der schwankenden Verfügbarkeit an einem bestimmten Ort sowie praktischer und wirtschaftlichen Restriktionen nicht möglich. Dennoch gewinnt PV, also die direkte Umwandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie, zunehmend an Bedeutung.

Solarzellen bestehen zumeist aus dem Halbleitermaterial Silizium, wobei es auch andere Ansätze gibt. Silizium-basierte Solarzellen haben aktuell jedoch den größten Marktanteil. Bei der Herstellung von Silizium-Solarzellen werden diese zunächst durch die Beimischung von Fremdatomen p-dotiert und anschließend an ihrer Oberfläche n-dotiert (die n-dotierte Schicht bleibt beim weiteren Herstellungsprozess nur an der Oberseite bestehen). Die so entstehende Raumladungszone zwischen der p- und n-dotierten Schicht erzeugt ein elektrisches Feld, welches die Voraussetzung ist, dass durch Photonen erzeugte Elektron-Loch-Paare nicht zeitnah wieder rekombinieren, sondern getrennt werden und elektrischer Strom erzeugt wird.

Aufgrund der zeitlich schwankenden Verfügbarkeit der Solarstrahlung ergeben sich vor allem mit einem weiteren Zubau von PV Implikationen auf die Strompreise sowie auf das Stromnetz. Bei einem signifikanten Anteil der PV an der gesamten installierten Leistung eines Stromsystems können in Zeiten starker Sonneneinstrahlung Verteilnetze regional an ihre Grenzen gelangen. Zudem können bei entsprechend geringer Nachfrage die Strompreise am Großhandelsmarkt in diesen Stunden des hohen Angebots an PV-Strom auf einen Wert nahe null fallen.

LEKTION 3

REGENERATIVE STROMERZEUGUNG MIT WIND- UND WASSERKRAFT

LERNZIELE

Nach der Bearbeitung dieser Lektion werden Sie in der Lage sein, ...

- die Entstehung von Wind sowie den Wasserkreislauf zu beschreiben.
- die geschichtliche Entwicklung der Nutzung von Wind- und Wasserkraft wiederzugeben.
- Kennzahlen von Windenergieanlagen und Wasserkraftwerken zu berechnen.
- Konstruktionsprinzipien von Windenergieanlagen zu vergleichen.
- Einsatzgebiete von Wasserkraftturbinen darzustellen.
- Standortfaktoren für Windenergieanlagen und Wasserkraftwerken zu beurteilen.

3. REGENERATIVE STROMERZEUGUNG MIT WIND- UND WASSERKRAFT

Einführung

Solarstrahlung wird nicht nur für PV oder Solarthermie genutzt. Sie ist auch die Ursache dafür, dass Wind entsteht und es einen Wasserkreislauf auf der Erde gibt, der wiederum die Nutzung von Wasserkraft ermöglicht. Bei Windkraft und Wasserkraft handelt es sich um regenerative Energien. Während bei der Windkraft die kinetische Energie der Luft in Strom umgewandelt wird, macht man sich bei der Wasserkraft vor allem die potenzielle Energie des Wassers zunutze, um Strom zu erzeugen (eher selten werden bei der Wasserkraft Gezeiten, Wellen und Strömungen genutzt).

In dieser Lektion wird zunächst auf Windenergieanlagen (auch Windkraftanlagen) eingegangen. Dazu wird einleitend die Entstehung von Wind sowie die geschichtliche Entwicklung der Windkraftnutzung beleuchtet. Anschließend werden die Zusammenhänge zwischen Windgeschwindigkeit, Leistung und Rotordurchmesser erörtert, woraufhin abschließend verschiedene Konfigurationen von Windenergieanlagen dargestellt werden.

Nach den Windenergieanlagen widmet sich diese Lektion den Wasserkraftwerken. In diesem Zusammenhang wird zunächst auf den Wasserkreislauf und auch hier auf die geschichtliche Entwicklung eingegangen. Anschließend werden Aspekte des Arbeitsvermögens und der Leistung bei der Nutzung der potenziellen Energie von Wasser erläutert. Für Wasserkraftwerke existiert eine Vielzahl an Technologien, die je nach Rahmenbedingungen unterschiedlich gut geeignet sind. Nachdem die gebräuchlichsten Turbinen vorgestellt wurden, werden die drei Kraftwerkstypen Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerk beschrieben. Die Sonderformen Tidenhub- und Wellenkraftwerk werden ebenfalls kurz vorgestellt.

Diese Lektion endet mit Ausführungen zu den Standortfaktoren für Windenergieanlagen und Wasserkraftwerken, denn das theoretische Potenzial wird signifikant durch diverse Rahmenbedingungen beeinflusst. Beispielsweise ist für Deutschland nicht zu erwarten, dass in Zukunft groß dimensionierte Neubauvorhaben für Wasserkraftwerke umgesetzt werden.

3.1 Windenergieanlagen

Entstehung von Wind

Es wird geschätzt, dass etwa 0,6 bis 2,5 Prozent der Sonnenstrahlung auf der Erde in kinetische Energie der Luft umgewandelt wird, was einer Leistung von ca. 1.000 bis 4.300 TW entspricht (Fichter, 2022, S. 451). Dabei trifft die Sonnenstrahlung mit ungleichmäßiger Intensität auf die Erdoberfläche, da die Erde kugelförmig ist und sich um eine geneigte

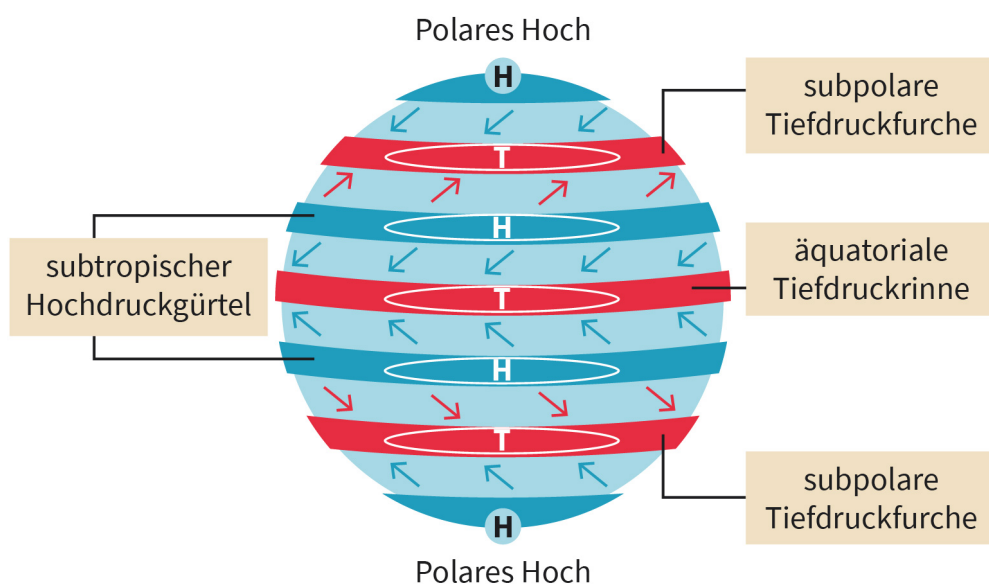
Achse dreht. Zudem ist zu beachten, dass sich die auf der Erde ungleichmäßig verteilten Landmassen schneller als Wassermassen erwärmen und auch wieder auskühlen. Durch diese Effekte erwärmen sich die Luftmassen über der Erdoberfläche an verschiedenen Orten jeweils unterschiedlich stark. Es treten Dichteunterschiede auf und es kommt zu aufsteigenden oder abfallenden Luftströmungen, sodass räumlich verteilt Tief- bzw. Hochdruckgebiete entstehen. Wegen dieser Druckunterschiede bewegen sich die Luftteilchen aus dem Hoch- zum Tiefdruckgebiet, bis die Druckunterschiede ausgeglichen sind – dies wird als Wind bezeichnet. Dieser ist umso stärker, je größer die Druckunterschiede sind, wobei Hindernisse auf der Erdoberfläche wie beispielsweise Berge, Städte oder gar Windparks in gewissem Umfang bremsend wirken können (Reich & Reppich, 2018, S. 151).

Die Windgeschwindigkeit unterliegt jedoch nicht nur örtlichen, sondern auch zeitlichen Schwankungen. Diese können täglich sowie saisonal auftreten. Tägliche Schwankungen treten beispielsweise in Küstennähe auf. Da sich die Landmasse stärker als die Wassermasse erwärmt, herrscht tagsüber auflandiger Wind. Nachts jedoch kühlt die Landmasse wegen ihrer gegenüber Wasser geringeren **spezifischen Wärmekapazität** schneller aus, sodass ablandiger Wind entsteht. Aufgrund der zeitlichen Schwankungen, auch über Jahre hinweg, wird empfohlen, bei der Beurteilung eines Standorts für Windenergieanlagen mehrjährige Messwerte der Windgeschwindigkeiten zu berücksichtigen (Fichter, 2022, S. 452).

Die folgende Abbildung zeigt die Wind- und Druckgürtel. Dabei steht das *H* für Hochdruckgebiete in Bodennähe und das *T* für Tiefdruckgebiete in Bodennähe. Weiterhin sind mit *K* kalte und mit *W* warme bodennah strömende Luftmassen gemeint. In der Abbildung ist ebenfalls die Ablenkung der Luftteilchen zu erkennen, welche durch die Drehung der Erde verursacht wird – bzgl. der Windrichtung auf der Nordhalbkugel nach rechts (im Uhrzeigersinn), auf der Südhalbkugel nach links (gegen den Uhrzeigersinn).

Spezifische Wärmekapazität
Damit wird die (spezifisch) auf die Masse bezogene Wärmekapazität bezeichnet, welche das Verhältnis aus zugeführter Wärme zur damit bewirkten Erhöhung der Temperatur eines Körpers angibt.

Abbildung 9: Bodenkarte der Wind- und Druckgürtel



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Jimsen, 2012 [CC BY-SA 3.0].

Beaufort

Sir Francis Beaufort (1774–1857) war Hydrograf der britischen Admiralität. An der Entwicklung der Windskala, die später nach ihm benannt worden ist, hat Beaufort jedoch nur einen geringen Anteil gehabt, da zuvor bereits ähnliche Klassifikationen existierten.

Die Windgeschwindigkeit wird typischerweise 10 m über dem Boden gemessen. Sie wird in Windstärken nach der **Beaufort**-Skala (bft) eingeteilt. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Windstärke mit den entsprechenden Windgeschwindigkeiten – der Zusammenhang zwischen Windstärke und -geschwindigkeit ist jedoch nicht linear. In der Tabelle ist die Leistungsdichte in W/m^2 angegeben. Hier wird deutlich, dass Windstärken unterhalb von 3 bft keinen nennenswerten Beitrag zum Ertrag von Windenergieanlagen leisten (Synwoldt, 2021, S. 148).

Tabelle 4: Windstärke, Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte

Windstärke (bft)	Bezeichnung	Geschwindigkeit (m/s)	Leistungsdichte (W/m^2)
0	Windstille	0,0	0
1	leichter Zug	$\geq 0,3$	≥ 0
2	leichte Brise	$\geq 1,6$	≥ 3
3	schwache Brise	$\geq 3,4$	≥ 24
4	mäßige Brise	$\geq 5,5$	≥ 102
5	frische Brise	$\geq 8,0$	≥ 314
6	starker Wind	$\geq 10,8$	≥ 772
7	steifer Wind	$\geq 13,9$	≥ 1.645
8	stürmischer Wind	$\geq 17,2$	≥ 3.117
9	Sturm	$\geq 20,8$	≥ 5.511
10	schwerer Sturm	$\geq 24,5$	≥ 9008
11	orkanartiger Sturm	$\geq 28,5$	≥ 14.179
12	Orkan	$\geq 32,7$	≥ 24.417

Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Synwoldt, 2021, S. 148.

Zur Beschreibung der Windgeschwindigkeit an einem Ort wird üblicherweise die Weibull-Verteilung genutzt. Sie ist eine stetige Verteilungsdichtefunktion und beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der die Windgeschwindigkeit c in einem bestimmten Betrachtungszeitraum auftritt. Sie hat zwei Parameter: den Skalenparameter A und den Formparameter k (Synwoldt, 2021, S. 156–159).

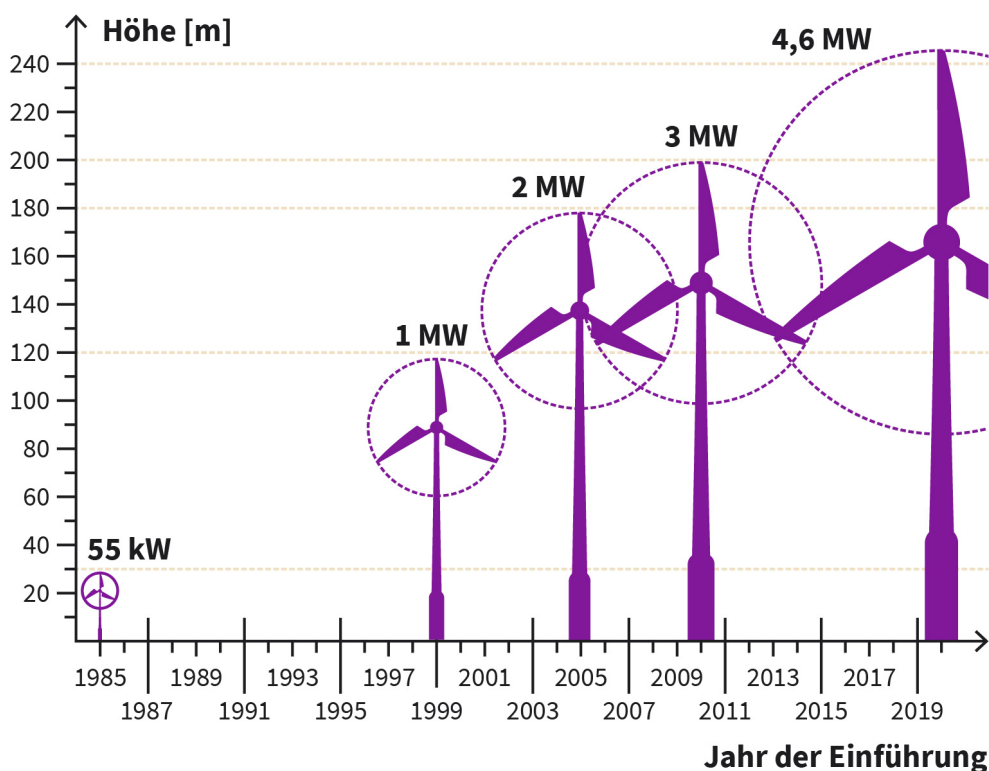
$$p(c) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{c}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-(c/A)^k}$$

Geschichtliche Entwicklung

Eine erste Nutzung der Windenergie war vermutlich der Einsatz von Segeln, um Schiffe anzutreiben. Für erste Windmühlen gibt es Hinweise auf die Nutzung im Grenzgebiet von Iran und Afghanistan vor mehr als 4.000 Jahren. Die erste Windenergieanlage zur Erzeugung von Strom wurde jedoch erst im Jahr 1887 vom Schotten **James Blyth** gebaut. Es handelte sich um eine etwa 10 m hohe Anlage, mit der Blyth einen Akku laden konnte, der dann für die Beleuchtung in seinem Haus gesorgt hat. In den Folgejahren wurden dann immer leistungsfähigere Anlagen mit verbesserten Konzepten errichtet, u. a. in den USA und Dänemark. Im Jahr 1983 wurde die Forschungsanlage GROWIAN („Große Windkraftanlage“) in Deutschland in Betrieb genommen. Sie hatte zwei Flügel und eine Nennleistung von 3 MW (Erbslöh, 2021, S. 178–183). Zum Vergleich: Windenergieanlagen in den USA und Dänemark hatten zur gleichen Zeit meist etwa 20 kW (Synwoldt, 2021, S. 140). In Bezug auf GROWIAN hatte sich Günther Klätte, Vorstandsmitglied bei RWE, dahingehend geäußert, dass man GROWIAN brauche, um Kernkraftgegnern zu beweisen, dass es nicht umsetzbar ist (Heymann, 1995, 369–381). Für einen Überblick über die Entwicklung der Dimensionen von Windenergieanlagen sind in der folgenden Abbildung schematisch Windkraftanlagen des Herstellers Enercon im Jahr ihrer Markteinführung dargestellt.

James Blyth
Er lebte von 1838–1906 und war schottischer Elektroingenieur und Wissenschaftler in Glasgow. Im Jahr 1900 wurde ihm die Ehrendoktorwürde verliehen.

Abbildung 10: Umrisse von Windenergieanlagen der Firma Enercon im Jahr ihrer Markteinführung



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Jahobr, 2015 [CC0].

Ein deutlicher Zuwachs an Windenergieanlagen wurde in Deutschland ab dem Jahr 2000 durch das EEG ausgelöst, da hierdurch der ins öffentliche Netz eingespeiste Strom vergütet wurde, wodurch sich Errichtung und Betrieb dieser Anlagen wirtschaftlich darstellen ließen.

Windleistung und nutzbare Leistung

Wind hat kinetische Energie E_{kin} , die sich aus der Masse m und der Windgeschwindigkeit c nach folgender Formel ergibt.

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot c^2$$

Die Energie des Windes ist gleich der kinetischen Energie eines **Massenstroms** \dot{m} . Für die Leistung ergibt sich

$$P_{kin} = \dot{E}_{kin}$$

Dabei gilt: $\dot{m} = \rho \cdot \dot{V}$, mit der **Dichte** der Luft ρ (auf Höhe des Meeresspiegels bei 20 °C beträgt die Dichte der Luft ca. 1,2 kg/m³) und dem Volumenstrom \dot{V} . Der Volumenstrom wiederum ergibt sich aus $\dot{V} = A \cdot c$, mit der durchströmten Fläche A – bei einer Windenergieanlage ist das die vom Rotor überstrichene Fläche. Hiermit lässt sich nun die Leistung P des anströmenden Windes errechnen (Synwoldt, 2021, S. 146–148).

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c^3$$

Aus der Formel für die Leistung des anströmenden Windes wird deutlich, dass die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz eingeht. Da die Windgeschwindigkeit, wie dargestellt, nicht linear in die kinetische Energie und die Leistung eingeht, ist die Standortwahl für den Ertrag einer Windenergieanlage sehr wichtig ist. Zum anderen sollten keine durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten zur Bewertung einer Windenergieanlage genutzt werden, sondern beispielsweise die Einzelwerte einer Weibull-Verteilung. Das verdeutlicht folgendes Beispiel: Angenommen am Standort eins herrscht die Windgeschwindigkeit c_1 für die Dauer t . An einem zweiten Standort herrscht die doppelte Windgeschwindigkeit c_2 , aber nur für die Dauer $t/2$ – danach ist es für die Dauer $t/2$ absolut windstill. Vergleicht man nun die Windenergie über den Zeitraum t an beiden Standorten, so ist sie am Standort zwei um den Faktor vier größer als am Standort eins. (Reich & Reppich, 2018, S. 158–159).

Bei der Nutzung der Windenergie wird der bewegten Luftmasse kinetische Energie entzogen, um sie beispielsweise in elektrische Energie umzuwandeln. Dabei ändert sich die Masse der Luft vor, in und hinter der Rotorebene nicht. Vielmehr wird die Windgeschwindigkeit beim Durchgang durch die Rotorebene abgebremst. Sinkt sie auf null, so würde die Windenergieanlage sozusagen verstopfen. Ändert sie sich jedoch nicht, so wird dem Wind keine Energie entnommen. Mithilfe des Betzchen Leistungsbeiwerts c_{pmax} (auch Betz-Limit) kann nun unabhängig von der Bauart einer Windenergieanlage formuliert werden, wie viel Leistung dem Wind maximal im Optimum entnommen werden kann. Diese Obergrenze gibt damit den idealen, aerodynamischen Wirkungsgrad an, der 59,2 Prozent

Massenstrom

Die Masse eines Mediums, welches sich pro Zeitspanne (z. B. Sekunde, Minute, Stunde) durch einen Querschnitt bewegt, wird als Massenstrom bezeichnet. Es kann auch unter dem Begriff Massendurchsatz gefasst werden.

Dichte

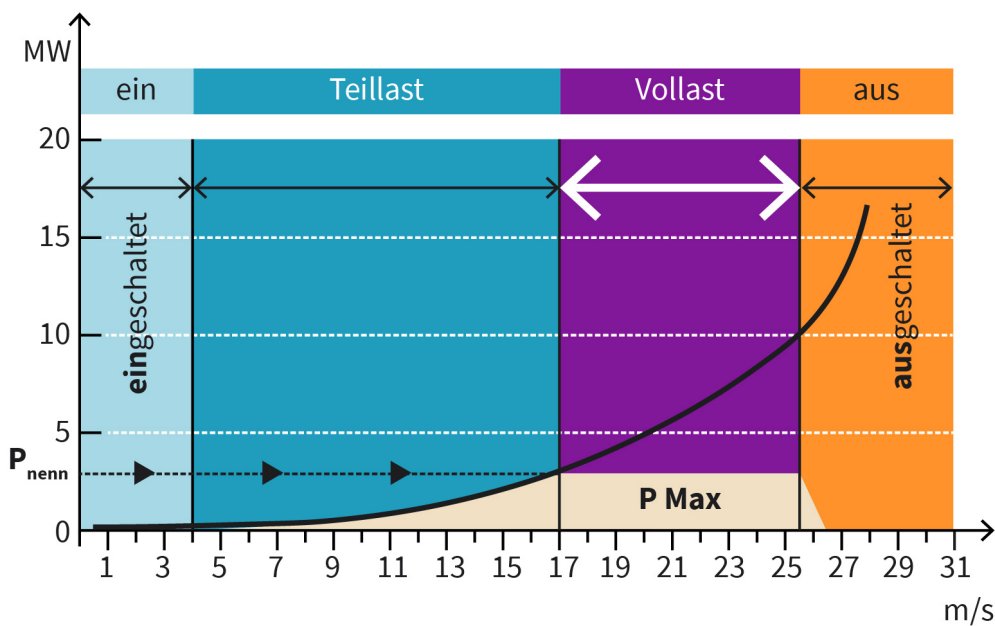
Die Dichte ist der Quotient aus Masse und Volumen eines Körpers.

beträgt. Anders gesagt lässt sich aus $c_{p_{max}}$ ableiten, dass sich durch das Abbremsen des Windes mit einer Windenergieanlage theoretisch die maximale Leistung von 59,2 Prozent der im Wind enthaltenen mechanischen Leistung entnehmen lässt, die der Wind ohne den bremsenden Einfluss des Rotors transportieren würde. Die Windgeschwindigkeit beträgt bei diesem theoretischen Optimalpunkt hinter der Rotorebene $1/3$ der Geschwindigkeit vor der Rotorebene. In der Praxis lässt sich der Betzsche Leistungsbeiwert u. a. wegen Reibung und Drallverlusten nicht erreichen. Er liegt häufig im Bereich $0,4 \leq c_p \leq 0,5$ (Reich & Reppich, 2018, S. 162–166; Synwoldt, 2021, S. 159–163).

Wie zuvor dargestellt, hängt die Leistung einer Windenergieanlage von der aktuellen Windgeschwindigkeit ab. Ist diese zu gering, kann die Anlage nicht laufen. Bei einer weiteren Zunahme der Windgeschwindigkeit befindet sich die Anlage zunächst im Teillastbetrieb. Als Nennwindgeschwindigkeit bezeichnet man die Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage ihre Nennleistung erreicht. Die Anlage läuft dann unter Volllast. Auch bei einer weiteren Zunahme der Windgeschwindigkeit wird die Nennleistung nicht überschritten, da sonst die Komponenten der Anlage Schaden nehmen können. Das wird technisch beispielsweise durch das Verstellen der Rotorblätter (**Pitch-Regelung**) realisiert, kann jedoch nicht für beliebig hohe Windgeschwindigkeiten umgesetzt werden, sodass die Anlage dann abgeschaltet werden muss, indem die Rotorblätter beispielsweise „in den Wind“ gedreht werden. Die folgende Abbildung veranschaulicht die Betriebszustände einer Windenergieanlage in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit.

Pitch-Regelung
Die Verstellung des Neigungswinkels der Rotorblätter, um die Leistung der Windenergieanlage zu regeln, nennt sich Pitch-Regelung.

Abbildung 11: Kennlinienbereiche einer Windenergieanlage



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Synwoldt, 2021, S. 164.

Widerstandsprinzip und Auftriebsprinzip

Bei den Rotoren von Windenergieanlagen wird zwischen Widerstands- und Auftriebsläufern unterschieden. Bei Widerstandsläufern wird die Schubkraft des Windes genutzt, die dieser auf eine Fläche ausübt. Sie haben für die Stromerzeugung jedoch keine Relevanz und werden beispielsweise für die Windmessung, für Wasserpumpen oder für die Entlüftung eingesetzt – also Anwendungsfälle, bei denen der Wirkungsgrad nicht in erster Linie im Vordergrund steht. Denn mit dem Widerstandsprinzip kann theoretisch höchstens eine Leistung von 19,3 Prozent der im Wind enthaltenen kinetischen Energie entnommen werden. Das liegt deutlich unter dem Betzchen Leistungsbeiwert von 59,2 Prozent. Daher arbeiten moderne Windenergieanlagen nach dem Auftriebsprinzip (Reich & Reppich, 2018, S. 168).

Mit dem Auftriebsprinzip lassen sich höhere Wirkungsgrade als mit dem Widerstandsprinzip erzielen. Daher wird dieses Prinzip zumeist für die Stromerzeugung genutzt. Hier sind die Rotorblätter ähnlich wie bei einer Tragfläche geformt und werden zum Wind in einem bestimmten Winkel angestellt. Es entsteht ein Auftrieb, da die Luftteilchen auf der Oberseite des Rotorprofils einen längeren Weg zurücklegen müssen als auf der Unterseite. Auf diese Weise drehen sich die Rotorblätter um ihre Achse (Reich & Reppich, 2018, S. 169–171; Fichter, 2022, S. 472–473).

Eine Kennzahl zur Charakterisierung von Windenergieanlagen ist die Schnelllaufzahl λ . Sie ergibt sich aus dem Verhältnis von Umfangsgeschwindigkeit an den Rotorspitzen u zur Windgeschwindigkeit c .

$$\lambda = \frac{u}{c}$$

Anhand der Schnelllaufzahl werden Schnell- und Langsamläufer unterschieden. Letzere haben eine Schnelllaufzahl kleiner drei – Widerstandsläufer gehören überwiegend zu dieser Gruppe (Reich & Reppich, 2018, S. 171–172).

Windenergieanlagen mit vertikaler oder horizontaler Drehachse

Windenergieanlagen mit vertikaler Achse gibt es in zahlreichen Ausführungen. Sie haben gegenüber Anlagen mit horizontaler einige Vorteile, bspw. ...

- ... einen relativ einfachen Aufbau,
- schwere Anlagenteile, wie der Generator und ggf. das Getriebe, befinden sich in Bodennähe,
- keine Windnachführung beim Rotor, daher gut geeignet, wenn die Windrichtung häufig wechselt,
- voraussichtlich höhere Akzeptanz in der Bevölkerung, da die Schallemissionen geringer sind und die Bewegung des Rotors optisch weniger auffällig ist sowie
- einen relativ geringen Flächenverbrauch bei einer Einzelanlage.

Nachteilig an diesem Anlagenkonzept ist jedoch, dass der Wirkungsgrad gegenüber der Ausführung mit horizontaler Drehachse geringer ist. Zudem sind der Materialaufwand und demzufolge die Kosten größer. Zu beachten ist ebenfalls, dass der Rotor bzw. Teile des Rotors in bodennahen Strömungsschichten arbeiten, wo die Windgeschwindigkeiten geringer als in größerer Höhe sind (Reich & Reppich, 2018, S. 177).

Die folgende Abbildung zeigt einen Darrieus-Rotor sowie den vom Darrieus-Rotor abgeleiteten H-Rotor, die beide nach dem Auftriebsprinzip arbeiten. Ein Beispiel für einen Widerstandsläufer mit vertikaler Achse ist der ebenfalls abgebildete Savonius-Rotor.

Abbildung 12: Windenergieanlagen mit vertikaler Achse



Darrieus-Rotor



Darrieus-Rotor in H-Form

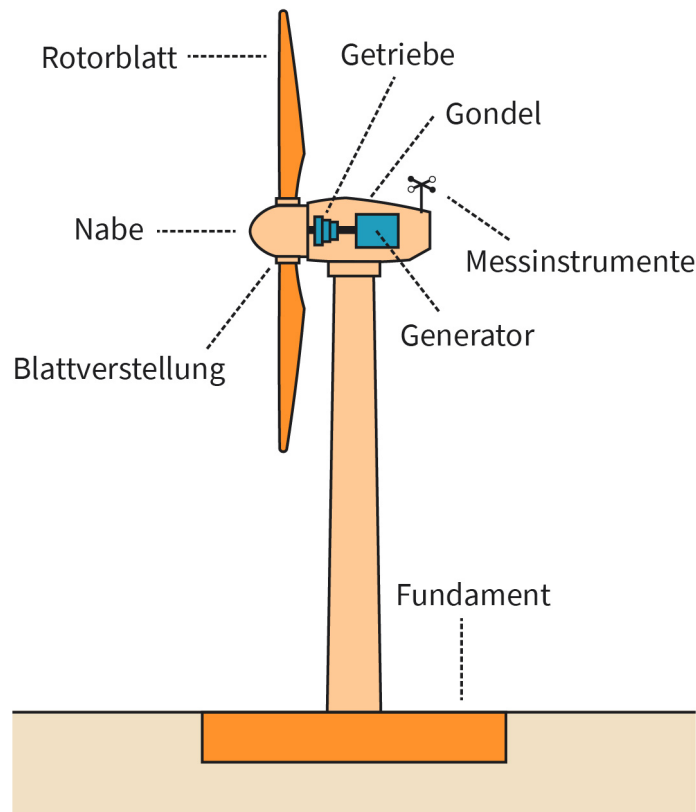


Savonius-Rotor

Quelle: Dietrich Krieger, 2014 [CC BY-SA 3.0]; Hannes Grobe, 2007 [CC BY 3.0]; Toshihiro Oimatsu, 2006 [CC BY 2.0].

Windenergieanlagen mit horizontaler Achse werden überwiegend zur Stromerzeugung genutzt. Der Hauptgrund ist der höhere Wirkungsgrad bei gleichzeitig geringeren spezifischen Investitionskosten gegenüber Anlagenkonzepten mit vertikaler Drehachse. Zur Veranschaulichung ist nachfolgend beispielhaft eine Windenergieanlage mit horizontaler Drehachse dargestellt.

Abbildung 13: Schema einer Windenergieanlage mit horizontaler Drehachse



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Nordmann, 2007 [CC BY-SA 3.0].

3.2 Wasserkraftwerke

Wasserkreislauf

Über Landmassen regnen pro Jahr etwa 112.000 km³ an Niederschlag ab. Dies entspricht etwa 22 Prozent des weltweiten Niederschlags pro Jahr. Der mengenmäßig überwiegende Teil des Wasserkreislaufs findet demnach über Meeren und Ozeanen statt. Für die Wasserkraft können jedoch nicht die gesamten 112.000 km³ genutzt werden. Nur 44.000 km³ fließen wieder in Meere und Ozeane – der Großteil verdunstet zuvor, ein Teil gelangt auch durch **Sublimation** in die Atmosphäre (Wesselak et al., 2017, S. 187; Synwoldt, 2021, S. 208).

Sublimation
Der Phasenübergang, bei dem ein Stoff direkt vom festen in den gasförmigen Aggregatzustand übergeht, wird Sublimation genannt.

Die Verdunstung von Oberflächenwasser wird durch zahlreiche Faktoren beeinflusst. Zum einen wird sie durch die Solarstrahlung begünstigt. Verdunstung erfolgt jedoch auch ohne direktes Zutun der Solarstrahlung (beispielsweise trocknet Wäsche auch in einem abgedunkelten Raum). Dabei spielen die Luftfeuchtigkeit, die Lufttemperatur sowie der Wind (ausgelöst durch die Effekte der Solarstrahlung) eine relevante Rolle. Das verdunstete Wasser gelangt anschließend in kältere Schichten der Atmosphäre, wo Wolken entstehen,

indem der Wasserdampf an **Kondensationskeimen** kondensiert. Das Wasser fällt als Niederschlag zurück auf die Erde, sobald die kondensierten Teilchen zu schwer werden. Auf der Erde sammelt sich ein Teil des Niederschlags in Oberflächengewässern, die entsprechend der Schwerkraft talwärts fließen (Wesselak et al., 2017, S. 187; Synwoldt, 2021, S. 208).

Kondensationskeim
Er erleichtert die Keimbildung und die folgende Kondensation eines gasförmigen Stoffes; Beispiele sind Staub-, Salz-, Rußpartikel sowie ionisierte Gasmoleküle.

Geschichtliche Entwicklung

Die Nutzung von Wasserkraft in fließenden Gewässern hat eine lange Geschichte. Bereits im 7. Jahrhundert v. Chr. wurden Wasserräder im Vorderen Orient zur Bewässerung genutzt. Später kamen Wassermühlen zum Einsatz, wobei auch die Römer diese Technologie genutzt und bis in die gallischen und germanischen Provinzen verbreitet haben. Durch die Dampfmaschine ist die Wassermühle rasch verdrängt worden. Erst mit der Möglichkeit, Elektrizität zu erzeugen, begann die Renaissance der Wasserkraft. Das erste Laufwasserkraftwerk zur Stromerzeugung wurde 1880 im englischen Northumberland in Dienst gestellt. In Deutschland wurde das erste Laufwasserkraftwerk im Jahr 1890 in Bad Reichenhall in Betrieb genommen (Erbslöh, 2021, S. 126–132).

Bereits in der Antike begann der Bau von Wasserspeichern durch den Menschen. Sie dienten jedoch nicht der Energiegewinnung, sondern der Wasserversorgung. So wurden bereits vor mehr als 4.000 Jahren ausgeklügelte Bewässerungsanlagen im arabischen Raum gebaut. Erste Formen der Energiegewinnung mittels Talsperren sind in Deutschland für das 8. Jahrhundert belegt. Hinsichtlich der Dimensionen hat es sich jedoch nur um das Aufstauen kleiner Bäche und Flüsse zu Fisch- und Mühlenteichen gehandelt. Der Bau moderner Talsperren geht in Deutschland auf das Ende des 19. Jahrhunderts mit dem Bau der Eschbachtalsperre in Remscheid zurück – zunächst jedoch zur Trinkwassernutzung, erst im Jahr 2012 erfolgte die Nachrüstung einer Turbine mit 29 kW und ca. 100 MWh pro Jahr (Erbslöh, 2021, S. 132–139).

Neben Laufwasser- und Speicherkraftwerken werden auch Pumpspeicherkraftwerke zu den Wasserkraftwerken gezählt. Das erste Pumpspeicherwerk mit dem Ziel der Rückverstromung potenzieller Energie wurde 1907 in der Schweiz errichtet. In Deutschland begann die Inbetriebnahme der ersten Versuchsanlage 1908 in Heidenheim. Das erste kommerzielle Pumpspeicherwerk folgte 1914 in Neckartenzlingen. Der Bau von Pumpspeicherwerken wurde im 20. Jahrhundert dadurch begünstigt, dass eine Möglichkeit gesucht wurde, kostengünstig Strom zu **Spitzenlastzeiten** bereitzustellen. So produzierten Kohlekraftwerke beispielsweise in Grundlast. Pumpspeicherwerke nutzten ursprünglich den **Nachtstrom**, um das Oberbecken im Pumpbetrieb zu füllen und wechselten am Tag in den Turbinenbetrieb, um die erhöhte Stromnachfrage zu decken (Erbslöh, 2021, S. 196–203).

Spitzenlastzeit
Der Zeitraum der Höchstbelastung eines Stromnetzes während der größten Nachfrage nennt sich Spitzenlastzeit. Dies geht mit relativ hohen Strompreisen in diesem Zeitraum einher.

Inzwischen arbeiten Pumpspeicherwerke nicht mehr primär mit dem Ziel, Grundlastkraftwerke besser auszunutzen, sondern rein strompreisgetrieben mit dem Ziel der Gewinnmaximierung als eigenständige Anlage oder in einem Kraftwerkspool. Sie sind heute und besonders in Zukunft ein wichtiges Element zur Integration der Erneuerbaren in das Stromnetz.

Nachtstrom

In der Nacht ist die Stromnachfrage tendenziell geringer als am Tag. Teilweise gibt es Stromtarife, die zwischen Nacht- und Tagstrom unterscheiden. Der Nachtstromtarif gilt meist von 20 oder 22 Uhr bis 6 Uhr.

In Deutschland gab es im Jahr 2020 7.254 Anlagen, von denen etwa 6.900 eine Leistung unter einem MW aufweisen – diese zählen damit zu den Kleinwasserkraftanlagen. Auch beim Zubau seit 2008 hat es sich in Deutschland in der Regel um derartige Kleinwasserkraftanlagen gehandelt. Ihr Anteil an der Stromproduktion durch Wasserkraft beträgt etwa 14 Prozent. Grundsätzlich ist die Stromproduktion aus Wasserkraft von den Niederschlagsmengen abhängig, die von Jahr zu Jahr stark schwanken können (Statista, 2021, S. 25–27).

Laut Monitoringbericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (Stand Februar 2022) hatten die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland eine Gesamtleistung von 6,2 GW. Zusätzlich gibt es Anlagen in Österreich und Luxemburg, die direkt ins deutsche Stromnetz einspeisen, mit einer Gesamtleistung von 3,6 GW. Derzeit befindet sich nur ein Pumpspeicherkraftwerk in Deutschland mit 16 MW im Bau (Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, 2022, S. 67).

Arbeitsvermögen und Leistung

Bei Wasserkraftwerken wird meistens die potenzielle Energie des Wassers genutzt. Es handelt sich in diesem Fall um hydrostatische Anlagen. Die Verwendung von kinetischer Energie des Wassers erfolgt bei hydrodynamischen Anlagen, zu denen beispielsweise das tief-schlächlige Wasserrad gehört. Wegen der geringen praktischen Bedeutung wird nachfolgend auf die potenzielle Energie sowie die Leistung hydrostatischer Anlagen eingegangen (Synwoldt, 2021, S. 208–209).

Die potenzielle Energie E_{pot} ergibt sich wie folgt:

$$E_{pot} = m \cdot g \cdot h$$

Dabei ist m die Masse, g die Erdbeschleunigung (sie beträgt in Deutschland ca. $9,81 \text{ m/s}^2$) und h die Höhe des Oberwasserspiegels gegenüber dem Unterwasserspiegel. Mit $m = \rho \cdot V$ kann die potenzielle Energie wie folgt berechnet werden, wobei ρ für die Dichte (Wasser hat bei $20 \text{ }^\circ\text{C}$ eine Dichte von $998,2 \text{ kg/m}^3$) und V für das Volumen steht.

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

Anschließend ist es möglich, für eine hydrostatische Anlage die Leistung P_{pot} im Massenstrom wie folgt zu formulieren. Hierbei ist \dot{V} der Volumenstrom (auch Abfluss Q in m^3/s).

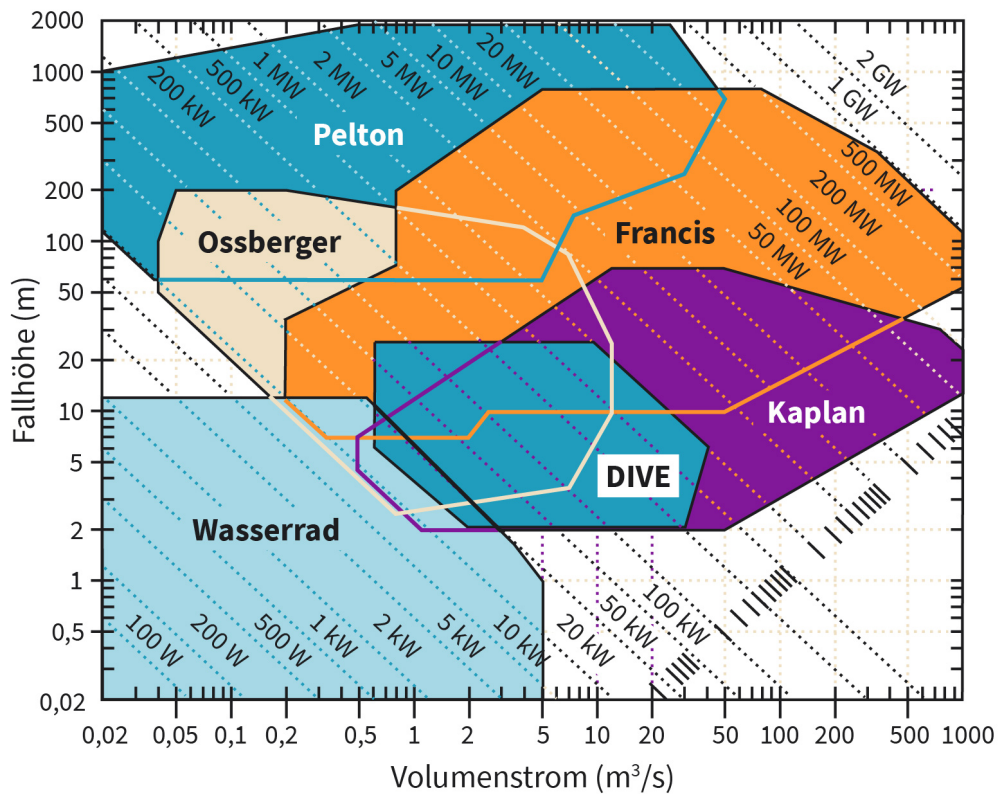
$$P_{pot} = \rho \cdot \dot{V} \cdot g \cdot h = \rho \cdot Q \cdot g \cdot h$$

Der Einfachheit halber werden Druckunterschiede zwischen Ober- und Unterwasser an dieser Stelle vernachlässigt (Synwoldt, 2021, S. 216–217).

Arten von Turbinen

Für unterschiedliche Anwendungsfälle und je nach Fallhöhe sowie Volumenstrom wurden verschiedene Turbinen und andere Wasserkraftmaschinen entwickelt. Die folgende Abbildung stellt das Kennfeld für die gebräuchlichsten Typen bzgl. Fallhöhe und Volumenstrom bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 85 Prozent dar.

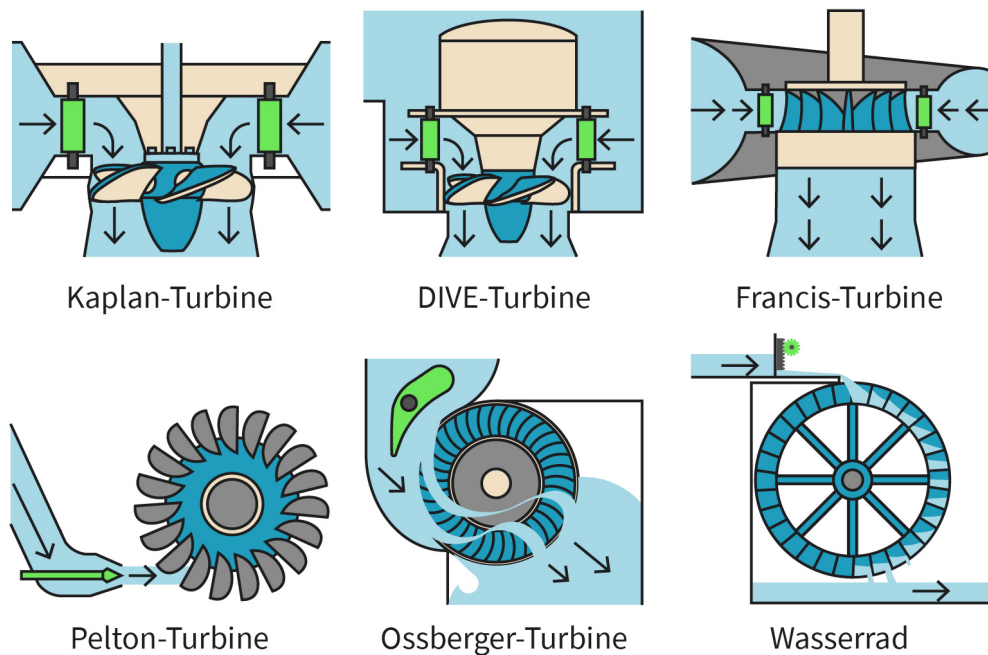
Abbildung 14: Kennfeld für den Einsatzbereich von Turbinen



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Jahobr, 2016a [CC0].

In der folgenden Abbildung ist schematisch der Aufbau verschiedener Turbinen und eines Wasserrades dargestellt. Diese werden anschließend erläutert (Wesselak et al., 2017, S. 718–724; Zahoransky, 2022a, S. 358–391; Synwoldt, 2021, S. 218–222).

Abbildung 15: Schematische Darstellung verschiedener Turbinen



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Jahobr, 2016b [CC0]; Jahobr, 2017 [CC0]; Jahobr, 2016c [CC0]; Jahobr, 2016d [CC0]; Jahobr, 2016e [CC0]; Jahobr, 2020 [CC0].

- **Kaplan-Turbine:** Diese Überdruckturbine wurde von Viktor Kaplan im Jahr 1913 patentiert. Sie wird häufig bei Laufwasserkraftwerken mit geringem Gefälle, aber großen Volumenströmen eingesetzt. Die auf dem Laufrad sitzenden Laufschaufeln sowie die Leitschaufeln (leiten das Wasser zu den sich drehenden Laufschaufeln) sind verstellbar, sodass die Turbine gut mit Änderungen des Volumenstroms umgehen kann.
- **DIVE-Turbine:** Die DIVE-Turbine ist eine Propellerturbine, die vertikal durchströmt wird. Sie ähnelt der Kaplan-Turbine, jedoch sind die Laufradschaufeln nicht verstellbar. Die Turbine ist direkt mit dem Generator verbunden (DIVE = Direkt VERbunden) und komplett von Wasser bedeckt. Dies sorgt für eine Kühlung des Generators. Zudem dringen weniger Lärm und Vibrationen nach außen.
- **Francis-Turbine:** James Bicheno Francis hat diese Überdruckturbine um 1849 entwickelt. Sie ist sehr universell bei mittlerer Fallhöhe und mittlerem Volumenstrom einsetzbar. Das Wasser wird in einer Spirale um die Turbine herumgeführt und durchströmt dabei mittels mehrerer Auslässe über verstellbare Leitschaufeln das Laufrad von außen nach innen. Diese Turbine eignet sich auch für Pumpspeicherkraftwerke.
- **Pelton-Turbine:** Diese Turbine wurde von Lester Peleton im Jahr 1880 patentiert. Sie arbeitet nach dem Gleichdruckprinzip, sodass vor und hinter dem Laufrad der gleiche Druck herrscht. Hierbei strömt das Wasser aus einer oder mehreren um das Laufrad angeordneten Düsen auf die Schaufeln. Die Schaufeln sind so geformt, dass der Wasserstrahl jeweils seitlich abgeleitet und nicht zur Düse zurückgeworfen wird. Diese Turbine ist für große Fallhöhen bei relativ geringen Durchflussmengen geeignet.
- **Ossberger-Turbinen:** Die Turbine wurde 1933 von Fritz Ossberger patentiert. Sie arbeitet nach dem Gleichdruckprinzip mit niedrigem Druck und nutzt das Durchströmprinzip (wird daher auch Durchströmturbine genannt). Das Wasser durchströmt ein breites,

trommelförmiges Laufrad von außen nach innen und dann weiter von innen nach außen. Die Turbine kommt gut mit variablen Volumenströmen zurecht und wird bei relativ geringen Fallhöhen und geringen Durchflussmengen eingesetzt.

- **Wasserrad:** Man unterscheidet Wasserräder nach der Lage des Zulaufs in Bezug auf die Drehachse. In der vorherigen Abbildung ist ein oberflächliches Wasserrad dargestellt. Der Zulauf erfolgt demnach von oben. Weiterhin gibt es noch eine mittel- und unterflächliche Variante. Bei diesen drei Varianten ist der Höhenunterschied sehr gering und beträgt meist wenige Meter. Zu unterscheiden ist noch das tiefschlächliche Wasserrad, bei dem primär die Fließgeschwindigkeit des Wassers genutzt wird, also dessen kinetische Energie, und es keinen nennenswerten Höhenunterschied gibt.

Kraftwerkstypen

Wasserkraftwerke sind eine erprobte Technologie, mit einer langen Lebensdauer und einem relativ hohen Wirkungsgrad. Wasserkraftwerke werden gelegentlich nach der Druckstufe in Nieder-, Mittel- oder Hochdruckanlagen unterschieden. Dabei erfolgt diese Unterscheidung anhand der Fallhöhe, wobei der Übergang zwischen den Stufen durchaus fließend ist. Während Niederdruckanlagen eine Fallhöhe von weniger als 15 m haben (meist hoher Durchfluss), sind es bei Hochdruckanlagen bis zu 1.000 m (meist geringer Durchfluss). Mitteldruckanlagen ordnen sich zwischen 15 und 150 m Fallhöhe ein. Die alleinige Einteilung von Wasserkraftwerken nach ihrer Druckstufe ist nicht immer zielführend. So kann ein Kleinstkraftwerk mit einer Fallhöhe unter 15 m, aber einem geringen Durchfluss, hinsichtlich der Proportionen der Anlagenteile eher einer Hochdruckanlage entsprechen (Zahoransky, 2022a, S. 380; Aufleger et al., 2020, S. 595).

Eine weitere Klassifikation von Wasserkraftwerken lässt sich bzgl. des Funktionsprinzips vornehmen. So werden u. a. die drei Kategorien Laufwasserkraftwerke (meist Niederdruckanlagen), Speicherkraftwerke (meist Mitteldruckanlagen) sowie die Sonderform der Speicherkraftwerke – die Pumpspeicherkraftwerke (Hochdruckanlagen) – unterschieden. Zudem gibt es einige eher selten genutzte Varianten wie beispielsweise Tidenhubkraftwerke (auch Gezeitenkraftwerke) oder Wellenkraftwerke. Die verschiedenen Kraftwerkstypen werden nachfolgend erläutert (Zahoransky, 2022a, S. 380).

Laufwasserkraftwerke werden in Flussläufe oder deren Seitenkanäle integriert, wobei ein Aufstauen nicht/kaum möglich ist bzw. nur ein geringes Gefälle vorliegt. Diese Anlagen verfügen über eine Staumauer oder ein Wehr als Querbauwerk. Bau und Betrieb sind relativ kostengünstig. Für die Bewirtschaftung steht quasi kein Speichervolumen zur Verfügung, sodass nur der jeweils vorhandene Zufluss des Gewässers genutzt werden kann. Damit werden Laufwasserkraftwerke in Grundlast betrieben (Zahoransky, 2022a, S. 381; Aufleger et al., 2020, S. 595; Synwoldt, 2021, S. 222).

Bei Speicherkraftwerken handelt es sich je nach Auslegung um Mittel- oder Hochdruckanlagen. Gegenüber Laufwasserkraftwerken verfügen sie z. T. über beachtliche Staumauern. Hierdurch ergibt sich ein Stauraum für Wasser, sodass der Betrieb der Anlagen innerhalb bestimmter Grenzen (Stauraum, Schifffahrt, Flora, Fauna, technische Restriktionen, etc.) gesteuert werden kann und sich nicht mehr nur am momentanen Zufluss orientiert. Damit können Speicherkraftwerke z. T. strompreisgetrieben arbeiten.

Wälzwirkungsgrad
Dieser Begriff beschreibt den Gesamtwirkungsgrad aus Einspeichern und Ausspeichern. Aus 1,0 MWh Strom erhält man bei einem Wälzwirkungsgrad von 80 Prozent schlussendlich 0,8 MWh zurück.

Eine Sonderform der Speicherkraftwerke sind Pumpspeicherkraftwerke (einige haben zudem einen kleinen Zufluss zum Oberbecken und sind damit eine Mischform). Sie bestehen aus Ober- sowie Unterbecken und wechseln je nach Strompreisniveau zwischen Pump- und Turbinierbetrieb. In Zeiten niedriger Strompreise wird Wasser den Berg hinauf gepumpt (elektrische Energie wird in potenzielle Energie umgewandelt), wogegen in Zeiten hoher Strompreise, die potenzielle Energie des Wassers aus dem Oberbecken im Turbinierbetrieb wieder in Strom umgewandelt wird. Pumpspeicherkraftwerke sind keine Langzeitspeicher. Sie können je nach Konfiguration vier bis acht Stunden ausspeichern und verfügen über einen recht hohen **Wälzwirkungsgrad** von etwa 80 Prozent, da es sowohl beim Pumpen wie auch beim Turbinieren zu Wirkungsgradverlusten kommt (Günther, 2015).

Vergleicht man Pumpspeicherkraftwerke mit Batteriespeichern, so zeichnen sich Pumpspeicherkraftwerke durch eine hohe Leistung, ein hohes Arbeitsvermögen sowie einen relativ langen Speicherzyklus (Ein- und Ausspeichern) aus – dennoch sind sie keine Langzeitspeicher. Wie für Wasserkraftwerke allgemein gilt auch bei ihnen, dass es sich um eine ausgereifte Technologie mit einer langen Lebensdauer handelt. Gegenüber Batteriespeichern werden bei Pumpspeicherkraftwerken keine seltenen Erden benötigt und das Recycling von Stahl und Beton am Ende einer sehr langen Lebensdauer ist verhältnismäßig gut möglich (Aufleger et al., 2020, S. 559; Synwoldt, 2021, S. 226–227).

Zu den eher selten genutzten Formen der Wasserkraftwerke gehören Tidenhubkraftwerke. Auslöser für die Gezeiten sind die Gravitation von Mond und Sonne sowie die Bewegung von Erde und Mond. Tidenhubkraftwerke nutzen den unterschiedlichen Wasserstand durch Ebbe und Flut mithilfe von großen Becken. Dabei ist für einen wirtschaftlichen Betrieb ein gewisser Höhenunterschied erforderlich, der tatsächlich an einigen Küsten durch Resonanzeffekte sowie durch Wind- und Meeresströmungen, auftritt. Je nach Ausgestaltung der Anlage kann mit einem Becken etwa die Hälfte des Tages Strom produziert werden. Werden zwei Becken (für Ebbe- und Flutbetrieb) installiert, so kann diese Anlage in Grundlast eingesetzt werden. Tidenhubkraftwerke weisen sehr hohe Investitionskosten auf. Zudem ist der Eingriff in die Natur nicht unerheblich.

Eine weitere Form der Wasserkraftwerke sind Meereswellenkraftwerke. Diese nutzen die Energie der durch Wind erzeugten Wellen, wobei es verschiedene Umsetzungsvarianten gibt. So kann beispielsweise eine Anlage auf dem Meeresboden installiert werden, die über einen sich auf und ab bewegenden Schwimmer verfügt. Grundsätzlich ist der technische Aufwand für derartige Anlagen im Vergleich zur bereitgestellten Leistung erheblich (Zahoransky, 2022a, S. 394–396).

3.3 Standortfaktoren für Windenergieanlagen und Wasserkraftwerke

Grundlegende Aspekte für die Standortwahl

Standortfaktoren für Windenergieanlagen und Wasserkraftwerke schränken das Potenzial für diese Technologien ein. Dabei werden je nach Standortfaktor diverse Potenzialarten adressiert. Ist beispielsweise die Fallhöhe für ein Speicherkraftwerk zu gering, so betrifft das das wirtschaftliche Potenzial. Die Erlöse fallen zu gering aus und das Projekt ist nicht mehr wirtschaftlich darstellbar. Ist die Akzeptanz für einen Windpark in der Bevölkerung nicht gegeben, so reduziert sich das praktische Potenzial.

Gerade die fehlende Akzeptanz stellt häufig ein Problem für Neubauvorhaben dar. Dabei hat sich in der Bevölkerung generell die Akzeptanz für großtechnische Anlagen in den letzten Dekaden stark gewandelt. Noch in den 1950er- und 1960er-Jahren stand die Bevölkerung derartigen Vorhaben eher positiv gegenüber. Aktuell trifft man jedoch häufig auf Ablehnung. Dies ist nicht nur auf Windenergieanlagen und Wasserkraftwerke beschränkt. Vielmehr betrifft es Stromtrassen, thermische Kraftwerke, Freiflächen-PV, bis hin zu einer dritten Startbahn eines Flughafens – also jegliche Art großtechnischer Anlagen oder Infrastrukturprojekte, wenn diese eine räumliche Nähe zur Bevölkerung haben. In diesem Zusammenhang wird häufig auch vom Effekt **not in my back yard** (kurz Nimby) gesprochen, der durch eine ungleiche Verteilung von Kosten und Nutzen derartiger Projekte begünstigt wird (Günther et al., 2019, S. 331).

Ein weiterer wichtiger Aspekt für den Standort einer Windenergieanlage oder eines Wasserkraftwerks ist die Frage nach dem Anschluss an das Stromnetz. Dieser Aspekt hat gleich zwei Dimensionen: eine betriebswirtschaftliche und eine volkswirtschaftliche. Betriebswirtschaftlich ist es für ein konkretes Projekt von Vorteil, wenn der Netzanschlusspunkt in der erforderlichen Spannungsebene nicht zu weit entfernt ist. Andernfalls leidet die Wirtschaftlichkeit des Projekts, da die Baukosten für den Netzanschluss doch erheblich sein können. Aus volkswirtschaftlicher Sicht macht es zudem Sinn, die Stromerzeugung möglichst verbrauchsnahe zuzubauen. Dass dies nicht immer gelingt, zeigt der erforderliche Netzausbau, um Strom aus Windenergieanlagen im Norden Deutschlands in den Süden zu den Letztverbrauchern zu bringen. Ohne diesen Netzausbau kommt es bei temporären Engpässen ggf. zu einem **Redispatch**, also einem Abschalten von Stromerzeugungsanlagen vor dem Engpass und einem Hochfahren zusätzlicher Leistung hinter dem Engpass, was unweigerlich mit Kosten verbunden ist.

Konkret stellen sich derartige Probleme zum Netzanschluss nicht nur in Deutschland, sondern beispielsweise auch in Rumänien ein. Windparks können dort z. T. nicht errichtet werden, weil eine geeignete Netzanbindung fehlt. Da das Stromnetz weniger gut ausgebaut ist, gibt es erste Bestrebungen, den erzeugten Strom direkt am Windpark mittels **Elektrolyse** in Wasserstoff umzuwandeln und diesen über das besser ausgebaute Gasnetz nach Westeuropa zu exportieren.

Not in my back yard

Dieser Slogan bedeutet so viel wie „Nicht in meinem Hinterhof“ oder „Nicht in meinem Bereich“ und steht für die Position von Personen, die die Vorteile moderner Technologie zwar nutzen, im eigenen Umfeld aber keine Nachteile in Kauf nehmen wollen.

Redispatch

Dies meint eine Anpassung der Leistungseinspeisung von Kraftwerken auf Veranlassung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) zur Vermeidung einer Überlastung im Übertragungsnetz.

Elektrolyse

Die Elektrolyse ist ein chemischer Prozess, bei dem Wasser mittels einer Gleichspannungsquelle in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird.

Neben den lokalen Rahmenbedingungen ist für ein Investitionsvorhaben auch das Land entscheidend, in dem das Projekt errichtet werden soll; denn ggf. liegen unterschiedliche Förderbedingungen vor, Genehmigungen sind mehr oder weniger aufwendig, die Qualität der Infrastruktur und das Vorhandensein von Dienstleistern kann verschieden ausgeprägt sein. Aspekte der Besteuerung und der Sicherheitslage in einem Land können zudem ausschlaggebend dafür sein, ob ein Projekt umgesetzt wird. Häufig gehen Investoren so vor, dass sie die erwartete Rendite für ein Projekt berechnen. Je nach Land und den dortigen Rahmenbedingungen muss diese dann nicht nur positiv sein, sondern auch eine bestimmte Schwelle – die sogenannte Hurdle Rate – überschreiten, damit investiert wird. Mögliche Risiken werden demnach durch eine höhere Hurdle Rate eingepreist - das Auftreten bestimmter Rahmenbedingungen (neue Technologie, keine garantierte Einspeisevergütung, schwierige Genehmigungssituation, etc.) führt zu Aufschlägen auf die Hurdle Rate.

Standortfaktoren können je nach Technologie sehr facettenreich sein. Während zuvor allgemeine Aspekte dargestellt wurden, werden nachfolgend, getrennt voneinander spezifische Standortfaktoren für Windenergieanlagen und anschließend für Wasserkraftwerke erörtert.

Windenergieanlagen

Bei den Standorten von Windenergieanlagen gibt es zahlreiche Randbedingungen bzgl. der Abstände zu Siedlungsräumen, Flugplätzen, Freileitungstrassen, Naturschutzgebieten, etc. zu beachten. Dabei macht es nicht nur aus optischen Gründen Sinn, Windenergieanlagen zu Windparks zusammenzufassen und räumlich zu konzentrieren. Es hat auch einen betriebswirtschaftlichen Hintergrund. So kann eine gemeinsame Infrastruktur für den Bau und die spätere Wartung der Anlagen genutzt werden und auch die Netzanbindung gestaltet sich weniger aufwendig (Synwoldt, 2021, S. 202).

Für die Wahl eines konkreten Standorts sind die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten ein entscheidendes Kriterium; denn diese wirken sich auf die Erlöse und somit auf die Wirtschaftlichkeit aus. Grundsätzlich wird Wind in der bodennahen Luftschicht durch die Rauheit, also der jeweiligen Untergrundbeschaffenheit (z. B. Wasseroberfläche, Wald, Gebäude) unterschiedlich stark abgebremst. Dieser Effekt nimmt mit zunehmender Höhe über dem Boden ab (Synwoldt, 2021, S. 144).

Über Wasseroberflächen besteht eine relativ geringe Rauheit. Daher müssen Windenergieanlagen dort weniger hoch als an Land sein, um Turbulenzen und reduzierte Windgeschwindigkeiten weitestgehend zu vermeiden. Zudem sind die Windbedingungen Offshore relativ gut vorhersehbar: am Tag auflandiger, in der Nacht ablandiger Wind. Der Wind weht auch konstanter als bei Onshore-Standorten. Hervorzuheben ist darüber hinaus, dass Offshore-Standorte geringere Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung aufweisen (Fichter, 2022, S. 452, 507).

Wasserkraftwerke

Eine Voraussetzung für den Bau von Wasserkraftwerken ist zunächst das Vorhandensein eines geeigneten Gewässers sowie bestimmter topologischer Gegebenheiten. So muss neben dem Volumenstrom auch möglichst ein relativ großer Höhenunterschied vorhan-

den bzw. herstellbar sein. Derartige Standorte lassen sich recht automatisiert aus 3D-Geländemodellen ableiten. Für den Freistaat Thüringen gibt es beispielsweise ein Kataster möglicher Standorte für Pumpspeicherwerke (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und digitale Gesellschaft, 2011).

Weitere Rahmenbedingungen für Standorte betreffen die Schifffahrt, den Schutz von Flora und Fauna, Nutzungskonkurrenzen (z. B. mit der Landwirtschaft, Fischerei und Siedlungen), die Beeinflussung des Landschaftsbildes sowie wasserrechtliche Vorgaben. Nicht zuletzt seien an dieser Stelle Parameter genannt, die die Wirtschaftlichkeit bedingen. Neben den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen spielt dabei auch eine Rolle, wie weit der Netzanschlusspunkt entfernt ist, ob es bereits Straßen zum Standort gibt, wie hoch die Grundstückspreise sind, ob sich das Material für den Bau in der Nähe gewinnen lässt und ob es ggf. natürliche Bedingungen gibt, die die Baukosten reduzieren (bei einem Pumpspeicherwerk könnte ein Fluss als Unterbecken dienen).

Pumpspeicherwerke haben ebenso wie Speicherkraftwerke einen hohen Flächenverbrauch und beeinträchtigen das Landschaftsbild. Daher gibt es häufig Widerstände in der Bevölkerung. So schrieb die Süddeutsche Zeitung bzgl. des geplanten Pumpspeicherwerks am Jochberg: „Ein 25 Meter hoher Damm und ein See so groß wie 30 Fußballfelder: Ministerpräsident Seehofer will das umstrittene Pumpspeicherkraftwerk am Jochberg nicht gegen den Willen der Bevölkerung durchsetzen“ (Sebald, 2013). Schlussendlich wurde das Projekt dann jedoch aus wirtschaftlichen Gründen gekippt.

Eine Lösung für das Problem der fehlenden Akzeptanz und auch der fehlenden topologischen Voraussetzungen können Pumpspeicherwerke unter Tage sein. Die Idee ist, Hohlräume unter Tage zu nutzen, sodass mindestens das Unterbecken unterirdisch angeordnet ist. Wenn auch das Oberbecken unterirdisch errichtet wird, ist von der Anlage an der Oberfläche kaum etwas zu sehen. Da man nicht mehr auf natürlich vorhandene Höhenunterschiede angewiesen ist, können diese Pumpspeicherwerke an netzdienlichen Standorten errichtet werden (Langefeld, 2018). Das technische Potenzial in Deutschland liegt bei etwa 10 GW Leistung und 40 GWh Arbeitsvermögen, wozu etwa 100 Standorte benötigt werden (Beck & Schmidt, 2011, S. 17). Das Problem bei Pumpspeicherwerken unter Tage ist jedoch, dass sie noch teurer sind als konventionelle, oberirdische Pumpspeicherwerke, bei denen sich Neubauvorhaben in den letzten Jahren nicht wirtschaftlich darstellen ließen. Sollten sich jedoch politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen ändern, so könnte der Bau von Pumpspeicherwerken unter Tage durchaus wirtschaftlich sein (Günther et al., 2019).

Positiv für die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken kann sich der weitere Zubau der Erneuerbaren auswirken, vor allem der PV. Dies erscheint auf den ersten Blick unplausibel, da die PV zur schwierigen wirtschaftlichen Lage der Pumpspeicherwerke beigetragen hat – nicht nur bei Neubauvorhaben, selbst abgeschriebene Bestandsanlagen wurden z. T. unrentabel. Doch umso mehr PV zugebaut wird, umso niedriger sind die Strompreise im Durchschnitt zur Mittagszeit, mit tendenziell hohen Preisen am Morgen und Abend. Das wäre förderlich für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern. Jedoch können der erwartete Markthochlauf bei Elektrolyseuren und eine Zunahme von Batteriespeichern Preistä-

ler und Preisspitzen in gewissem Umfang reduzieren. Zudem treiben lange Genehmigungsverfahren und die fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung die Projektkosten der Pumpspeicherwerke in die Höhe (Günther, 2015).

Auch bei Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken ist nicht zu erwarten, dass Großanlagen in Deutschland zugebaut werden – lediglich Kleinanlagen sind denkbar. Sollte die Wirtschaftlichkeit gegeben sein, ist eher davon auszugehen, dass bei bestehenden Großanlagen weitere Leistungssteigerungen vorgenommen werden, wobei das Potenzial durchaus begrenzt ist.



ZUSAMMENFASSUNG

Die mechanische Energie der Wind- und Wasserkraft basiert auf Effekten der Solarstrahlung. Dabei wird in der Windkraft die kinetische Energie des Windes genutzt, wobei die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Leistung des Windes eingeht. Daher kommt der Standortwahl eine besondere Bedeutung zu. Zudem macht es für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen Sinn, eine Wahrscheinlichkeitsverteilung statt eines Durchschnittswerts für das Windaufkommen zu nutzen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass die Dichte der Luft relativ gering ist, sodass zur Leistungssteigerung der Windenergieanlagen ein Trend hin zu immer größeren Rotordurchmessern festzustellen ist. Hinsichtlich der Anlagenkonfigurationen hat sich das Auftriebsprinzip gegenüber dem Widerstandsprinzip durchgesetzt. Außerdem haben Windenergieanlagen zumeist eine horizontale und keine vertikale Drehachse.

Im Gegensatz zur Windkraft wird bei der Wasserkraft meist potenzielle Energie genutzt – damit kommt neben dem Volumenstrom auch der verfügbaren Fallhöhe eine große Bedeutung bei der Standortwahl zu. Häufig werden drei Kraftwerkstypen unterschieden: Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Zudem gibt es eher selten anzutreffende Sonderformen wie Tidenhub- und Wellenkraftwerke. Für die unterschiedlichsten Anwendungsfelder wurden verschiedene Turbinen entwickelt. Diese eignen sich jeweils unterschiedlich gut in Bezug auf die Fallhöhe, den Volumenstrom und die Leistung.

Hinsichtlich der Standortfaktoren sind bei Windenergieanlagen und Wasserkraftwerken zahlreiche Randbedingungen zu beachten. Diese reichen von Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung, über Abstandsregelungen, topologischen Voraussetzungen bis hin zu wirtschaftlichen Aspekten.

LEKTION 4

VERWERTUNG VON BIOMASSE UND MÜLL

LERNZIELE

Nach der Bearbeitung dieser Lektion werden Sie in der Lage sein, ...

- die Entstehung von Biomasse zu beschreiben.
- die geschichtliche Entwicklung der Biomassenutzung und Müllverbrennung darzustellen.
- Umwandlungsprozesse von Biomasse zu vergleichen.
- Abläufe in Biogasanlagen und deren Aufbau wiederzugeben.
- die Phasen des Verbrennungsprozesses und den Aufbau einer Müllverbrennungsanlage zu beschreiben.

4. VERWERTUNG VON BIOMASSE UND MÜLL

Einführung

Biomasse umfasst organische Stoffe, die als chemische Energie die Strahlungsenergie der Sonne speichern. Der Wirkungsgrad der Photosynthese mit maximal sechs Prozent bei tropischen Pflanzen ist relativ gering. Es ist jedoch zu bedenken, dass der Prozess der Photosynthese weltweit auf großen Flächen abläuft, sodass sich durchaus ein signifikantes Potenzial zur Nutzung von Biomasse für die Strom- und Wärmeproduktion sowie zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe ergibt. Der Anbau und die Nutzung von Biomasse stehen jedoch z. T. in der Kritik – u. a. im Hinblick auf die Teller-Tank-Diskussion.

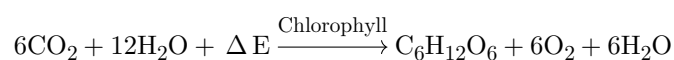
Bei Abfall (auch Müll) handelt es sich um Stoffe, die bei der Produktion von Gütern oder am Ende ihrer Lebensdauer kompakt anfallen. Sollte ein Recycling nicht möglich sein, ist die Verbrennung des Abfalls sinnvoll (am besten im Rahmen der Strom- und Wärmeproduktion); denn beispielsweise in Deutschland darf Abfall nicht mehr in Mülldeponien eingelagert werden, da schädliches Sickerwasser und Ausgasungen resultieren. Daher findet häufig eine thermische Behandlung des Abfalls in Müllverbrennungsanlagen statt, sodass schlussendlich nur noch Asche und Schlacke deponiert werden müssen.

In dieser Lektion wird zunächst auf die Entstehung der Biomasse und mögliche Klassifikationen eingegangen. Zudem werden Umwandlungsprozesse für Biomasse erläutert. Einer dieser Prozesse – der anaerobe Abbau – findet in Biogasanlagen Anwendung, auf die ebenfalls eingegangen wird. Biomasse und Abfall können jedoch auch direkt verbrannt werden, wobei im Idealfall Strom- und Wärme produziert wird. In dieser Lektion wird daher abschließend der Prozess der Verbrennung im Kontext von Müllverbrennungsanlagen beleuchtet.

4.1 Biomasse

Entstehung von Biomasse

Unter dem Begriff Biomasse fasst man Stoffe organischer Herkunft, die u. a. als chemische Energie die Strahlungsenergie der Sonne speichern. Pflanzen wandeln Kohlendioxid und Wasser unter Einsatz von Solarstrahlung mithilfe von Chlorophyll in **Kohlenhydrate** und Sauerstoff (Wesselak et al., 2017, S. 164).



Kohlenhydrate

Die auch als Saccharide benannten Kohlenhydrate können mittels Photosynthese produziert werden. Sie kommen in unterschiedlicher Kettenlänge vor, daher: Mono-, Di-, Tri-, Oligo- und Polysaccharide.

Bei den in Deutschland heimischen Pflanzen beträgt der Wirkungsgrad der Fotosynthese bis zu zwei Prozent. Im Gegensatz dazu sind es bei tropischen Pflanzen wie beispielsweise Mais, Zuckerrohr oder Hirse bis zu sechs Prozent. Die folgende Tabelle zeigt den durchschnittlichen Ertrag verschiedener Pflanzenarten in Tonnen (bezogen auf die Trockenmasse) pro Hektar und Jahr (Wesselak et al., 2017, S. 164).

Tabelle 5: Jährliche Erträge verschiedener Pflanzenarten

Pflanzenart	Durchschnittlicher Ertrag in [t/ha/a]
Zuckerrohr	35
Holz (Tropen)	20
Holz (gemäßigte Breiten)	10
Mais	10
Zuckerrübe	8
Cassava	8
Weizen	5
Reis	4

Quelle: Wesselak et al., 2017, S. 164.

Der Ertrag pro Hektar ist demnach begrenzt. In Deutschland ist das Potenzial an Biomasse zudem regional bereits z. T. ausgeschöpft. Da zudem die Energiedichte von Biomasse verhältnismäßig gering ist, sollte sie möglichst regional verbraucht und nicht über große Distanzen transportiert werden. Das schränkt das Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland weiter ein, da somit signifikante Importe faktisch ausgeschlossen sind. Die Biomasse hat das Potenzial, den weltweiten Energiebedarf im Jahr 2050 im niedrigen ein- bis zweistelligen Prozentbereich zu decken (Wesselak et al., 2017, S. 171–172).

Biomasse ist kohlenstoffhaltige Materie. Gegenüber fossilen Energieträgern grenzt sie sich dadurch ab, dass sie sich in menschlichen Zeitmaßstäben erneuert. Damit zählt **Torf** als fossiles Sekundärprodukt der Verrottung nicht zur Biomasse. Hierbei sei angemerkt, dass Torf in einigen Ländern jedoch sehr wohl als Biomasse bezeichnet wird. Zur Biomasse zählen (Kaltschmitt, 2020, S. 1089):

- lebende **Phyto-** und Zoomasse,
- Rückstände der lebenden Phyto- und Zoomasse (z. B. Exkremete),
- abgestorbene, aber noch nicht fossile Phyto- und Zoomasse (z. B. Heu) und
- Materie, die durch die Umwandlung oder stoffliche Nutzung entstanden ist (z. B. Altpapier, Pflanzenöl, tierische Fette, organische Müllfraktionen).

Torf

Der Torf entsteht in Mooren aus organischen Bestandteilen. Er stellt die erste Stufe der Inkohlung dar und ist in getrocknetem Zustand brennbar.

Phytomasse

Sie entspricht der Biomasse lebender Pflanzen. In einigen Definitionen wird auch die Masse abgestorbener Pflanzen hinzugezählt.

In der oberen Auflistung wurde explizit die organische Müllfraktion aufgeführt; denn die im Müll enthaltene Energie gilt strenggenommen nur dann als regenerativ, wenn sie nicht fossil biogenen oder fossil mineralischen Ursprungs ist. Zur organischen Müllfraktion zählen beispielsweise der Biomüll der Haushalte, Gartenabfälle und Schlachtabfälle (Kaltschmitt, 2020, S. 8).

Eine weitere Klassifikation von Biomasse kann in Primärprodukte (direkt durch Fotosynthese entstanden; z. B. Miscanthus [ein schnell wachsendes Gras]) und Sekundärprodukte (Entstehung durch Ab- oder Umbau organischer Materie in höheren Organismen; z. B. Zoомasse und ihre Exkremente) erfolgen (Kaltschmitt, 2020, S. 1089–1090).

Geschichtliche Entwicklung

Biomasse ist der von Menschen am längsten genutzte Energieträger und macht auch heute noch den Hauptpart der verwendeten Energieträger in vielen Entwicklungsländern aus. Brennstoffe wie Holz oder Dung werden seit vielen hunderttausend Jahren verwendet. Die Nutzung des Feuers bildete eine Grundlage der menschlichen Zivilisation. Neben Wärme, Licht sowie Schutz vor Tieren wurden Lebensmittel durch das Garen besser verdaulich. Später wurde das Verbrennen von Biomasse auch angewendet, um beispielsweise Keramiken herzustellen und Erze zu verarbeiten. Biomasse hat eine relativ geringe Energiedichte. Daher ist man dazu übergegangen, diese mittels Pyrolyse zu erhöhen (z. B. Holzkohle aus Holz) (Quitow et al., 2016, S. 16–17; Wesselak et al., 2017, S. 522).

Im Zuge der ersten industriellen Revolution wurde Biomasse im industriellen Bereich zunehmend durch Kohle verdrängt. Zudem hat man nach effizienteren Verfahren der Biomassenutzung gesucht. Ab Ende des 18. Jahrhunderts kamen Holzvergaser auf, bei denen aus Holz mittels Vergasung ein brennbares Gas erzeugt wird. In der dezentralen Wärmeversorgung wurde Biomasse nach dem 2. Weltkrieg dann zunehmend durch Erdöl und Erdgas ersetzt (Wesselak et al., 2017, S. 522).

In den 1980er-Jahren erlebte die Biomasse in Industriestaaten eine Renaissance, als generell regenerative Energien stärker in den Fokus gerückt sind. So kam es ab dann zur Weiterentwicklung von Holzöfen sowie zur Neuentwicklung von Hackschnitzel- sowie später dann Pelletheizungen (Wesselak et al., 2017, S. 522–523).

Zwar wurden erste Biogasanlagen bereits in den 1950er-Jahren in Deutschland eingesetzt. Doch war ihre Anzahl mit etwa 50 Anlagen relativ gering. Aufgrund technischer Probleme und niedriger Ölpreise wurde der Betrieb vieler Anlagen rasch eingestellt. Erst seit den 1990er-Jahren hat sich die Anzahl der Biogasanlagen, aufgrund gesetzlicher Regelungen und ab dem Jahr 2000 mit dem EEG, erhöht. Dabei wird das Biogas meist in **BHKW** verstromt. Seit Bestehen des EEG wurde dieses mehrfach novelliert, was Einfluss auf die Vergütungssätze und die Einsatzstoffe der Biogasanlagen hatte (z. B. Begrenzung des Einsatzes von Mais oder Altholz) (Wesselak et al., 2017, S. 523–524).

Aktuell ist für Biogasanlagen, die aus der EEG-Vergütung fallen, die Wirtschaftlichkeit gefährdet. Daher sucht man nach anderen Ansätzen als der Verstromung des Biogases in Grundlast. Neben dem Einsatz für die Stromerzeugung in Spitzenlast (hierfür ist ein ausreichend großer Biogasspeicher erforderlich sowie eine entsprechend große Leistung des

BHKW

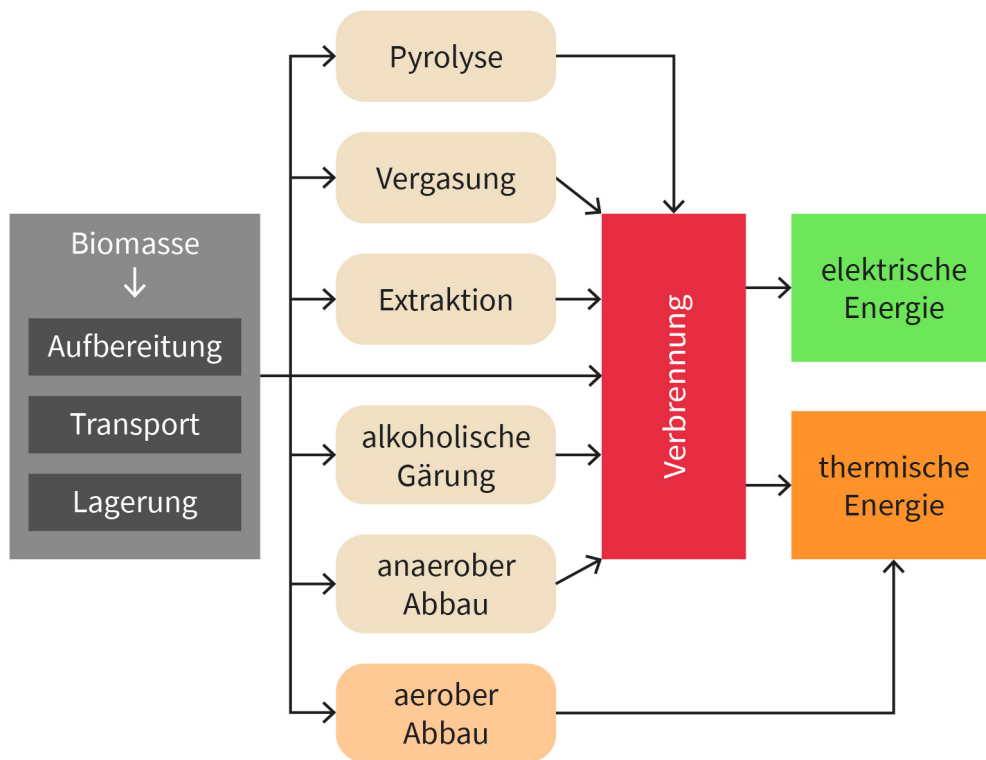
Steht für Blockheizkraftwerk. Es handelt sich um Anlagen, die neben Strom auch Wärme erzeugen. Häufig kommen Verbrennungsmotoren zum Einsatz, aber auch Gasturbinen und Brennstoffzellen.

BHKW) bietet es sich für größere Anlagen an, Biogas zu Biomethan aufzubereiten oder Wasserstoff aus Biogas mittels Dampfreformation oder Pyrolyse herzustellen. In all diesen Fällen ist die Wirtschaftlichkeit jedoch individuell zu prüfen – meist ist sie derzeit ohne eine Förderung nicht gegeben, wobei der Einsatz von Biomethan oder Wasserstoff in der Mobilität momentan die größte Chance auf Wirtschaftlichkeit hat.

Umwandlungsprozesse für Biomasse

Biomasse kann relativ gut in verschiedene biogene Energieträger umgewandelt werden: Biogas oder Biomethan sind gasförmig, Methanol und Ethanol sind flüssig, Pellets und Scheitholz sind fest. Die folgende Abbildung zeigt Verfahren zur Umwandlung von Biomasse, welche nachfolgend erläutert werden (auf die Verbrennung wird im übernächsten Lernzyklus eingegangen). Schlussendlich – möglichst nach einer stofflichen Nutzung – wird Biomasse häufig verwendet, um elektrische und thermische Energie zu erzeugen (Wesselak et al., 2017, S. 527–528, 550–551; Kaltschmitt, 2020, S. 1093–1095).

Abbildung 16: Wandlungskette für Bioenergie



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Schabbach & Wesselack, 2020, S. 104.

- **Pyrolyse:** Bezeichnet die thermische Umwandlung unter Sauerstoffabschluss. Hierbei werden u. a. Wasserdampf, Wasserstoff und Methan freigesetzt. Übrig bleibt feste Pyrolysekohle (z. B. Holzkohle), flüssiges Pyrolyseöl (Teer) und Pyrolysegas (enthält u. a. gasförmige Kohlenwasserstoffverbindungen).

- **Vergasung:** Durch zu geringe Sauerstoffzufuhr findet nur eine Teilverbrennung der Biomasse statt, die hauptsächlich zu Kohlenmonoxid (CO) oxidiert wird. Es fallen aber u. a. auch Kohlendioxid (CO₂), Wasser (H₂O), Wasserstoff (H₂) und Methan (CH₄) an.
- **Extraktion:** Pflanzenöle wie Palm-, Sonnenblumen- oder Rapsöl werden direkt aus den entsprechenden Bestandteilen von Pflanzen gepresst – es verbleibt ein Presskuchen. Dem Presskuchen kann zusätzlich das restliche Öl mithilfe eines Alkohols entzogen werden. Dieser wird anschließend mittels Destillation abgetrennt.
- **Alkoholische Gärung:** Darunter versteht man die Umwandlung meist zucker- und stärkehaltiger Ausgangsstoffe in Alkohol durch Mikroorganismen.
- **Aerober Abbau:** Dies ist auch bekannt als Kompostierung. Unter Einwirkung von Luftsauerstoff bauen Mikroorganismen organische Substanz ab.
- **Anaerober Abbau:** Bakterien bauen organische Substanz unter Sauerstoffabschluss ab. Dieser Prozess findet in Biogasanlagen (Biogas), in Kläranlagen (Klärgas) sowie in Mülldeponien (Deponiegas) statt. Details zu Biogasanlagen werden im nächsten Lernzyklus erläutert.

Die Nutzung von Biomasse kann durchaus problembehaftet sein und ist u. a. in der Kritik wegen (Wesselak et al., 2017, S. 524; Synwoldt, 2021, S. 257–159) ...

- ... der Flächenkonkurrenz zwischen dem Anbau von Energiepflanzen und dem Nahrungsmittelanbau (Teller-Tank-Diskussion; direkt oder indirekt über Viehfutter) sowie dem Anbau von Nutzpflanzen (z. B. Baumwolle) – vor allem die Nutzung nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) wird kritisch gesehen (die Nutzung von Gülle ist hingegen akzeptiert),
- Emissionen und Energieaufwand beim Anbau von Biomasse,
- Akzeptanzproblemen durch verstärkten Maisanbau in bestimmten Regionen,
- Akzeptanzproblemen durch mögliche Geruchs- und Lärmbelästigung von Biogasanlagen sowie
- Bedenken, wenn von der **Kaskadennutzung** bei Biomasse (z. B. Holz) abgewichen wird, bspw. wenn Wälder (womöglich in Sibirien abgeholzt werden, um direkt Pellets zu produzieren).

Um diesen Aspekten zu entgehen, sollte Biomasse sinnvoll eingesetzt werden, beispielsweise bei der Verstromung flexibel in der Spitzenlast oder für synthetische Kraftstoffe in Anwendungsfeldern, die sich nicht auf einen batterieelektrischen Antrieb umstellen lassen (Wesselak et al., 2017, S. 524; Synwoldt, 2021, S. 257–159).

Kaskadennutzung
Das ist die Nutzung von Biomasse entsprechend des höchsten wirtschaftlichen und ökologischen Mehrwerts. Demnach steht die stoffliche Nutzung an erster Stelle, u. a. gefolgt von Reparatur, Recycling und schlussendlich der energetischen Nutzung.

4.2 Biogasanlagen

Phasen der Methangärung

In Biogasanlagen findet ein anaerober Abbau der Biomasse statt – also unter Luftabschluss. Hierfür verantwortlich sind Methanbakterien, die vor etwa drei bis vier Milliarden Jahren entstanden, als die Atmosphäre der Erde eine andere Zusammensetzung als heute hatte. Damit gehören diese Bakterien zu den ältesten Lebewesen auf der Erde. Anaerobe

Prozesse finden nicht ausschließlich in Biogasanlagen statt, sondern auch im Pansen von Kühen, in Mooren, beim Faulen von Klärschlamm oder in Mülldeponien (Wesselak et al., 2017, S. 551).

Biogas besteht je nach Zusammensetzung der Biomasse zu etwa zwei Dritteln aus Methan (CH_4) und zu einem Drittel aus Kohlendioxid (CO_2). Zusätzlich sind in geringen Mengen u. a. Wasserstoff (H_2), Schwefelwasserstoff (H_2S) und Ammoniak (NH_3) enthalten (Wesselak et al., 2017, S. 551). Die Qualität von Biogas unterscheidet sich damit von der des Erdgases, welches in den Pipelines der **Ferngasnetzbetreiber** sowie in den nachgelagerten Gasverteilnetzen zu Endkunden transportiert wird. Biogas muss daher aufbereitet werden, bevor es in das Gasnetz eingespeist werden kann. Man spricht in diesem Fall von Biomethan. Derzeit wird Biogas jedoch häufig direkt vor Ort verstromt. Meist fehlt es auch an einem Gasnetz in der Nähe der Biogasanlagen, um Biomethan überhaupt einspeisen zu können.

Die Methangärung, bei der Biogas erzeugt wird, läuft in vier aufeinanderfolgenden Phasen ab, die nachfolgend beschrieben werden (Wesselak et al., 2017, S. 551–553; Zahoransky, 2022b, S. 529–530).

- **Hydrolyse:** Komplexe Moleküle wie Fette, Kohlenhydrate und Eiweiße, die u. a. als Gülle, Mais, Gassilage, Biotreber oder Rapskuchen zugeführt werden, werden bei der Hydrolyse in einfachere organische Verbindungen wie Aminosäuren, Zucker und Fettsäuren zerlegt. Diese Aufspaltung erfolgt durch von Bakterien erzeugte Enzyme. Die Geschwindigkeit der Hydrolyse hängt von der Art der Biomasse ab. So lässt sich Cellulose kaum hydrolysieren.
- **Versäuerung:** Die in der Hydrolyse erzeugten Verbindungen werden in der zweiten Phase von säurebildenden Bakterien zu niederen Fettsäuren (z. B. Essig-, Propion- und Buttersäure) sowie Kohlendioxid, Wasserstoff und Alkohol umgewandelt.
- **Essigsäurebildung:** In dieser Phase werden die zuvor gebildeten organischen Säuren von Bakterien weiter zu Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff umgesetzt.
- **Methanbildung:** In der letzten Phase wird von anaeroben Methanbakterien die Essigsäure und der Wasserstoff in Methan umgewandelt.

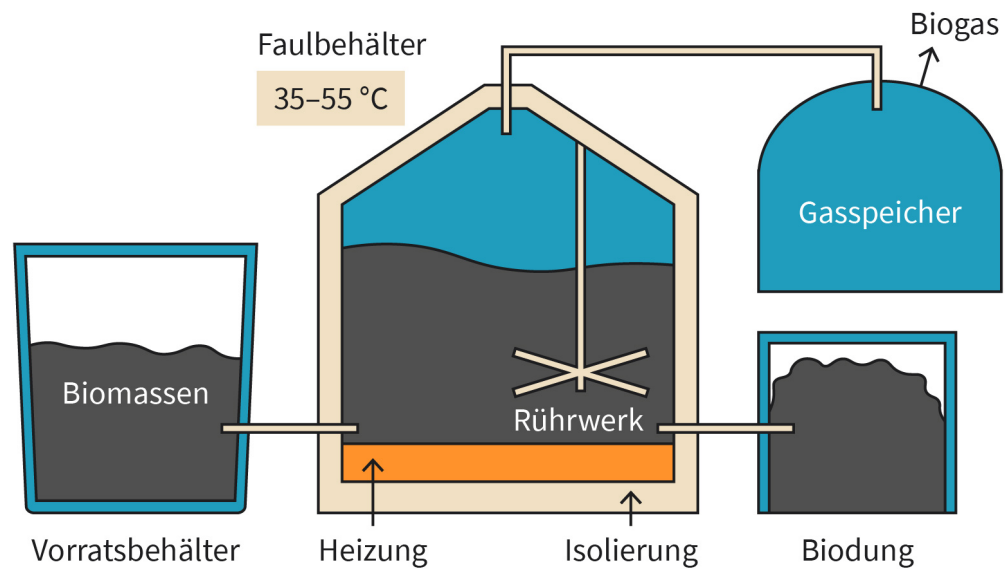
Aufbau einer einstufigen Biogasanlage

Die folgende Abbildung stellt vereinfacht den schematischen Aufbau einer einstufigen Biogasanlage dar. Tatsächlich werden in der Praxis verschiedene Vergärungsverfahren eingesetzt, die sich u. a. im Anteil an Trockensubstanz im Faulbehälter (auch Fermenter oder Reaktor) sowie in der Art der eingesetzten Biomasse unterscheiden. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Anlagenkonzept für Nassvergärung dargestellt. Damit es im Faulbehälter nicht zur Ablagerung schwerer Bestandteile kommt, wird ein Rührwerk eingesetzt. Im Faulbehälter laufen alle vier Phasen gemeinsam ab und beeinflussen sich gegenseitig. Der Faulbehälter hat eine Isolierung sowie eine Heizung, die vor allem bei kalten Außentemperaturen zum Einsatz kommt, da für die Biogaserzeugung eine Temperatur von ca. 35–55 °C benötigt wird. Die Biomasse gelangt nun aus dem Vorratsbehälter in den Faulbehälter. Das dort entstehende Biogas wird vorbehandelt und in einem Gasspeicher gelagert. Dieser erlaubt es, unabhängig von Produktionsschwankungen beim Biogas kontinuierlich Strom und Wärme mit einem BHKW zu erzeugen, jedoch auch Strom flexibel in Spitzenlast zu produzieren – das BHKW muss in diesem Fall eine größere Leistung haben als bei einem

Ferngasnetzbetreiber
Mit Ferngasnetzbetreibern sind Unternehmen gemeint, die Gas in Pipelines unter hohem Druck transportieren. Davon zu unterscheiden sind nachgelagerte Verteilnetzbetreiber, die auf niedrigeren Druckstufen kleinere Abnehmer anbinden, wie beispielsweise die Haushaltskunden.

Anlagenkonzept zur Stromproduktion in Grundlast. Alternativ kann u. a. auch eine weitere Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und eine Einspeisung in das Gasnetz erfolgen. Die im Faulbehälter verbleibenden Rückstände werden abgeführt, entwässert und aerob ausgefault. Der so entstehende Kompost findet nach einer weiteren Nachverrottung und Durchmischung Verwendung in der Landwirtschaft (Wesselak et al., 2017, S. 551–553; Zahoransky, 2022b, S. 528).

Abbildung 17: Aufbau einer einstufigen Biogasanlage



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Zahoransky, 2022b, S. 528.

Da in einer einstufigen Anlage alle vier Phasen gemeinsam in einem Faulbehälter ablaufen, die jeweiligen Bakterien jedoch unterschiedliche Anforderungen haben, gibt es Anlagenkonzepte mit einem Reaktor für die ersten beiden Phasen sowie einem zweiten Reaktor für die letzten beiden Phasen. Mit diesem Konzept können jeweils optimale Bedingungen für die Bakterien hergestellt werden, was die Produktivität und Stabilität des Prozesses erhöht. Auf der anderen Seite steigen jedoch die Kosten für die Anlage (Wesselak et al., 2017, S. 553, 564).

4.3 Müllverbrennung

Geschichtliche Entwicklung

Emissionen fallen bei Produktions- und Konsumprozessen an und sind nicht rückholbar in die Umwelt zerstreut. Hier sei beispielsweise die Nutzung eines Autos genannt, bei der Emissionen auftreten. Abfall hingegen fällt bei der Produktion und am Ende der Lebensdauer eines Produktes kompakt an und kann z. T. (im Idealfall vollständig) recycelt werden (Unger et al., 2020, S. 13).

Seitdem größere Siedlungen existieren, befassen sich die Menschen mit der Entsorgung von Abfall. Neben Geruchsbelästigungen kann eine unsachgemäße Abladung von Abfall zu hygienischen Problemen und zur Verschmutzung des Grundwassers führen. So wurde Abfall bereits in der Antike verbrannt und die Asche auf Feldern ausgebracht. Dieses Vorgehen geriet jedoch weitestgehend in Vergessenheit. Im Mittelalter wurde Abfall einfach aus dem Fenster geworfen und im besten Fall vor der Stadtmauer abgelagert (Vehlow, n. d.).

Die ersten Müllverbrennungsanlagen in größerer Dimension wurden im Jahr 1870 in Paddington und 1874 in Nottingham errichtet. Sie trugen die Bezeichnung „Destructor“. Müllverbrennungsanlagen wurden zunächst nicht in erster Linie angelegt, um Strom oder Wärme zu produzieren. Vielmehr wollte man hygienische Probleme beseitigen. Zudem nahm die Größe der Mülldeponien mit wachsender Einwohnerzahl in Städten immer weiter zu – und gerade Platz ist vor allem in Städten ein kostbares Gut. Die erste Müllverbrennungsanlage auf dem europäischen Festland wurde infolge einer Cholera-Epidemie in Hamburg im Jahr 1896 in Betrieb genommen (Herbert, 2007, S. 16).

Seit dem 1. Juni 2005 darf Abfall in Deutschland nur dann deponiert werden, wenn er zuvor vorbehandelt wurde. Dies wurde in der Technische Anleitung Siedlungsabfall (TASi) geregelt. Hintergrund war, dass es bei Mülldeponien zu Problemen mit belastetem Sickerwasser und entweichendem Methan gekommen ist. Die TASi hätte nur eine thermische Behandlung des Abfalls in Müllverbrennungsanlagen zugelassen, sodass dann Schlacke und Asche deponiert worden wären. Am 1. März 2001 ist jedoch auch die Abfallablagerechtsverordnung (AbfAbIVO) in Kraft getreten, die zusätzlich die mechanisch-biologischen **Abfallbehandlungsanlagen** genehmigungsfähig macht. Die AbfAbIVO ist inzwischen außer Kraft und teilweise in die Deponieverordnung (DepV) und die Gewinnungsabfallverordnung (GewinnungsAbfV) aufgegangen. Grundsätzlich ist zu beachten, dass laut Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) die stoffliche Nutzung gegenüber der energetischen Nutzung Vorrang hat, was auch zur getrennten Sammlung von Biomasse mittels Biotonnen geführt hat.

Mechanisch-biologische Abfallbehandlungsanlage

Das kann ggf. eine Alternative zur Müllverbrennung sein. In derartigen Anlagen wird der Abfall zerkleinert, sortiert und individuell weiterbehandelt.

Prozess der Verbrennung

Die Verbrennung fester Brennstoffe wie beispielsweise Müll oder Biomasse läuft in vier Prozessschritten ab, die im Folgenden erläutert werden (Wesselak et al., 2017, S. 527–529; Zahoransky, 2022c, S. 566–568).

- **Aufheizen und Trocknen:** In dieser Phase wird der Brennstoff erhitzt, sodass das in ihm enthaltene Wasser verdampft. Da hierzu Energie benötigt wird, kann ein zu feuchter Brennstoff einen bestehenden Verbrennungsprozess zum Erliegen bringen. Holz mit einem Wassergehalt von mehr als 60 Prozent kann nicht verbrannt werden, da für die Verdampfung des Wassers so viel Energie benötigt wird, dass die Temperatur im Brennraum unter die Minimaltemperatur für die Verbrennung fällt.
- **Pyrolyse:** Dabei findet eine Zersetzung des festen Brennstoffs unter Luftabschluss nur durch Einwirkung von Wärme statt. Es entstehen Pyrolysegas, aber auch Pyrolysekoks und -öl.
- **Vergasen:** In diesem Schritt kommt es zu einer Teilverbrennung des Kohlenstoffs, vor allem zu Kohlenmonoxid.

- **Verbrennen:** Bei Temperaturen von 700 bis 1.400 °C findet unter Luftzufuhr die Verbrennung, also die Oxidation der oxidierbaren Bestandteile des Brennstoffs, statt. Die Verbrennung ist **exotherm** und liefert auch Energie für die vorherigen Phasen.

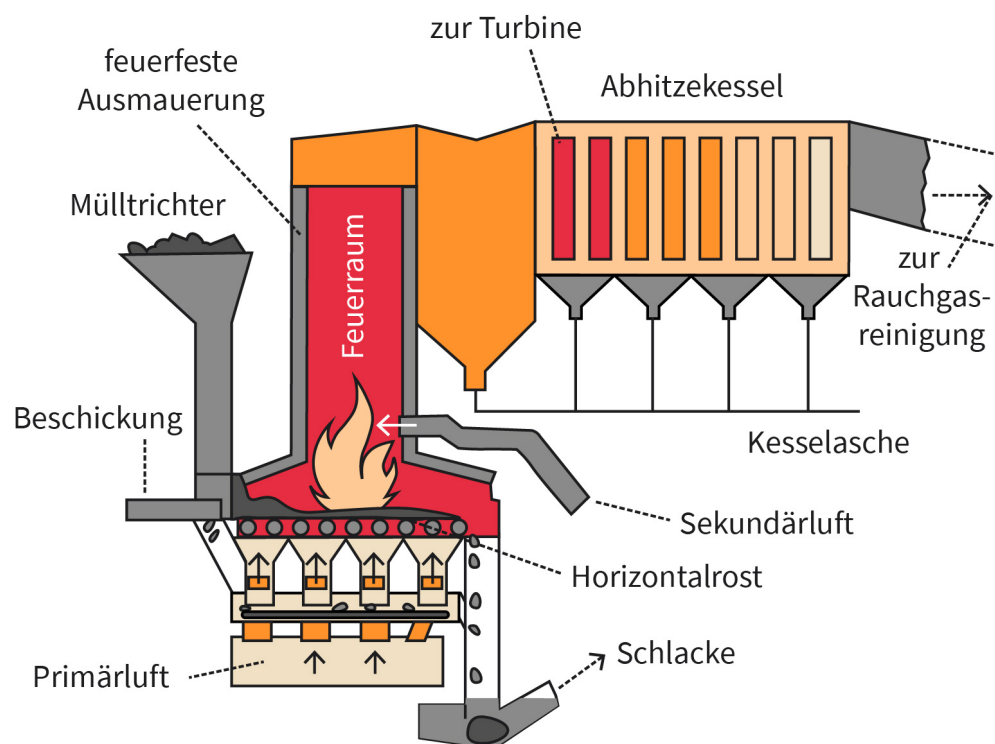
Exotherm
Eine chemische Reaktion, bei der mehr Energie freigesetzt wird, als ihr als Aktivierungsenergie zugeführt wird, nennt sich exotherm. Davon zu unterscheiden ist die endotherme Reaktion.

Rauchgasreinigung
Sie dient der Entfernung von Schadstoffen aus dem Rauchgas und umfasst mehrere Stufen wie Entstaubung, Gaswäsche und Entstickung.

Rostfeuerung
Hierbei handelt es sich um eine Verbrennung, bei der der Brennstoff auf einem Rost liegt. Dieser hat Öffnungen, um Verbrennungsluft zuzuführen und Asche abzuführen. Bei größeren Anlagen ist der Rost beweglich, sodass der Brennstoff immer weiter in den Brennraum geführt wird.

In der folgenden Abbildung ist das Schaubild einer Müllverbrennungsanlage dargestellt. Aus Gründen der Vereinfachung ist die **Rauchgasreinigung** nicht aufgeführt. Bei der Anlage wird eine **Rostfeuerung** umgesetzt. Diese hat das Ziel, die zuvor dargestellten Phasen räumlich und zeitlich zu trennen, sodass die Effizienz des Verbrennungsprozesses gesteigert wird und Emissionen verringert werden (Wesselak et al., 2017, S. 527). Der Rost ist beweglich. Der Brennstoff gelangt über den Mülltrichter in den Feuerraum, wo er zunächst aufgeheizt und getrocknet wird. Der bewegliche Rost transportiert den Müll immer weiter in den Feuerraum, wo anschließend die Pyrolyse, Vergasung und Verbrennung stattfinden. Die Asche und Schlacke wird gesondert abgeführt und je nach Schadstoffgehalt weiterverwendet oder entsorgt. Idealerweise findet eine Verwendung der heißen Rauchgase statt, um Strom und/oder Wärme zu produzieren. In diesem Fall werden sie zum Abhitzekeessel geführt, wo Dampf entsteht, der dann in einer Turbine zur Stromproduktion entspannt wird. Die restliche Wärme kann zur Nah- oder Fernwärmeversorgung genutzt werden.

Abbildung 18: Schaubild einer Müllverbrennungsanlage



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Riepl, 2008 [CC BY-SA 2.0].

Beispiel einer Müllverbrennungsanlage

Die Stadtwerke München (SWM) betreiben das Heizkraftwerk Nord am Standort Unterföhring. Die Anlage läuft im **KWK**-Betrieb und hat eine maximale Wärmeleistung von 900 MW sowie eine elektrische Leistung von 412 MW. Der Standort Nord besteht aus drei Blöcken: Der Block zwei hat den größten Anteil an der Energieerzeugung mit jährlich bis zu 750.000 t Steinkohle, wobei er prinzipiell auch mit Erdgas befeuert werden kann. In den beiden Blöcken eins und drei wird Restmüll verbrannt. Jährlich sind dies bis zu 700.000 t. Zusätzlich befinden sich am Standort zwei Heizwerke mit erdgasbefeuerten Kesseln, um die Spitzenlast im Fernwärmenetz zu decken (Stadtwerke München, 2022).

Die folgende Abbildung zeigt den Schaltplan für die Blöcke eins und drei des Heizkraftwerks Nord, in denen Restmüll verbrannt wird (der Übersichtlichkeit halber ist Block 2 nicht dargestellt). Auf der linken Seite sind mit *VM* (steht für: Vertrag Müll) die Rahmenbedingungen der Müllmengen hinterlegt. Hier wird definiert, wie viel Restmüll im Minimum und im Maximum pro Tag verbrannt werden muss. Da die Lagerkapazität am Standort begrenzt ist, muss immer eine Mindestmenge verbrannt werden (Günther et al., 2015, S. 99).

Ebenfalls auf der linken Seite der folgenden Abbildung sind die vier Müllkessel angeschlossen. Hierbei handelt es sich mit *MK11* und *MK12* um die Linien elf und zwölf in Block eins sowie mit *MK31* und *MK32* um die Linien 31 und 32 in Block drei. In den vier Müllkesseln wird der Müll verbrannt und **Frischdampf** (blaue Linien) erzeugt. Dieser gelangt auf die 40-bar-Schiene *N13_40bar*. Von dort wird er verteilt: Zur Dampfturbine *T30_HD* (HD steht für Hochdruck), zur Dampfturbine *T10* sowie zu den Reduzierstationen *N13_40_8bar* (von 40 auf 8 bar) und *N13_40_13bar* (von 40 auf 13 bar). An die 40-bar-Schiene sowie an die 8-bar-Schiene ist auch der Block zwei angeschlossen (Günther et al., 2015, S. 99).

Der Frischdampf, der in die Dampfturbinen gelangt, wird dort entspannt und in Elektrizität umgewandelt (rote Linie). Hingegen wird der energieärmere **Abdampf** direkt zu Wärmetauschern für die Fernwärmeversorgung oder weiter zur *T30_ND* (ND steht für Niederdruck) übertragen. Die *T30_ND* leitet den Austrittsdampf an einen Hilfskondensator *N_HIKO*. Die drei mit *WT* bezeichneten Wärmetauscher überführen den Dampf der 8-bar-Schiene in das Dampfnetz Innenstadt *DNI* (violette Linie), das Heißwassernetz Nord *HWN* (grüne Linie) sowie in das Heißwassernetz Freimann *HWF* (grüne Linie) (Günther et al., 2015, S. 99).

KWK

Das Akronym steht für Kraft-Wärme-Kopplung. Hierbei wird gleichzeitig mechanische Energie (meist direkt umgewandelt in Strom) sowie Wärme gewonnen. Dadurch steigt der Gesamtwirkungsgrad der Anlage gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.

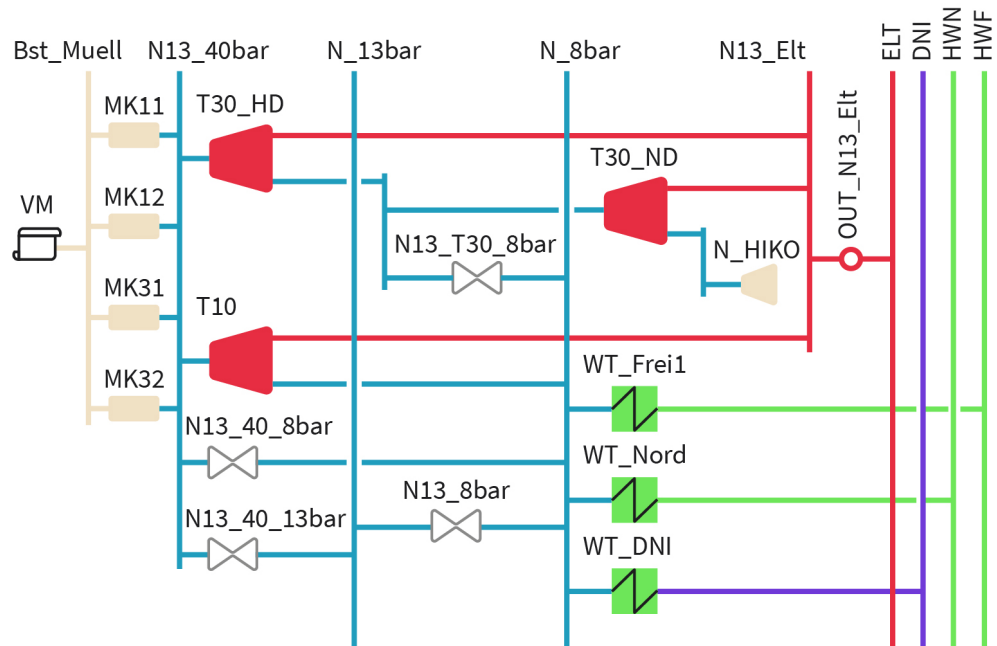
Frischdampf

Der Dampf, mit dem die Kolben einer Dampfmaschine oder bei einer Dampfturbine die Leit- und Laufschaufeln beaufschlagt werden, nennt sich Frischdampf.

Abdampf

Mit Abdampf ist Dampf gemeint, der nach Verrichtung der Arbeit am Dampfaustritt einer Dampfmaschine oder Dampfturbine ausströmt.

Abbildung 19: Schaltplan der Blöcke eins und drei im Heizkraftwerk Nord in München



Quelle: Maik Günther, 2023.



ZUSAMMENFASSUNG

Unter Biomasse versteht man Stoffe organischer Herkunft, die u. a. als chemische Energie die Strahlungsenergie der Sonne speichern. Es handelt sich bei Biomasse um kohlenstoffhaltige Materie, die sich gegenüber fossilen Energieträgern dadurch abgrenzt, dass sie sich in menschlichen Zeitmaßstäben erneuert. Torf zählt streng genommen damit nicht zur Biomasse. Biomasse kann mit zahlreichen Verfahren umgewandelt werden: Pyrolyse, Vergasung, Extraktion, alkoholische Gärung, anaerob sowie aerober Abbau und schlussendlich auch die Verbrennung von Biomasse sowie der daraus erzeugten Stoffe. Die Verwendung von Biomasse kann u. a. wegen der Teller-Tank-Diskussion und einer möglichen Flächenkonkurrenz in der Kritik stehen.

Eine Möglichkeit zur Verwertung von Biomasse bieten Biogasanlagen. Hier findet ein anaerober Abbau der Biomasse statt. Biogas besteht je nach Zusammensetzung der Biomasse zu etwa zwei Dritteln aus Methan und zu einem Drittel aus Kohlendioxid. Die Methangärung, bei der Biogas erzeugt wird, läuft in vier aufeinanderfolgenden Phasen ab: Hydrolyse, Versäuerung, Essigsäurebildung, Methanbildung. Bei einstufigen Biogasanlage laufen alle vier Phasen gemeinsam in einem Faulbehälter ab. Da die Bakterien in den einzelnen Phasen aber unterschiedliche Anforderungen an ihre Umgebung haben, gibt es Anlagenkonzepte mit

einem Reaktor für die ersten beiden Phasen sowie einem zweiten Reaktor für die letzten beiden Phasen. Biogas wird derzeit häufig in BHKWs in Grundlast verstromt. Perspektivisch könnte mehr Biogas in Spitzenlast verstromt werden. Zudem kann es bei größeren Biogasanlagen in Zukunft Sinn machen, Biogas in Biomethan umzuwandeln und in das Gasnetz einzuspeisen.

Abfall wird in Deutschland zumeist in Müllverbrennungsanlagen thermisch vorbehandelt, sodass dann nur noch Asche und Schlacke deponiert werden muss, wenn sich keine anderweitigen Verwertungsmöglichkeiten finden. Grundsätzlich gilt, dass eine stoffliche Nutzung der energetischen Nutzung vorzuziehen ist. Die Verbrennung fester Brennstoffe wie beispielsweise Müll oder Biomasse läuft in vier Prozessschritten ab: Aufheizen/Trocknen, Pyrolyse, Vergasen und Verbrennen. Häufig wird in Müllverbrennungsanlagen eine Rostfeuerung eingesetzt, um die vier Prozessschritte räumlich und zeitlich zu trennen. Dies steigert die Effizienz des Verbrennungsprozesses und verringert die Emissionen.

LEKTION 5

REGENERATIVE GEWINNUNG VON WÄRME

LERNZIELE

Nach der Bearbeitung dieser Lektion werden Sie in der Lage sein, ...

- die Entstehung geothermischer Energie zu beschreiben.
- die Varianten geothermischer Reservoirs darzustellen.
- Prozesse der Solarthermie und Geothermie zu verstehen.
- die Funktion von Wärmepumpen wiederzugeben.
- Kennzahlen zur Beschreibung und Auslegung von Wärmepumpen zu berechnen.
- grundlegende Aspekte von Anlagenkonfigurationen zu bewerten.

5. REGENERATIVE GEWINNUNG VON WÄRME

Einführung

Mehr als 50 Prozent des deutschen Endenergieverbrauchs entfallen auf die Wärme- und Kälteanwendungen (Raumwärme, Klimatisierung, Warmwasser, Prozesswärme), wobei der Anteil regenerativer Energien nur knapp über 15 Prozent liegt (Umweltbundesamt, 2022). Im Zuge der Energiewende, die auch eine Wärmewende ist, spielen regenerative Energien im Wärmesektor eine zunehmend bedeutende Rolle.

Regenerative Energie liegt dann vor, wenn sie sich in menschlichen Zeitmaßstäben erneuert. Zu den regenerativen Energien zählen u. a. die Solarstrahlung sowie die daraus entstehende Windenergie, Wasserkraft und Biomasse. Solarstrahlung kann darüber hinaus mittels Solarthermie direkt zur Wärmeherzeugung verwendet werden – nicht zu verwechseln mit Solarzellen, die aus solarer Strahlung Elektrizität erzeugen. Eine weitere Möglichkeit der regenerativen Wärmeherzeugung ist die Geothermie (Erdwärme). Die Wärmeherzeugung erfolgt hierbei zu einem Großteil durch den Zerfall radioaktiver Isotope. Da dies in menschlichen Zeitmaßstäben äußerst langsam vonstattengeht, wird Geothermie ebenfalls als regenerative Energie bezeichnet.

Im folgenden Lernzyklus wird zunächst auf die Solarthermie fokussiert. Nach einem geschichtlichen Abriss erfolgt die Darstellung der Funktionsweise eines Flachkollektors, der zur Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung genutzt werden kann. Zudem schließt sich eine Erörterung der Aspekte der Anlagenauslegung sowie eine Vorstellung weiterer Arten von Solarkollektoren an. Die anschließenden Lernzyklen fokussieren dann auf die Geothermie und abschließend auf Wärmepumpen, die u. a. im Rahmen der oberflächennahen Geothermie zum Einsatz kommen.

5.1 Solarthermie

Geschichtliche Entwicklung

Je nach Anlagentyp und äußeren Rahmenbedingungen kann Solarthermie vielfältig eingesetzt werden: zur Trinkwassererwärmung, Heizungsunterstützung, zudem in der Fernwärme, als Prozesswärme, zur Raumkühlung oder (bei sehr hohen Temperaturen) zur Stromherzeugung, wobei auf Letzteres in diesem Lernzyklus nur am Rande eingegangen wird.

Erste Anwendungen zur Erzeugung von Wärme aus solarer Strahlung reichen bis in die Antike mit dem Einsatz von Brenn- bzw. Hohlspiegeln. Zudem wurde die durch Absorption von Solarstrahlung entstehende Wärme bereits sehr früh gezielt in der Architektur in passiver Form genutzt – andererseits wurden auch gezielt Konzepte umgesetzt, um ein Aufheizen von Gebäuden im Sommer zu minimieren (Erbslöh, 2020, S. 289).

In der Neuzeit finden sich erste technische Anwendungen der Solarthermie. So gab es erst zu Beginn des 20. Jahrhundert ernsthafte Nutzungen der Solarthermie für Wasserkocher, Dampferzeuger sowie als Vakuumofen. Im Jahr 1908 kam erstmalig eine Art Solarkollektor zum Einsatz, der daraufhin bis 1941 über 60.000-mal hergestellt wurde. Wegen des Mangels an fossilen Brennstoffen in den 1930er-Jahren in Japan, wurden dort diverse Konzepte für solarbetriebene Warmwasserbereiter entwickelt und vertrieben (Erbslöh, 2020, S. 289–290). Inzwischen gibt es allein in Deutschland Ende 2021 etwa 2,5 Millionen installierte solarthermische Anlagen mit einer geschätzten thermischen Gesamtleistung von 15,1 GW (Bundesverband Solarwirtschaft e. V., 2022, S. 1).

Werden mit Solarstrahlung deutlich höhere Temperaturen als bei den zuvor genannten Kleinanlagen erzeugt, so lässt sich auch Strom produzieren. So wurde eine Art Parabolrinnenkraftwerk erstmalig 1912/1913 südlich von Kairo in Betrieb genommen. Weitere ernstzunehmende Projekte zur Stromproduktion gab es, bis auf eine Ausnahme, erst wieder ab den 1970er-Jahren. Der Großteil der heute im Einsatz befindlichen solarthermischen Kraftwerke wurde ab der Jahrtausendwende in Betrieb genommen, wobei Parabolrinnenkraftwerke überwiegen und die Gesamtleistung aller Anlagen bei wenigen GW liegt (Erbslöh, 2020, S. 289–294).

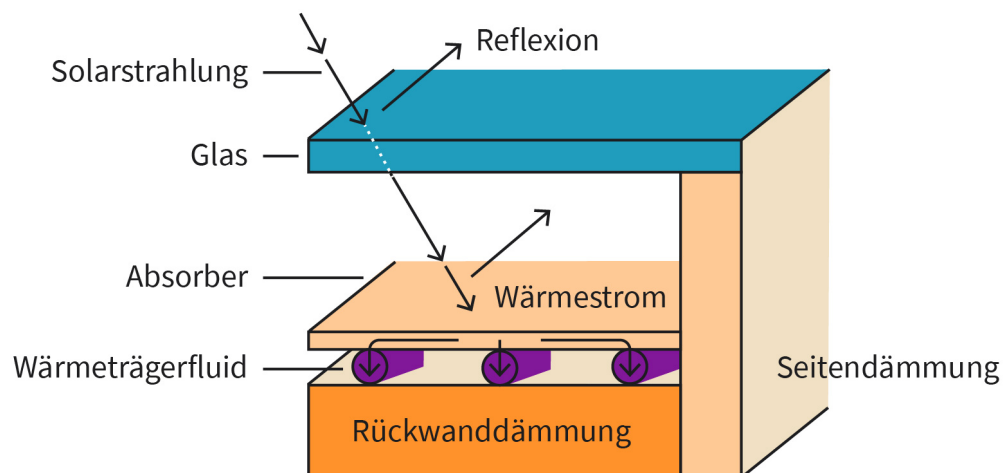
Funktionsweise eines Flachkollektors

Bei der solarthermischen Energienutzung wird das Prinzip der photothermischen Wandlung angewandt. Hierbei wird solare Strahlung durch Absorption in thermische Energie umgewandelt. Für Solarkollektoren existieren zahlreiche Bauarten – u. a. Flachkollektoren. Für diese wird nachfolgend beispielhaft die Funktionsweise erläutert (Schabbach & Wesselack, 2020, S. 143–144).

Der Aufbau eines Flachkollektors ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Zunächst trifft solare Strahlung auf eine Abdeckung aus transparentem Glas, welches den darunter liegenden Absorber schützen und gleichzeitig den Wärmeverlust reduzieren soll. Dabei werden etwa 90 Prozent der Solarstrahlung transmittiert (etwa acht Prozent werden reflektiert und zwei Prozent werden absorbiert). Durch das Aufbringen einer Antireflexionsbeschichtung kann der Transmissionsgrad noch weiter auf etwa 96 Prozent erhöht werden. Die transmittierte Solarstrahlung wird anschließend von einem Absorptionsblech absorbiert und dabei in thermische Energie umgewandelt. Dieses weniger als einen Millimeter starke Absorptionsblech besteht zumeist aus Kupfer (seltener aus Aluminium) und hat eine wenige zehntel Millimeter starke Absorptionsschicht, die im Idealfall möglichst stark selektive Eigenschaften aufweisen soll. Zum einen soll möglichst viel kurzwellige solare Strahlung absorbiert und andererseits möglichst wenig langwellige Wärmestrahlung an der Oberseite emittiert werden. Hier ist ein Absorptionsgrad von bis zu 95 Prozent möglich. Auf der Rückseite des Absorptionsblechs sind Rohre aus Kupfer angeschweißt, in denen ein Wärmeträgerfluid zirkuliert. Diese Flüssigkeit nimmt die Wärme auf

und transportiert sie zu einem Speicher oder direkt zu einem Verbraucher. Sie besteht zumeist aus Wasser, Frostschutzmittel und einem Korrosionsschutz (Schabbach & Wesselack, 2020, S. 143–145; Schabbach & Leibbrandt, 2021, S. 26).

Abbildung 20: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Schabbach & Wesselack, 2020, S. 144.

Gute Flachkollektoren können 80–85 Prozent der auf den Kollektor einfallenden Solarstrahlung in thermische Energie wandeln, wobei nicht die gesamte absorbierte Energie genutzt werden kann. Aufgrund von Temperaturunterschieden zwischen dem Inneren des Kollektors und der Umgebung kommt es trotz Glasabdeckung sowie Rückwand- und Seitendämmung zu Wärmeverlusten (Schabbach & Leibbrandt, 2021, S. 26–27).

Im Gegensatz zur Erwärmung einer Flüssigkeit in „klassischen“ Flachkollektoren wird bei Luftkollektoren ein Luftstrom durch den Absorber erwärmt. Luftkollektoren werden u. a. eingesetzt, um bei Lüftungsanlagen die angesaugte Frischluft vorzuwärmen (Schabbach & Leibbrandt, 2021, S. 37–38).

Für die Auslegung einer Solaranlage wird zur Orientierung häufig der solare Deckungsgrad herangezogen. Für die Trinkwassererwärmung ergibt er sich aus dem Ertrag der Solaranlage Q_{sol} geteilt durch den Nutzenergiebedarf Q_D für die Erwärmung der jährlichen Wassermenge (von der Kaltwassertemperatur auf die Warmwassersolltemperatur). Reduziert man nun den solaren Deckungsgrad, indem man die Anlagengröße vermindert, so steigt auf der anderen Seite der jährliche Wärmeertrag pro m^2 Kollektorfläche. Dies liegt vor allem daran, dass **Stagnation** (auch Stillstand) bei Anlagen mit kleinerem solaren Deckungsgrad weniger häufig auftritt – die Stagnationszeit sinkt also. Während eine relativ groß dimensionierte Anlage (hoher solarer Deckungsgrad) beispielsweise im Sommer den Wärmespeicher bereits zur Mittagszeit gefüllt hat und dann in Stagnation geht, benötigt eine kleinere Anlage mit geringerem solaren Deckungsgrad hierfür entsprechend länger, hat demnach einen höheren Wärmeertrag pro m^2 Kollektorfläche (Schabbach & Leibbrandt, 2021, S. 51, 70).

Bei großen Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung, beispielsweise in Mehrfamilien- oder Krankenhäusern, wird meist ein solarer Deckungsgrad von ca. 35 Prozent angestrebt, um das wirtschaftliche Optimum zu erreichen. Bei derartigen Anlagen ergibt sich ein jährlicher Wärmeertrag von mehr als 450 kWh je m² Kollektorfläche. Bei kleinen Anlagen für Ein- und Mehrfamilienhäuser mit einer Kollektorfläche von wenigen m² wählt man häufig einen solaren Deckungsanteil von 60 Prozent, wobei dadurch der jährliche Wärmeertrag pro m² Kollektorfläche auf ca. 350 kWh sinkt. Mit den 350 kWh/m² pro Jahr können bei einer Gesamtkollektorfläche von angenommenen 5 m² 1.750 kWh pro Jahr erzeugt werden – dies reicht in etwa, um den jährlichen Warmwasserbedarf einer vierköpfigen Familie mit 160 l/Tag bei einem solaren Deckungsgrad von 60% zu erzeugen. Soll eine Solaranlage neben der Trinkwassererwärmung auch zur Heizungsunterstützung dienen, so muss sie entsprechend größer ausgelegt werden, was dann den jährlichen Wärmeertrag pro m² Kollektorfläche entsprechend weiter reduziert (Schabbach & Wesselack, 2020, S. 149; Schabbach & Leibbrandt, 2021, S. 70, 74–75, 77).

Stagnation

Die Stagnation tritt auf, wenn bei einem Kollektor trotz anhaltender solarer Strahlung keine bzw. nicht ausreichend Wärme entnommen wird. Wegen der hohen Temperaturen im Kollektor beginnt das Wärmeträgerfluid zu verdampfen. Die Anlage muss daher entsprechend eigensicher gestaltet sein.

Weitere Arten von Sonnenkollektoren

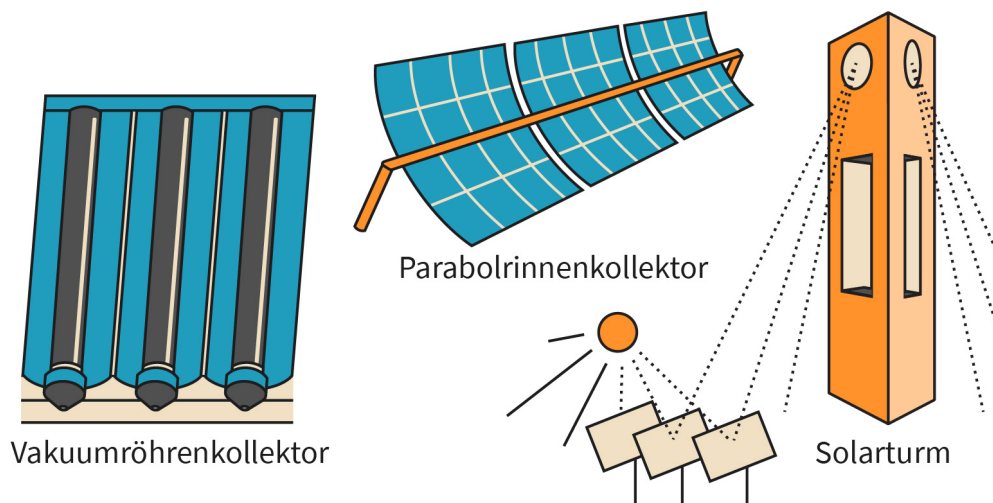
Neben den zuvor dargestellten Flachkollektoren gibt es zahlreiche weitere Bauarten von Sonnenkollektoren. Neben ihrer Form unterscheiden sie sich u. a. darin, ob sie ein Gehäuse haben, über eine Wärmedämmung verfügen, Luft oder eine Flüssigkeit erwärmen, welches Temperaturniveau sie bereitstellen oder ob sie fest montiert oder dem Sonnenstand nachführbar sind. Nachfolgend werden einige relevante Bauarten erläutert.

- Die einfachste Bauart stellen große schwarze Wasserbehälter dar, die in südlichen Regionen auf Dächer montiert werden und das in ihnen befindliche Wasser durch Solarstrahlung erwärmen.
- Schwimmbadabsorber (auch Niedertemperaturkollektoren) werden, wie der Name bereits nahelegt, häufig zur Erwärmung des Wassers in Schwimmbädern und Pools auf Temperaturen von etwa 20–30 °C eingesetzt. In der Regel sind die sog. Schwimmbadabsorber nicht gedämmt, da die mittlere Wassertemperatur im Absorber meist der Umgebungstemperatur entspricht. Sie haben zudem keine Abdeckung und kein Gehäuse. Häufig sind Schwimmbadabsorber so ausgeführt, dass schwarze Plastikröhren schlaufenartig auf einem Dach oder einer Wiese verlegt sind und direkt vom Beckenwasser durchströmt werden. Einen ähnlichen Effekt der Erwärmung kann man beobachten, wenn ein mit Wasser gefüllter Gartenschlauch im Sommer auf dem Rasen liegt – hier können im Schlauch Temperaturen von mehr als 60°C (bei stehendem Wasser) auftreten. (Schabbach & Wesselack, 2020, S. 147–148; Schabbach & Leibbrandt, 2021, S. 33–34).
- Vakuumröhrenkollektoren erzeugen höhere Temperaturen als Flachkollektoren und sind daher auch gedämmt. Im Gegensatz zu Flachkollektoren wird jedoch kein Dämmmaterial, sondern ein Vakuum in einer Röhre zur Wärmedämmung genutzt (sog. Heat-pipe-Prinzip). Alternativ wird ein Vakuum zwischen zwei um den Absorber konzentrisch angeordneten Glasröhren erzeugt (sog. Sydney-Prinzip). Das Ziel ist es, bei beiden Varianten, den Absorber im Inneren des Glasrohres gegen die Umwelt zu isolieren. Bei Vakuumröhrenkollektoren gibt es auch Ausführungen mit rückseitig angebrachten Reflektoren, um solare Strahlung auf die nicht direkt bestrahlte Rückseite der Glasröhren zu lenken, was den Wirkungsgrad erhöht (Reich & Reppich, 2018, S. 87–88; Schabbach & Wesselack, 2020, S. 145–147; Schabbach & Leibbrandt, 2021, S. 38–40).

- Parabolrinnenkollektoren nutzen ebenfalls einen Reflektor auf der Rückseite eines Absorberrohres. Sie bündeln das Licht linienförmig und können dem Sonnenverlauf einachsrig nachgeführt werden. Derartige Kollektoren werden häufig auch in großen Freiflächenanlagen in Form von Parabolrinnenkraftwerken genutzt (Reich & Reppich, 2018, S. 102–106).
- Solartürme sind inmitten einer Vielzahl an beweglichen Spiegeln positioniert, die das Sonnenlicht auf die Spitze des Turms konzentrieren. Dort werden in einem Wärmeträgermedium (Wasser, Luft oder Flüssigsalz) Temperaturen von 600–1.000 °C erreicht. Derart hohe Temperaturen eignen sich zur Stromerzeugung.

In der folgenden Grafik sind ein Vakuumröhrenkollektor mit rückseitigem Reflektor, ein Parabolrinnenkollektor sowie ein Solarturm beispielhaft dargestellt. Dies vermittelt nur eine kleine Auswahl möglicher Bauarten von Solarkollektoren. Für die Nutzung der Solarthermie gibt es noch zahlreiche weitere Konzepte, auf die an dieser Stelle jedoch nicht weiter eingegangen wird.

Abbildung 21: Beispiele für Solarkollektoren



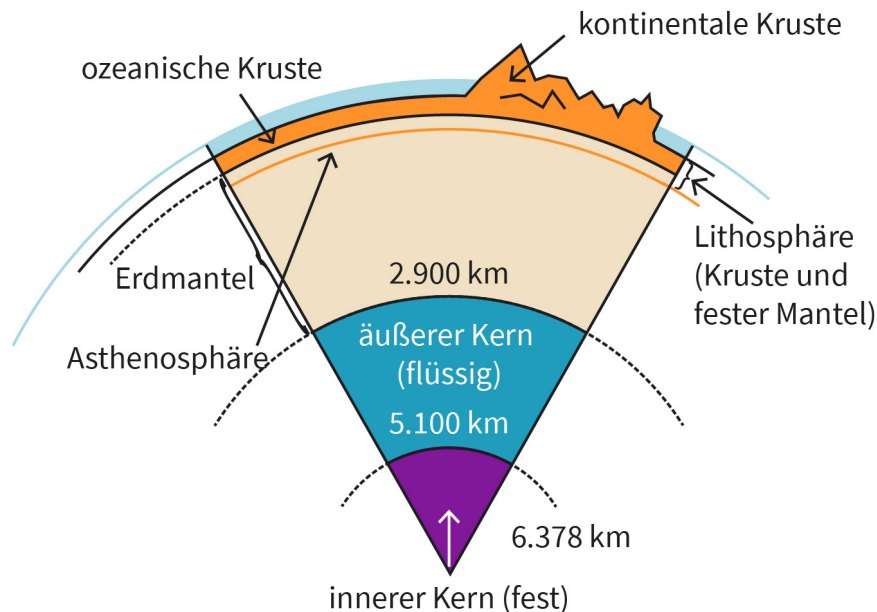
Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Boe, 2007 [CC BY-SA 2.5]; Z22, 2013 [CC BY-SA 3.0]; Afloresm, 2007 [CC BY 2.0].

5.2 Geothermische Energie

Aufbau der Erde und Wärmepotenzial

Die Erde besteht (idealisiert dargestellt) aus einer Reihe konzentrischer Kugelschalen. Diese unterscheiden sich hinsichtlich Temperatur, Aggregatzustand, Dichte und chemischer Zusammensetzung. Die folgende Abbildung veranschaulicht schematisch den Aufbau der Erde. Ganz außen, mit der geringsten Dichte befindet sich die Erdkruste; im Zentrum der Erde, mit der höchsten Dichte, der Erdkern.

Abbildung 22: Schematischer Aufbau der Erde



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Srimadhav, 2013 [CC0 1.0] [ins Deutsche übersetzt].

Die Durchschnittstemperatur der Erdoberfläche beträgt etwa 15 °C, im Erdkern hingegen herrschen Temperaturen von mehr als 3.000 °C. Ursächlich für das Vorhandensein von Wärme in der Erde sind u. a. mehrere Quellen (Geyer et al., 2020, S. 169):

- Zerfall von radioaktiven **Isotopen**, die Wärme produzieren – dies sind U-238 und U-235 des Urans, Th-232 des Thoriums sowie K-40 des Kaliums; der Anteil dieser Wärmequelle wird in Deutschland auf etwa 70 Prozent geschätzt,
- thermische Energie, die bei der Entstehung der Erde vor ca. 4,5 Milliarden Jahren durch das Zusammenprallen von Massen erzeugt wurde – ihr Anteil beträgt in Deutschland etwa 30 Prozent und
- solare Einstrahlung auf die Erdoberfläche, wobei diese Wärme nur in Tiefen von zehn bis 30 Metern gelangt und im Verhältnis zu den beiden zuvor genannten Wärmequellen einen verschwindend kleinen Anteil hat; der Eintrag in den Boden schwankt täglich sowie saisonal und wird u. a. durch in den Boden gelangenden Niederschlag begünstigt.

Isotope

Das sind Atome, deren Kerne jeweils die gleiche Anzahl an Protonen, jedoch eine unterschiedliche Anzahl an Neutronen und eine verschiedene Massenzahl haben. Letztere wird im Fließtext häufig hinter den Elementnamen geschrieben – z. B. U-235.

In Summe ergibt sich ein Energiegehalt der Erde von etwa 12 bis $24 \cdot 10^{30}$ J. Diese Energie wird kontinuierlich abgestrahlt – daher hat sich die Erdoberfläche im Laufe der Jahrtausenden auf ca. 15 °C abgekühlt. Pro Jahr gibt die Erde etwa 1.400 Exajoule (EJ) an die bodennahe Atmosphäre ab, wobei die von der Erdoberfläche abgegebene flächenspezifische Leistung durchschnittlich $0,086 \text{ W/m}^2$ beträgt. Dabei entfallen auf die kontinentale Kruste im Durchschnitt $0,065 \text{ W/m}^2$ und auf die dünnere ozeanische Kruste $0,100 \text{ W/m}^2$. Diese sogenannte Wärmestromdichte ist damit gegenüber der solaren Wärmeeinstrahlung auf die Erdoberfläche vernachlässigbar gering (Geyer et al., 2020, S. 174–177).

In der folgenden Tabelle sind die Eigenschaften von Erdkruste, Erdmantel und Erdkern dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Temperatur in der Erdkruste mit zunehmender Tiefe rasch steigt. In der oberen Erdkruste beträgt der mittlere Temperaturgradient, welcher sich aus dT/dz ergibt, 30 K/km. Die Temperatur erhöht sich in diesem Bereich im Durchschnitt also um 30 Kelvin pro Kilometer. Beim Auftreten geothermischer Anomalien, beispielsweise in vulkanisch aktiven Gebieten, kann der Temperaturgradient aber auch durchaus größer als 100 K/km sein. Der Temperaturgradient ist nicht konstant und nimmt in größeren Tiefen ab. Er wird im Erdmantel beispielsweise auf 1 K/km geschätzt (Fichter & Zahoransky, 2022, S. 538; Geyer et al., 2020, S. 173).

Tabelle 6: Physikalische Eigenschaften im Erdinneren

	Tiefe in km	Dichte in kg/dm ³	Temperatur in °C
Erdkruste	0–30	2–3	bis 1.000
Erdmantel	bis 3.000	3–5,5	1.000–3.000
Erdkern	bis 6.370	10–13	3.000–5.000

Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Geyer et al., 2020, S. 170.

Geschichtliche Entwicklung

Erste Nutzungen geothermischer Energie lassen prähistorische Siedlungen, beispielsweise in Japan, in der Nähe heißer Quellen und Vulkane vermuten, die bis etwa 15.000 bis 20.000 Jahre v. Chr. zurückreichen. Wahrscheinlich wurde das heiße Wasser zum Schwimmen, Heizen und Kochen genutzt. Jüngere Spuren für die Nutzung geothermischer Energie finden sich in Italien, auf den Liparischen Inseln, wo etwa 2.000 Jahre v. Chr. warmes Wasser in Thermen verwendet wurde. Für Frankreich ist ein Netzwerk zur Versorgung von Gebäuden mit Thermalwasser ab dem Jahr 1330 nachgewiesen (Freeden & Heine, 2018, S. 6.; Erbslöh, 2020, S. 90).

Für lange Zeit beschränkte man sich bei den natürlich vorkommenden Oberflächenfunden auf die Nutzung des Warmwassers sowie auf die Extraktion der im Thermalwasser enthaltenen Stoffe – z. B. Schwefel. Erst im 19. Jahrhundert setzte eine erste systematische und industrielle Nutzung zum Antrieb von Dampfmaschinen ein und im 20. Jahrhundert begann die Stromproduktion aus thermalen Quellen. Das erste geothermische Kraftwerk entstand im Jahr 1904 in Larderello in der Toscana in Italien (Erbslöh, 2020, S. 90–91).

Der Einsatz von Geothermie in der Fernwärme (in einem modernen Fernwärmenetz im heutigen Sinn) fand erstmals im Jahr 1930 in Reykjavik (Island) statt. Anschließend entstanden weltweit weitere Netze für die Wärmeversorgung mit Geothermie. In Deutschland ging die erste Anlage im Jahr 1984 in Waren an der Müritz in Betrieb, die bis heute ca. 1.800 Haushalte mit Wärme versorgt (Erbslöh, 2020, S. 91).

In Deutschland sind Stand 2022 im Bereich der Tiefengeothermie (Bohrtiefe > 400 m) 168 Thermalbäder sowie 42 Anlagen zur Strom- und/oder Wärmeproduktion in Betrieb. Die installierte Wärmeleistung überwiegt jedoch und beträgt 349 MW. Hingegen beträgt die

installierte elektrische Leistung 47 MW. Bei oberflächennaher Geothermie (≤ 400 m) ist die Anzahl der Anlagen bedeutend größer. So werden in Deutschland über 440.000 Wärmepumpen eingesetzt, die erdgekoppelt sind und zum Großteil Erdsonden oder Erdkollektoren nutzen (Bundesverband Geothermie, 2022).

5.3 Geothermie

Geothermische Reservoirs und Systeme lassen sich nach verschiedenen Kriterien wie beispielsweise Tiefe, **Enthalpie** und Wasserdurchlässigkeit in Kategorien einordnen. Nachfolgend werden relevante Kategorien erläutert. Am Ende dieses Lernzyklus erfolgt zudem eine Vorstellung der Vor- und Nachteile der Geothermie.

Oberflächennahe Geothermie und Tiefengeothermie

Als oberflächennahe Geothermie (auch: flache Geothermie) bezeichnet man die Nutzung von Reservoirs bis einschließlich 400 m Tiefe mit Temperaturen bis 25 °C. Technisch wird oberflächennahe Geothermie wegen der verhältnismäßig geringen Temperatur häufig in Kombination mit einer Wärmepumpe zur Raumwärmeerzeugung und Warmwasserbereitung eingesetzt. Die Erdwärme wird hierbei mittels Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren, Energiepfählen oder Brunnenanlagen (mit Förder- und Schluckbrunnen, bei mehreren Brunnen auch als Brunnengalerien ausgeprägt) erschlossen. Grundsätzlich wird das Wärmepotenzial bis in Tiefen von 20 m signifikant durch die solare Strahlung, durch Wärmetransporte über das Grundwasser sowie von der Wärmeleitung im Boden beeinflusst (Freeden & Heine, 2018, S. 8; Geyer et al., 2020, S. 181).

Bei Bohrtiefen von mehr als 400 m (in der Praxis handelt es sich meist um Tiefen von mehr als 1.000 m) spricht man von Tiefengeothermie (Freeden & Heine, 2018, S. 11). Zwar sind Aufwand und Kosten für die Bohrungen gegenüber der oberflächennahen Geothermie deutlich größer – auf der anderen Seite sind die Temperaturen aber höher. Damit kann die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser oft ohne den Einsatz von Wärmepumpen bewerkstelligt werden. Je nach geologischen Gegebenheiten und Bohrtiefe liegen Temperaturen im Untergrund vor, die eine Stromerzeugung ermöglichen – derartige Anlagen laufen dann in Grundlast. Das gilt ebenso für die Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie. Da die Investitionskosten verhältnismäßig hoch sind, macht es betriebswirtschaftlich keinen Sinn, Tiefengeothermie für die Spitzenlast im Bereich der Strom- oder Wärmeproduktion einzusetzen (bei fehlenden Alternativen ist die Tiefengeothermie in der Fernwärme auch in der Mittellast denkbar).

Hoch- und Niederenthalpie-Lagerstätten

Da das Enthalpieniveau in einem Reservoir maßgeblich für die Nutzungsmöglichkeiten der Geothermie ist, wird zwischen Hoch- und Niederenthalpie-Lagerstätten unterschieden. Hochenthalpie-Lagerstätten sind häufig in Gebieten mit sog. Wärmeanomalien, wie beispielsweise Regionen mit vulkanischer Aktivität, zu finden. Diese Lagerstätten eignen sich

Enthalpie

Die Enthalpie ist ein Maß für die Energie eines thermodynamischen Systems. Sie ergibt sich aus der Summe der inneren Energie sowie dem Produkt aus Druck und Volumen des Systems.

meist zur Stromproduktion. Die Vorkommen können bereits in relativ geringen Tiefen anzutreffen sein und sind je nach vorherrschenden Druck- und Temperaturbedingungen eher dampf- oder wasserdominiert (Synwoldt, 2021, S. 276).

Niederenthalpie-Lagerstätten hingegen werden häufig zur Wärmeproduktion genutzt. In der Literatur gibt es durchaus unterschiedliche Grenzen zwischen den beiden Systemen. So wird z. T. eine Grenze zwischen Hoch- und Niederenthalpie-Lagerstätten bei einer spezifischen Enthalpie von etwa 2.000 kJ/kg und einer Temperatur von ca. 200 °C gezogen (Wesselak et al., 2017, S. 161; Synwoldt, 2021, S. 276; Bundesverband Geothermie, 2020).

Hydro- und Petrothermale Nutzungskonzepte

Im Bereich der Tiefengeothermie wurde bisher zumeist Thermalwasser genutzt. Dieses Wasser befindet sich in Poren oder zerklüfteten Zwischenräumen in sog. **Aquiferen** (auch Grundwasserleiter). In Deutschland befinden sich geeignete Aquifere in porösen Sandsteinen des norddeutschen Beckens, in klüftigen Karbonatgesteinen des Oberrheingrabens sowie im süddeutschen Molassebecken (Wesselak et al., 2017, S. 161). So stellt die Tiefengeothermie im Molassebecken beispielsweise für die Stadt München die zentrale Säule dar, um die Fernwärme in Zukunft CO₂-neutral zu gestalten.

Zur Nutzung einer hydrothermalen Lagerstätte werden Bohrungen niedergebracht, um einerseits das heiße Thermalwasser zu fördern, anschließend die Wärme über einen Wärmetauscher zu entziehen und dann das Thermalwasser in einem geschlossenen Kreislauf über eine Injektionsbohrung in den Aquifer einzubringen. Je nach Abstand von Förder- und Injektionsbohrung (werden zusammen Doublette genannt) der entzogenen Wärme sowie der Schichtmächtigkeit des Aquifers dauert es meist mehr als 20 Jahre, bis das Kaltwasser der Injektionsbohrung zur Förderbohrung durchbricht und die Doublette nicht bzw. nur noch eingeschränkt genutzt werden kann (Wesselak et al., 2017, S. 161; Synwoldt, 2021, S. 272–273).

Die hydrothermale Geothermie ist auf das Vorhandensein eines Aquifers angewiesen. Petrothermale Reservoirs befinden sich zumeist in kristallinem Gestein und kommen ohne natürliche Aquifere aus. Sie sind damit prinzipiell an jedem Standort möglich und haben ein größeres theoretisches Potenzial als hydrothermale Reservoirs. Bei petrothermalen Reservoirs wird zunächst Wasser unter einem Druck von mehr als 100 bar in Tiefen von bis zu 6.000 m gepresst (dort herrschen Temperaturen von ca. 150–250 °C). Aufgrund des hohen Drucks entstehen im Untergrund die gewünschten Risse. Diese Technik wird auch in der Öl- und Gasförderung genutzt, um Lagerstätten hydraulisch zu aktivieren (sog. Fracking). Das Ziel ist es grundsätzlich, eine künstliche Wärmetauscherfläche im Untergrund zu schaffen. Wird nun Wasser über eine Bohrung in den mit Rissen durchsetzten Untergrund gepumpt, erwärmt es sich dort und kann über weitere Bohrungen wieder entnommen werden. Dieser Ansatz wird häufig HDR-Verfahren (Hot Dry Rock) genannt und wurde bereits in den 1970er-Jahren in Los Alamos entwickelt (Wesselak et al., 2017, S. 162; Synwoldt, 2021, S. 274).

Aquifer

Mit dem Begriff Aquifer ist ein Gesteinskörper mit Hohlräumen gemeint, der zur Leitung von Grundwasser geeignet ist. Diese Bezeichnung stammt aus dem Lateinischen und bedeutet „wassertragend“ bzw. „Wasserträger“.

Petrothermale Nutzungskonzepte können je nach Bohrtiefe, den Gegebenheiten im Untergrund sowie den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur Stromproduktion geeignet sein. In jedem Fall ist ein hierfür ausreichend hohes Temperaturniveau erforderlich. Fehlt dieses, würde sich die Nutzung nur auf die Wärmeversorgung beschränken, beispielsweise in einem Fernwärmenetz.

Vor- und Nachteile der Geothermie

Regenerative Energiequellen wie Wind und Sonne stehen nicht kontinuierlich zur Verfügung und schwanken im Tagesablauf sowie saisonal. Bei Geothermie treten derartige Schwankungen nur sehr oberflächennah auf. In den oberen Zentimetern ist eine Temperaturschwankung durch Sonneneinstrahlung untertäglich möglich. Bis in Tiefen von etwa 20 Metern kann es noch zu saisonalen Schwankungen kommen, deren Ausmaß jedoch bereits ab wenigen Metern Tiefe rasch abnimmt und u. a. vom Wärmeleitvermögen des Gesteins sowie von der Grundwasserströmung abhängt. Damit steht Geothermie bereits ab relativ geringen Tiefen quasi konstant zur Verfügung – es ist jedoch zu beachten, dass das Reservoir nicht übernutzt werden sollte, da es eine gewisse Zeit zur Regeneration benötigt. Der Nachteil ist jedoch, dass das Temperaturniveau bei relativ geringen Tiefen meist nur geeignet ist, um Raumwärme und Warmwasser unter Einsatz einer Wärmepumpe zu produzieren. Nur bei geologischen Anomalien oder bei deutlich größeren Tiefen ist die Temperatur so hoch, dass auf eine Wärmepumpe verzichtet werden kann und bei entsprechendem Temperaturniveau auch die Erzeugung von Strom möglich ist (Geyer et al., 2020, S. 184–185).

Hohe Bohrtiefen führen jedoch auch zu hohen Kosten. Daher ist die Stromproduktion mit Geothermie häufig nur bei geologischen Anomalien mit geringen Tiefen wirtschaftlich darstellbar. Wird Geothermie für die Wärmeproduktion eingesetzt, so sind Abnehmer in der Nähe der Geothermieanlagen erforderlich. Es ist unwirtschaftlich, Wärme leitungsgebunden über zu große Distanzen zu transportieren (auch das Leitungsnetz verursacht Kosten durch Errichtung und Betrieb). Daher dient oberflächennahe Geothermie zumeist der lokalen Versorgung, während Tiefengeothermie mit höheren Temperaturen häufig an ein Fernwärmenetz angeschlossen ist. Wegen der hohen Investitionskosten der Tiefengeothermie wird diese jedoch nicht zur Deckung der Spitzenlast in einem Wärmenetz eingesetzt, sondern läuft zumeist in Grundlast (Freeden & Heine, 2018, S. 19).

Bei Geothermiebohrungen sind verschiedene Risiken zu beachten. Zum einen kann es ein Fündigkeitsrisiko geben, was in Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einbezogen werden muss und durch entsprechende Voruntersuchungen gesenkt werden kann. Es können jedoch auch Schäden durch die Bohrungen selbst auftreten. So wurde im Jahr 2007 in Staufen im Südschwarzwald eine Anhydritschicht in 140 m Tiefe angebohrt und dabei eine Verbindung zu einem Grundwasserleiter hergestellt. In der Folge ist Wasser in die Anhydritschicht geflossen, wobei unter Volumenvergrößerung Gips entstand und sich die Oberfläche der Altstadt gehoben hat. Zwei Jahre später kam es im schwäbischen Schondorf zu Bodenabsetzungen, als zwei übereinander liegende Grundwasserleiter durch eine Bohrung verbunden wurden und Wasser aus dem oberen in den unteren Leiter geflossen ist. Auch in deutlich größeren Tiefen ist es bereits zu Problemen gekommen. So wollte man im Jahr 2006 in der Nähe von Basel Risse im Untergrund für ein HDR-Kraftwerk erzeugen.

Dabei sind in der Region ein Erdbeben von 3,4 auf der Richterskala sowie mehrere kleinere Beben aufgetreten. Das Projekt wurde daraufhin eingestellt (Fichter & Zahoransky, 2022, S. 560–561).

5.4 Wärmepumpen

Funktionsweise von Wärmepumpen

Ohne das Aufwenden von Arbeit kann Wärme entsprechend des **2. Hauptsatzes der Thermodynamik** nur vom Niveau der höheren Temperatur zum Niveau niedrigerer Temperatur fließen. Um nun aber in einem Gebäude mit einer zur Verfügung stehenden Wärmequelle von 10 °C eine Fußbodenheizung mit beispielsweise 30 °C oder Radiatoren mit 50 °C zu betreiben, benötigt man eine Wärmepumpe, die Arbeit verrichtet (meist Strom als Antriebsenergie, seltener Erdgas). Die genutzte Wärmequelle kann u. a. Luft, Abwasser, Grundwasser, Boden, etc. sein. Gerade für erdgebundene Anlagen gibt es zahlreiche Konzepte, um diese Wärmequelle zu erschließen, von denen nachfolgend einige erläutert werden:

2. Hauptsatz der Thermodynamik
Damit werden irreversible Prozesse definiert und vermittelt, in welche Richtung Energieumwandlungen möglich sind. So gibt es keine Zustandsänderung, deren einziges Ergebnis die Übertragung von Wärme von einem Körper niedrigerer auf einen Körper höherer Temperatur ist.

- Erdwärmekollektoren werden in ein bis zwei Metern Tiefe horizontal verlegt. Durch die Kunststoffrohre, die ähnlich einer Fußbodenheizung verlegt sind, fließt die sog. Sole, die die Wärme des Bodens aufnimmt. Alternativ zu großflächig verlegten Kollektoren existieren auch platzsparendere Ringgrabenkollektoren, Erdwärmekörbe oder Energiepfähle.
- Erdwärmesonden sind Rohre, die vertikal oder schräg in den Boden eingebracht werden. Bei Einfamilienhäusern wird selten tiefer als 100 m gebohrt. Durch die Sonden zirkuliert wiederum eine Sole, die die Wärme aufnimmt.
- Insofern man Grundwasser als Wärmequelle nutzen möchte, wird ein Förderbrunnen (auch Saugbrunnen) gebohrt sowie in Fließrichtung des Grundwassers mit entsprechendem Abstand ein Schluckbrunnen, in den das entnommene Grundwasser wieder zurückgeführt wird. Ein derartiges Brunnenpaar wird als Doublette bezeichnet. Die Brunnenabstände dürfen nicht zu gering sein, damit es nicht zu einem hydraulischen Kurzschluss kommt, also der Förderbrunnen wieder bereits genutztes Wasser des Schluckbrunnens zur Wärmepumpe liefert. Zudem ist zu beachten, dass der Grundwasserspiegel beim Förderbrunnen nicht zu stark abgesenkt und beim Schluckbrunnen nicht zu stark angehoben wird – hier gibt es individuelle Vorgaben, da sonst beispielsweise Schäden an Bäumen oder bei Kellern auftreten können. Im Bedarfsfall, soweit das Grundstück ausreichend groß ist und es die örtlichen Gegebenheiten zulassen (etwaige Grenzabstände sind einzuhalten – auch um die Bohrung überhaupt durchführen zu können), können mehrere Doubletten gebohrt werden. Der Vorteil von Grundwasser als Wärmequelle besteht darin, dass die Temperatur im Jahresverlauf wenig schwankt und Wasser eine hohe spezifische Wärmekapazität hat.

Im Jahr 2019 waren in Deutschland etwa 1,2 Millionen Wärmepumpen installiert, die sich zu 23 Prozent in Warmwasser- und zu 77 Prozent in Heizungswärmepumpen aufteilen. Etwas mehr als die Hälfte der 955.000 Heizungswärmepumpen machen Luft-Wärmepumpen aus. Der andere Teil sind erdgekoppelte Anlagen, wobei Sole-Anlagen dominieren. In

den letzten Jahren ist ein Trend hin zu Luft-Wärmepumpen zu erkennen, da diese geringere Investitionskosten als erdgekoppelte Anlagen aufweisen und einfacher zu installieren sind. Es ist jedoch zu beachten, dass die Außenluft im Winter sehr kalt werden kann, wodurch die Effizienz der Luft-Wärmepumpen stark sinkt. Bis 2050 werden für Deutschland je nach Studie und Szenario zwischen sieben und 17 Millionen Wärmepumpen prognostiziert. Sollte der Großteil dieser Anlagen dann Luft-Wärmepumpen sein, so sind Strombedarf und Belastung des Stromnetzes an kalten Tagen wegen der geringeren Effizienz deutlich größer als bei erdgekoppelten Anlagen (Backhaus et al., 2020, S. 6, 14).

Eine Wärmepumpe ist vom Prozess her spiegelbildlich zu einer **Wärmekraftmaschine** zu sehen, bei der ein Teil der Wärme in mechanische Energie umgewandelt wird. Im Prinzip ist eine Wärmepumpe nichts anderes als ein Kühltank, dem in seinem Inneren Wärme entzogen und die an dessen Rückseite auf einem höheren Temperaturniveau wieder abgegeben wird. Eine Wärmepumpe zum Beheizen eines Hauses entzieht beispielsweise dem Erdreich Wärme und gibt sie unter Zuführung von Arbeit auf höherem Temperaturniveau im Haus wieder ab. Prinzipiell kann eine Wärmepumpe auch zur Kühlung eingesetzt werden, worauf nachfolgend jedoch nicht weiter eingegangen wird.

Die Funktionsweise einer Wärmepumpe ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Als Kältemittel in der Wärmepumpe in der Vergangenheit meist ein **Fluorkohlenwasserstoff** genutzt, welches innerhalb des dargestellten Kreisprozesses die Aggregatzustände flüssig und gasförmig wechselt.

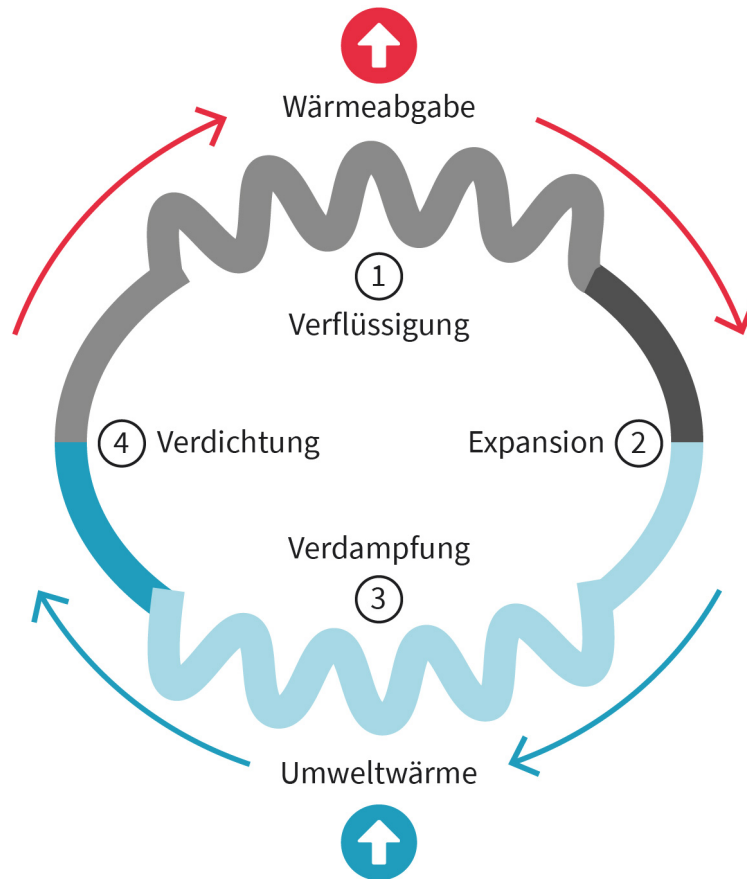
Nachfolgend wird der Kreisprozess einer Kompressionswärmepumpe erläutert – die Hauptkomponenten dieser Wärmepumpe sind: Kondensator, Expansionsventil, Verflüssiger und Kompressor (Freeden & Heine, 2018, S. 396–397).

1. **Verflüssigung:** Das gasförmige Kältemittel gelangt unter hohem Druck und mit relativ hoher Temperatur in den Kondensator der Wärmepumpe. Dort gibt das Kältemittel Wärme ab – beispielsweise an den Vorlauf einer Heizungsanlage. Entsprechend des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik fließt also Wärme vom hohen zum niedrigen Temperaturniveau. Bei diesem Vorgang kondensiert das Kältemittel, wird also flüssig.
2. **Expansion:** Das flüssige Kältemittel steht noch immer unter relativ hohem Druck. Dieser wird in einem Expansionsventil (auch Drossel) reduziert, sodass das Kältemittel dabei stark abkühlt.
3. **Verdampfung:** In dieser Phase wird die Wärme der Wärmequelle (z. B. Erdreich, Grundwasser, Luft) im Verdampfer auf das Kältemittel übertragen. Da das Kältemittel durch die vorherige Expansion sehr kalt ist, fließt wieder Wärme vom Ort der höheren Temperatur zum Ort der niedrigeren Temperatur. In dieser Phase des Kreisprozesses steht das Kältemittel unter niedrigem Druck und verdampft bei der Wärmeaufnahme.
4. **Verdichtung:** Im Kompressor der Wärmepumpe wird das erwärmte, gasförmige Kältemittel mit niedrigem Druck stark verdichtet (je nach Kältemittel beispielsweise 25 bar). Dabei erwärmt es sich weiter. Diesen Effekt kann man auch bei einer Luftpumpe beobachten, die sich bei Benutzung erwärmt. Das so erhitzte Kältemittel (Wärme aus der Wärmequelle und Wärme aus der Verdichtung) steht unter hohem Druck und wird zum Kondensator im ersten Schritt geleitet. Damit ist der Kreisprozess geschlossen.

Wärmekraftmaschine
Sie wandelt Wärme in mechanische Energie um. Beispiele sind Dampfmaschinen, Dampfturbinen und Verbrennungsmotoren.

Fluorkohlenwasserstoff
Dabei handelt es sich um Kohlenwasserstoffe, deren Wasserstoffatome ganz (vollhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe [FKW]) oder teilweise (teihalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe [H-FKW]) durch Fluoratome ersetzt sind.

Abbildung 23: Schaubild einer Kompressionswärmepumpe



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Karonen, 2007 [CC0 1.0].

Neben Kompressionswärmepumpen, welche die für die Wärmepumpe notwendige Antriebsenergie in Form von mechanischer Arbeit zuführen, gibt es noch Sorptionswärmepumpen. Hier wird die Antriebsenergie in Form von Wärme bereitgestellt. Das Kältemittel wird also thermisch und nicht mechanisch verdichtet (Freeden & Heine, 2018, S. 396).

Eine Kennzahl zum Vergleich der Effizienz zweier Heizungssysteme ist der Jahresnutzungsgrad, wobei man bei Wärmepumpen von der Jahresarbeitszahl (JAZ) spricht. Die JAZ ergibt sich aus dem Verhältnis der nutzbar gemachten Energie zur zugeführten Energie (bei Wärmepumpen zumeist Strom für die Antriebs- und Hilfsenergie) innerhalb eines Jahres. In die JAZ fließen demnach auch die jeweiligen klimatischen Bedingungen sowie die Qualität der Auslegung der Anlage ein. Eine JAZ von vier würde demnach bedeuten, dass für 100 Prozent Heizwärme 25 Prozent Strom und folglich 75 Prozent Umweltwärme eingesetzt werden (Freeden & Heine, 2018, S. 402).

Die JAZ bezieht sich auf ein ganzes Jahr und nicht auf einzelne spezifische Situationen. Zudem wird ein komplettes Heizungssystem inkl. Wärmeverteilung betrachtet. Um Aussagen zur Effizienz einer Wärmepumpe (ohne Wärmeverteilung) für definierte Situationen unter einheitlichen Laborbedingungen treffen zu können, nutzt man als weitere Kennzahl

die Leistungszahl (auch Coefficient of Performance [COP]). Beim COP findet die Messung unter definierten Temperaturen für die Wärmequelle und -senke statt. Diese Kennzahl ist also eine Momentaufnahme für einen bestimmten Betriebspunkt der Wärmepumpe. Häufig werden die Konfigurationen, für die der COP angegeben wird, abgekürzt. So steht A2/W35 für Luft (Air = A) mit 2 °C als Wärmequelle und Wasser (Water = W) mit 35 °C Vorlauftemperatur als Wärmesenke – in diesem Beispiel handelt es sich also um eine Luft-Wasser-Wärmepumpe. Häufig wird als Wärmequelle auch Sole (Brieme = B) eingesetzt. B0/W35 wäre demnach eine Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Sole bei 0 °C und Wasser mit einer Vorlauftemperatur von 35 °C (Synwoldt, 2021, S. 277–278).

Der COP ist einheitenlos und berechnet sich nach DIN EN 14511 als Quotient der Heizleistung \dot{Q}_H zur aufgenommenen elektrischen Antriebsleistung P_{el} .

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_H}{P_{el}}$$

Der theoretisch maximal erreichbare COP ε_{max} errechnet sich nach der folgenden Formel, wobei Wärmepumpen in der Praxis nur etwa die Hälfte dieses Wertes erreichen und damit einen entsprechend geringen Wirkungsgrad (bezogen auf ε_{max}) aufweisen. Dabei steht T_w für die Temperatur der wärmeren Nutzenergie und T_k für die Temperatur der kälteren Wärmequelle (Temperaturen als absolute Werte in Kelvin). Steigt die Temperaturdifferenz zwischen T_w und T_k , so sinkt ε_{max} (Synwoldt, 2021, S. 277).

$$\varepsilon_{max} = \frac{T_w}{T_w - T_k}$$

Anders formuliert entspricht ε_{max} dem reziproken **Carnot-Wirkungsgrad** η_c (Synwoldt, 2021, S. 277).

$$\varepsilon_{max} = \frac{1}{\eta_c}$$

Um eine Wärmepumpe möglichst effizient zu betreiben, ist eine hohe Temperatur der Wärmequelle sowie eine relativ niedrige Temperatur der Wärmesenke (bei Heizungsanlagen ist dies die Vorlauftemperatur) erforderlich. Radiatoren benötigen eine Vorlauftemperatur von 50–60 °C, Fußbodenheizungen hingegen wegen der deutlich größeren Fläche nur 35–40 °C oder weniger (Platt et al., 2010, S. 50). In Bestandsgebäuden, in denen keine Fußbodenheizung vorhanden ist und eine aufwendige Nachrüstung wirtschaftlich nicht möglich bzw. nicht gewünscht ist, kann durch eine thermische Sanierung der Gebäudehülle die erforderliche Vorlauftemperatur gesenkt werden. Zum Teil ist es jedoch bereits ausreichend, bestehende gusseiserne Radiatoren durch moderne Geräte zu ersetzen und einen hydraulischen Abgleich vorzunehmen.

Auslegung einer Anlage im Neubau

Nachfolgend wird die Konfiguration einer Wärmepumpenanlage in einem Neubau beschrieben. Als Wärmequelle soll Grundwasser dienen. Häufig eignet sich Grundwasser jedoch nicht zum Direktbetrieb einer Wärmepumpe, da Partikel im Grundwasser Stör-

Carnot-Wirkungsgrad

Der Carnot-Wirkungsgrad beschreibt den Wirkungsgrad des Carnot-Prozesses (Gedankenexperiment einer reversiblen Wärmekraftmaschine) und ist der theoretisch höchstmögliche Wirkungsgrad bei der Umwandlung thermischer zu mechanischer Energie.

gen verursachen können. Zudem darf das Grundwasser nicht verunreinigt werden und bestimmte Stoffe im Grundwasser können die Lebensdauer der Anlage negativ beeinflussen. Daher empfiehlt es sich in bestimmten Fällen, eine Sole-Wärmepumpe einzusetzen, die das Grundwasser indirekt nutzt.

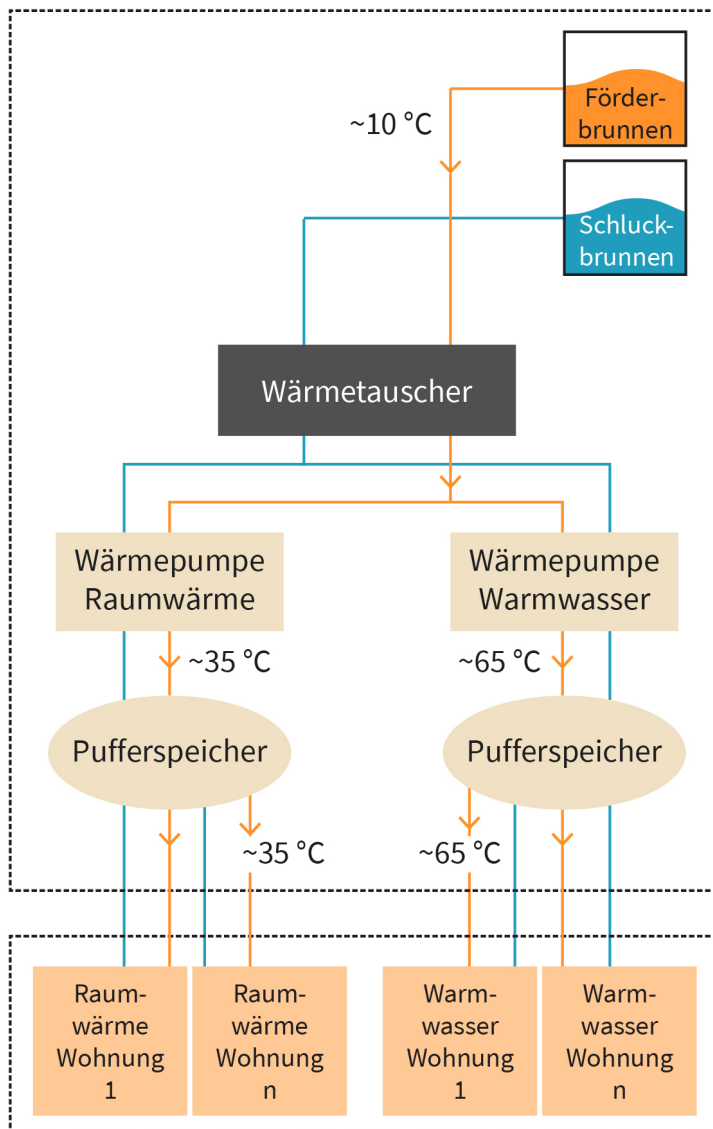
Für die Darstellung einer möglichen Anlagenkonfiguration eines Wohnungsneubaus wird zunächst ein beispielhaftes Referenzgebäude beschrieben. Dieses soll folgendermaßen charakterisiert sein (Zellmer, 2021, S. 29–30):

- Neubau mit 110 Wohneinheiten à 72 m² je Wohneinheit = 7.920 m² gesamte Nutzfläche,
- Wärmedämmstandard nach KfW-Effizienzhaus 55 ohne Wohnraumlüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und daher angenommene 64 kWh/m² pro Jahr (Mahler et al., 2019, S. 29); damit ergibt sich ein jährlicher Raumwärmebedarf von 506,8 MWh für das Gebäude,
- für die benötigte Heizleistung werden 30 W/m² angenommen und für die benötigte Leistung zur Warmwasserbereitung zusätzlich 10 W/m² sowie
- Fußbodenheizung mit 35 °C Vorlauftemperatur und 65 °C für die Warmwassererzeugung.

Als zentrales Element des Anlagenkonzepts wird die Sole-Wasser-Wärmepumpe angenommen, die die Wärme des Grundwassers nutzt. Unabhängig von wirtschaftlichen Aspekten wäre eine Luft-Wärmepumpe bei der Gebäudegröße allein aufgrund der Schallemissionen wenig geeignet und für Erdwärmekollektoren würde eine zu große Fläche benötigt – was jedoch nicht grundsätzlich bedeutet, dass derartige Lösungen im Einzelfall technisch nicht umsetzbar wären. Für die Sole-Wasser-Wärmepumpe wird davon ausgegangen, dass die Grundwassertemperatur bei 10 °C liegt und das Grundwasser hinsichtlich der Menge ausreichend verfügbar ist.

In der folgenden Abbildung ist eine mögliche Anlagenkonfiguration mit der Nutzung von Grundwasser als Wärmequelle dargestellt. Das Grundwasser hat in diesem Beispiel eine Temperatur von 10 °C. Für die Fußbodenheizung werden 35 °C und für die Warmwasserbereitung 65 °C benötigt. Damit ergeben sich unterschiedliche COPs: B10/W35 sowie B10/W65. Würde man einen offenen Kreislauf bevorzugen, also Grundwasser direkt nutzen, so würden sich die Bezeichnungen W10/W35 sowie W10/W65 für die COPs ergeben. Grundsätzlich wird in der folgenden Abbildung deutlich, dass eine einzelne Hochtemperatur-Wärmepumpe (HT-Wärmepumpe) für die Fußbodenheizung und die Warmwasserbereitung überdimensioniert wäre, da bei hohen Außentemperaturen die Fußbodenheizung ausgeschaltet wird. Daher kommt für die Fußbodenheizung eine Niedertemperatur-Wärmepumpe (NT-Wärmepumpe) zum Einsatz, die nur in der Heizperiode läuft, und für die Warmwasserbereitung eine entsprechend kleiner dimensionierte HT-Wärmepumpe. In diesem Konzept ist vorgesehen, überschüssige Heizwärme in einem Pufferspeicher vorzuhalten. Auch für das Warmwasser ist ein Pufferspeicher vorgesehen (Zellmer, 2021, S. 32–33).

Abbildung 24: Anlagenkonfiguration mit Grundwasser-Wärmepumpen im Neubau



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Zellmer, 2021, S. 33.

Da für die Raumwärme 30 W/m^2 angenommen werden, muss die NT-Wärmepumpe bei 110 Wohneinheiten à 72 m^2 in etwa eine Leistung von 237,6 kW haben. Für die HT-Wärmepumpe sind es bei 10 W/m^2 etwa 79,2 kW an Leistung. Für typische Anlagen dieser Leistungsklassen ergibt sich ein COP bei B10/35 von ca. 5,3 sowie ein COP bei B10/W65 von drei (Zellmer, 2021, S. 33).

Auslegung einer Anlage im Bestand

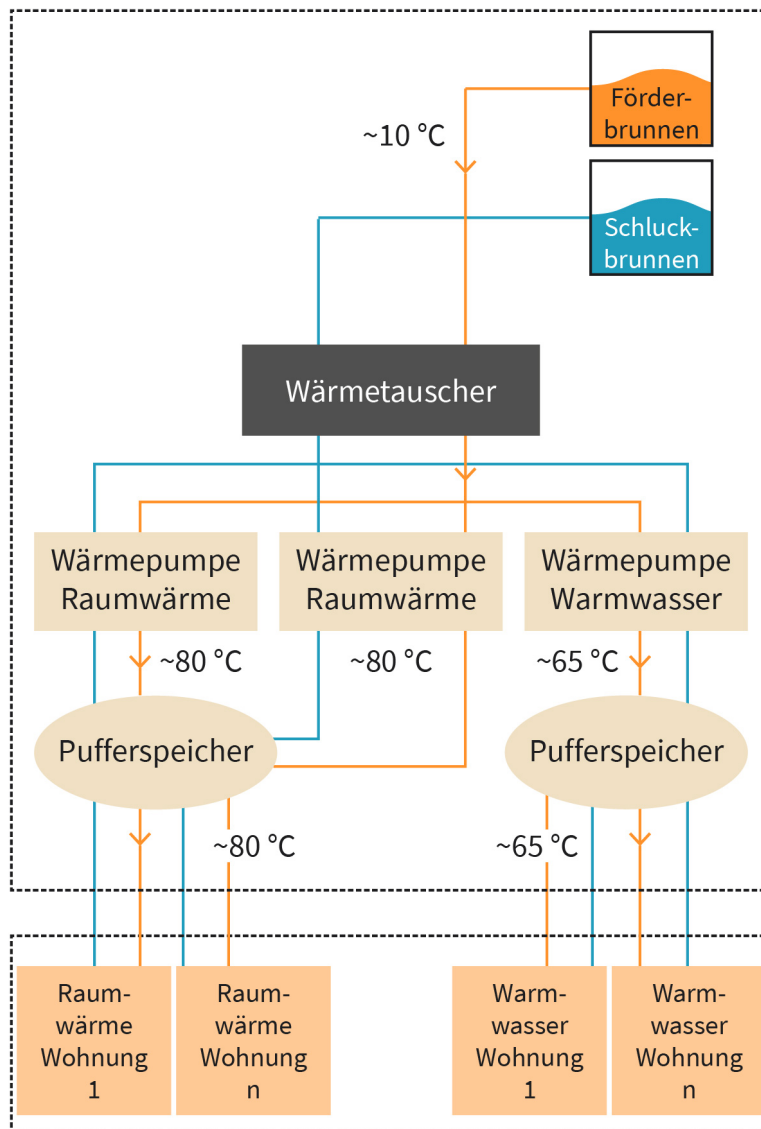
Analog zum Neubau wird nachfolgend ein unsaniertes Bestandsgebäude beschrieben und anschließend die Anlagenkonfiguration vorgestellt. Für den Neubau wurde zuvor ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von 506,8 MWh unterstellt, der zur Gewährleistung der Ver-

gleichbarkeit ebenfalls für das Bestandsgebäude angenommen wird. Dazu werden Anzahl und Fläche der Wohneinheiten reduziert, da der spezifische Wärmeverbrauch je m² und Jahr im Bestandsgebäude größer als beim Neubau ist. Das Bestandsgebäude ist wie folgt charakterisiert (Zellmer, 2021, S. 30):

- Bestandsgebäude mit 63 Wohneinheiten und knapp 62,7 m² je Wohneinheit = 3.953,8 m² gesamte Nutzfläche,
- Baualtersklasse 1969–1978; bisher wurden keine Sanierungsmaßnahmen vorgenommen; damit werden ein spezifischer Raumwärmebedarf von 114,6 kWh/m² pro Jahr sowie ein spezifischer Warmwasserbedarf von 13,6 kWh/m² pro Jahr unterstellt (Loga et al., 2015, S. 113); in Summe ergeben sich 128,2 kWh/m² pro Jahr und folglich ein jährlicher Gesamtwärmebedarf von 506,8 MWh, was auch dem Wärmebedarf im Neubau entspricht und
- Radiatoren mit 80 °C Vorlauftemperatur sowie 65 °C für die Warmwassererzeugung.

Im Bestandsgebäude wird wie beim Neubau eine Warmwassertemperatur von 65 °C benötigt. Daher kommt auch hier eine HT-Wärmepumpe mit 79,2 kW zum Einsatz, die für B10/W65 einen COP von drei hat. Hinsichtlich der Bereitstellung von Raumwärme gibt es jedoch nun die Randbedingung, dass eine Vorlauftemperatur für das unsanierte Bestandsgebäude mit Radiatoren von 80 °C benötigt wird. Dadurch ändert sich das Anlagenkonzept ein wenig. Dieses ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Für die Raumwärme werden nun zwei HT-Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 134,1 kW und einem COP bei B10/W80 von 2,3 eingesetzt (Zellmer, 2021, S. 34).

Abbildung 25: Anlagenkonfiguration mit Grundwasser-Wärmepumpen im Bestand



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Zellmer, 2021, S. 34.

Sollte im Bestandsgebäude zusätzlich zur Installation von Grundwasser-Wärmepumpen auch eine Sanierung auf ein KfW-Effizienzhaus 100 vorgenommen werden, so wären aufgrund niedrigerer Wärmeverluste auch niedrigere Vorlauftemperaturen von 65 °C realisierbar. Damit könnte einer der beiden HT-Wärmepumpen für die Raumwärme eingespart werden. Zudem könnte sie auf 65 °C statt 80 °C ausgelegt werden (Zellmer, 2021, S. 34–35).

Ob beim Einsatz einer Wärmepumpe in Bestandsgebäuden immer eine Sanierung erforderlich ist, muss im Einzelfall geprüft werden und hängt von den individuellen Gegebenheiten ab.

Abschließend folgender Hinweis: Die hier angegebenen Leistungen der Wärmepumpen entstammen für das konkrete Beispiel der Planungsanleitung eines Herstellers (Viessmann, 2016). An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass am Markt für Wärmepumpen weitere Hersteller mit ähnlichen Lösungen tätig sind.



ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen der Energiewende spielt auch der Wärmesektor eine wichtige Rolle. Hier kann u. a. die Solarthermie einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von Wärme aus regenerativen Quellen leisten. Je nach regionalen Gegebenheiten kann diese für Trinkwassererwärmung, zur Heizungsunterstützung, in der Fernwärme oder zur Raumkühlung – aber auch als Prozesswärme und zur Stromproduktion eingesetzt werden. Für die beiden letztgenannten Anwendungsfelder sind jedoch optimale Standorte in eher südlich gelegenen Regionen erforderlich. In Deutschland wird Solarthermie häufig in Kleinstanlagen zur Warmwasserbereitung und ggf. zur Heizungsunterstützung verwendet, wobei Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren zum Einsatz kommen. Ob sich der Einsatz der Solarthermie wirtschaftlich lohnt, muss jeweils individuell geprüft werden. Gerade bei begrenztem Platz auf Dachflächen eignet sich anhand wirtschaftlicher Aspekte meist Photovoltaik, gerade in Kombination mit einer Wärmepumpe.

Neben der Solarthermie kann regenerative Wärme auch mittels Geothermie gewonnen werden. Hier gibt es eine Vielzahl an Anlagen- und Nutzungsvarianten für die unterschiedlichen Arten geothermischer Reservoirs. Besonders für Fernwärmelösungen bietet sich die Tiefengeothermie mit relativ hohen Temperaturen an. Im Gegensatz dazu sind die Temperaturniveaus der oberflächennahen Geothermie deutlich geringer (außer bei geologischen Anomalien). Sie reichen gewöhnlich nicht für die Raumwärme und Warmwasserbereitung aus. Daher kommen bei oberflächennaher Geothermie Wärmepumpen zum Einsatz. Diese heben das Temperaturniveau einer Wärmequelle unter Einsatz von Arbeit (meist Strom) auf die Zieltemperatur. Als mögliche Wärmequelle einer Wärmepumpe können neben dem Erdreich oder dem Grundwasser auch die Luft, aber u. a. auch Abwasser, Abwärme oder ein Gewässer dienen.

LEKTION 6

POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN REGENERATIVER ENERGIEN

LERNZIELE

Nach der Bearbeitung dieser Lektion werden Sie in der Lage sein, ...

- die Grundelemente des EEG zu beschreiben.
- den Zweck weiterer für regenerative Energien relevante Gesetze und Verordnungen wiederzugeben.
- die gesetzlichen Rahmenbedingungen für neue Windenergieanlagen zu verstehen.
- die Zieldimensionen für das Energiesystem der Zukunft wiederzugeben.
- das Lastmanagement zur Anpassung der Nachfrageseite zu beurteilen.
- den Einsatz von Wasserstoff im Energiesystem der Zukunft im Vergleich mit anderen Speichertechnologien zu bewerten.

6. POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN REGENERATIVER ENERGIEN

Einführung

In welchem Ausmaß und in welcher Geschwindigkeit die jeweiligen Technologien für die Nutzung regenerativer Energien zugebaut werden, wie sich ihre Wirtschaftlichkeit darstellt und was bzgl. der Standortwahl zu beachten ist, wird stark durch politische Rahmenbedingungen beeinflusst. So wäre beispielsweise ohne das EEG der Hochlauf regenerativer Energien in Deutschland nicht so rasch vorangeschritten.

Nicht nur das EEG setzt wichtige Leitplanken für regenerative Energien. In dieser Lerneinheit werden daher neben dem EEG zusätzlich relevante Gesetze vorgestellt. Anschließend wird in einem weiteren Lernzyklus auf die gesetzlichen Rahmenbedingungen für neue Windenergieanlagen eingegangen. Da sich durch den zunehmenden Einsatz regenerativer Energien auch das Energiesystem der Zukunft wandelt, werden im letzten Lernzyklus die künftigen Anforderungen an die Energiespeicherung und Energieerzeugung erörtert.

Politische Rahmenbedingungen können sich mit der Zeit ändern. So wurde u. a. das EEG bereits mehrfach überarbeitet. Während der Erstellung dieser Lerneinheit wurden die aktuellen Fassungen der Gesetze sowie über Branchenverbände zugängliche Entwürfe von möglichen Gesetzesänderungen berücksichtigt. An dieser Stelle soll ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass es in der beruflichen Praxis durchaus Sinn macht, bei konkreten Fragestellungen die Aktualität individuell zu prüfen – denn im Einzelfall ist nicht immer auszuschließen, dass sich kurzfristig Gesetzesänderungen ergeben haben.

6.1 Das EEG und weitere relevante Gesetze

EEG

Der Ausbau der Erneuerbaren ist maßgeblich von politischen Rahmenbedingungen beeinflusst. In Deutschland hat vor allem das im Jahr 2000 in Kraft getretene und inzwischen mehrfach novellierte EEG und sein Vorgänger, das im Jahr 1991 eingeführte Stromeinspeisegesetz, zum Ausbau der Erneuerbaren im Bereich der Stromerzeugung beigetragen. Der Zweck des EEG ist in §1 Abs. 1 wie folgt formuliert:

Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.

Das EEG basiert auf drei wichtigen Punkten (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, n. d.):

- Vorrangiger Anschluss von Erneuerbare-Energien-Anlagen: Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Anlagen unverzüglich und vorrangig an sein Netz anzuschließen.
- Vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen: Das wird auch als Einspeisevorrang bezeichnet und bedeutet, dass in einer Konkurrenzsituation, wenn also zeitgleich Strom aus fossilen Kraftwerken (gilt nicht für Strom aus KWK-Anlagen) oder aus Kernkraftwerken eingespeist werden soll, zuerst der regenerativ erzeugte Strom abgenommen, übertragen und verteilt werden muss. Mit einer zunehmenden Einspeisung aus regenerativen Energien, die sehr dezentral organisiert ist, gehen folglich Verpflichtungen für die Netzbetreiber einher, ihre Netze auf Verlangen eines Einspeisewilligen zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit das wirtschaftlich zumutbar ist.
- Förderung: Die Förderung im Rahmen des EEG macht viele Investitionen erst wirtschaftlich (ohne die Förderung wäre der bisherige Zubau erheblich geringer ausgefallen). Zudem gibt sie Investoren Planungssicherheit und senkt das Erlösrisiko. Das ist ein wichtiger Aspekt, denn bei Energieerzeugungsanlagen handelt es sich um langlebige Investitionsgüter. Etwaige Risiken werden dort im Rahmen der erforderlichen Mindestverzinsung eines Projekts berücksichtigt. Steigen die Risiken, so wird auch die erforderliche Mindestverzinsung angehoben, um überhaupt in ein Projekt zu investieren. Bei mangelnder Planungssicherheit würde das dazu führen, dass mehr Projekte die dann höhere Mindestverzinsung nicht erreichen und daher nicht umgesetzt werden.

Überblick über weitere relevante Gesetze und Verwaltungsvorschriften

Nachdem das EEG kurz erörtert wurde, werden nun relevante Gesetze und Verwaltungsvorschriften vorgestellt, die ebenfalls für regenerative Energien von Interesse sind. Es folgen jeweils nur kurze Ausführungen und es sei angemerkt, dass die Auflistung keineswegs vollständig ist.

- **EnWG (Energiewirtschaftsgesetz):** Es setzt relevante Rahmenbedingungen für die leistungsgebundene Energieversorgung. Hierzu gehören auch umfassende Regelungen für den Betrieb von Netzen und einen diskriminierungsfreien Zugang, da Netze ein natürliches Monopol darstellen.
- **BEHG (Brennstoffemissionshandelsgesetz):** Es bildet die Basis für eine Bepreisung von CO₂-Emissionen, die nicht vom **EU-Emissionshandel** (auch European Union Emissions Trading System [EU ETS]) erfasst sind. So erhalten beispielsweise die CO₂-Emissionen durch die Verbrennung von Heizöl oder Benzin bei Privatkunden einen Preis; der Preis steigt von 25 €/t CO₂ im Jahr 2021 auf 55 €/t CO₂ im Jahr 2025.
- **KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz):** Die Vergütung für Strom aus KWK-Anlagen und auch die Voraussetzungen, um diese Vergütung zu erhalten, werden in diesem Gesetz geregelt. Für Abfall und Biomasse ist dieses Gesetz relevant, falls sie in KWK-Anlagen verbrannt werden.

EU-Emissionshandel
Der EU-Emissionshandel verfolgt das Ziel, Treibhausgasemissionen zu senken. Das betrifft bestimmte Sektoren, die bei der Emission von Treibhausgasen eigene Emissionsrechte stilllegen müssen. So wird ein grenzüberschreitender Handel von Emissionsrechten ermöglicht.

- **ROG (Raumordnungsgesetz):** Windenergieanlagen und PV benötigen relativ viel Platz. Das ROG definiert in §2 die Grundsätze der Raumordnung, nach denen u. a. die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau regenerativer Energien geschaffen werden sollen. Als Instrumente dienen mit einem relativ groben Maßstab Raumordnungspläne sowie bzgl. raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen Raumordnungsverfahren.
- **BNatSchG (Bundesnaturschutzgesetz):** Dieses Gesetz verfolgt das Ziel des Naturschutzes und der Landschaftspflege. So wird beispielsweise in §44 u. a. auf Verbote bei besonders geschützten Tier- und Pflanzenarten eingegangen. Dieses Gesetz hat u. a. Auswirkungen auf Windenergieanlagen, da sie den Lebensraum von Vögeln und Fledermäusen beeinträchtigen können.
- **BauGB (Baugesetzbuch):** In diesem Gesetz zum Bauplanungsrecht sind u. a. Aspekte der Flächennutzungs- und der Bebauungsplanung geregelt. Zudem wird besonders auf Windenergieanlagen eingegangen. Das betrifft die Ausweisung von Konzentrationszonen sowie die bauplanungsrechtliche Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich. Letzteres bedeutet, dass diese Anlagen im Außenbereich zulässig sind, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen und die Erschließung gesichert ist. Im BauGB wird zudem der Aspekt von Mindestabständen zu Windenergieanlagen thematisiert.
- **BImSchG (Bundes-Immissionsschutzgesetz):** Die Langform dieses Gesetzes lautet: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. Wie der Name es andeutet, ist es u. a. auch für die Genehmigung bestimmter Windenergieanlagen relevant – Details hierzu sind im folgenden Lernzyklus zu finden.
- **TA Lärm (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm):** Diverse technische Einzelheiten sind nicht im BImSchG geregelt, sondern in diversen Durchführungsverordnungen – wie der TA Lärm. Sie dient dem Schutz der Allgemeinheit und der Nachbarschaft vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche. In ihr sind u. a. Immissionsrichtwerte für bestimmte Zeitfenster und Gebiete (reines Wohngebiet, Gewerbegebiet, etc.) definiert (vgl. TA Lärm, 2017).
- **UVPG (Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung):** Mit diesem Gesetz wird bei bestimmten Vorhaben die Prüfung auf Umweltverträglichkeit geregelt. Hierzu sind auch Kriterien definiert, ob überhaupt eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht (z. B. Anzahl der Windenergieanlagen). Details hierzu folgen ebenfalls im nächsten Lernzyklus.

6.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen für neue Windenergieanlagen

Genehmigung neuer Windenergieanlagen

Die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern sind genehmigungsbedürftig nach dem BImSchG. Dies soll gewährleisten, dass keine schädlichen Umweltauswirkungen und sonstige Gefahren von den geplanten Windenergieanlagen ausgehen. Die Gesamthöhe ist dabei als Summe aus Nabenhöhe zzgl.

des halben Rotordurchmessers zu verstehen. Bei Anlagen mit einer geringeren Höhe erfolgt die Zulassung über eine baurechtliche Genehmigung (Schabbach & Wesselack, 2020, S. 98).

Zusätzlich kann für neue Windenergieanlagen eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich sein. Ziel ist es, die Auswirkungen auf Mensch und Umwelt zu prüfen und zu beurteilen, ob das Vorhaben die vorhandenen Umweltbedingungen in erheblicher Weise nachteilig beeinflusst oder ob es gemäß UVPG zugelassen werden kann. Eine UVP ist für Windparks mit 20 und mehr Anlagen generell der Fall, wenn die Anlagen eine Gesamthöhe von mehr als 50 Meter aufweisen. Bei kleineren Windparks mit drei bis 19 Windenergieanlagen wird vorab in einer überschlägigen Prüfung geklärt, ob eine UVP verpflichtend erforderlich ist oder nicht.

Neben dem BImSchG, dem BauGB sowie dem UVPG sind zahlreiche weitere Gesetze für den Bau und Betrieb von Windenergieanlagen relevant. So ist beispielsweise im EEG u. a. die Netzanbindung und die Einspeisevergütung geregelt. Zudem können auf der Ebene der Länder individuelle Abstandsregelungen, beispielsweise zur Wohnbebauung, vorhanden sein. Weitere Abstandsregelungen treten im Rahmen des Luftverkehrsgesetzes (LuftVG) auf. So dürfen Bauwerke, zu denen auch Windenergieanlagen gehören, Flugsicherungseinrichtungen nicht beeinträchtigen.

Genehmigung im Rahmen des Repowering

In Deutschland sind zahlreiche Windenergieanlagen bereits viele Jahre in Betrieb, sodass sie zunehmend aus der EEG-Förderung laufen. So endete am 1. Januar 2021 erstmals die EEG-Förderung für solche Anlagen, die vor dem 1. Januar 2001 in Betrieb genommen wurden. Bis Ende 2025 werden ca. 12.500 Anlagen mit einer Gesamtleistung von etwa 15 GW aus der EEG-Förderung fallen (Schmidt-Eichstaedt et al., 2021, S. 6). Für diese Anlagen gibt es nach dem Förderende prinzipiell vier Optionen:

- Repowering,
- Weiterbetrieb am bisherigen Standort (in Eigenregie oder durch einen Dritten, an den die Anlage verkauft wird),
- Stilllegung und Abbau sowie
- Abbau und Verkauf der Anlage (inkl. Errichtung am Standort des Käufers).

Im Kontext der Genehmigung von Windenergieanlagen wird von den vier Optionen nachfolgend auf das Repowering fokussiert. Hierunter versteht man das Ersetzen von Bestandsanlagen durch moderne, leistungsfähigere Windenergieanlagen (Schmidt-Eichstaedt et al., 2021, S. 6). Dabei werden zwei Varianten unterschieden (Bundesverband WindEnergie, 2021, S. 9):

- **Standorterhaltendes Repowering:** Altanlagen werden rückgebaut und in unmittelbarer Nähe erfolgt der Neubau. Meist werden beim Neubau aufgrund größerer Rotordurchmesser und der möglichen gegenseitigen Beeinflussung weniger Anlagen errichtet als zuvor abgerissen wurden.

- **Standortverlagerndes Repowering:** Auch hier werden Altanlagen zurückgebaut; der Neubau erfolgt jedoch in größerer Distanz, also ohne räumlichen Bezug zu den Altanlagen.

Die Ursachen, warum ein standorterhaltendes Repowering nicht umgesetzt werden kann, sind vielfältig. So können in der Zwischenzeit an anderer Stelle Vorrang- oder Eignungsgebiete mit Ausschlusswirkung ausgewiesen worden sein. Zudem kann es neue Abstandsregelungen geben, beispielsweise ein Mindestabstand zur Wohnbebauung – jedoch auch Höhenbeschränkungen in Bauleitplänen oder die nachträgliche Ansiedlung von Arten können ein standorterhaltendes Repowering verhindern (Bundesverband WindEnergie, 2021, S. 10).

Selbst beim standorterhaltenden Repowering galten bis Mitte 2021 zumeist die gleichen Voraussetzungen wie bei der Planung und Errichtung völlig eigenständiger neuer Windenergieanlagen. Vor allem ist eine erneute, vollumfängliche Prüfung nach BImSchG erforderlich gewesen (Bundesverband WindEnergie, 2021, S. 9–10). Zumindest hinsichtlich des BImSchG traten am 24. 06. 2021 mit einer Anpassung des §16 Erleichterungen für ein Repowering in Kraft. So sollen nur noch die nachteiligen Auswirkungen eines Repowering-Vorhabens geprüft werden, die zur bestehenden Altanlage hinzukommen. Das wird als Delta-Prüfung bezeichnet, womit man dem Umstand Rechnung trägt, dass bei einer bestehenden Anlage bereits alle anderen relevanten Aspekte geklärt wurden. Neben Änderungen beim Artenschutz gab es auch bei den Schallemissionen Anpassungen: Wenn eine neue Anlage, die dem Stand der Technik entspricht, Immissionsrichtwerte nach der TA Lärm überschreitet, so ist die Genehmigung dennoch nicht zu versagen, wenn die Immissionswerte kleiner als bei der Altanlage sind. Die genannten Erleichterungen dürfen lediglich Anwendung finden, wenn die neue Anlage innerhalb von 24 Monaten nach Rückbau der Altanlage errichtet wird und ihr Abstand zur Altanlage höchstens das Zweifache ihrer Gesamthöhe beträgt (Wust & Bader, 2021).

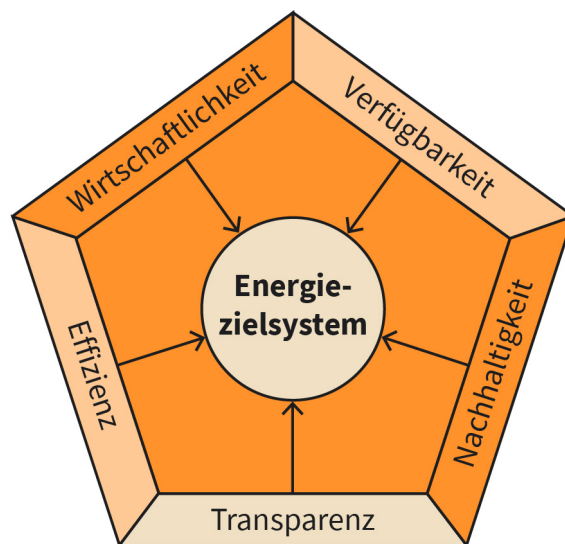
6.3 Künftige Anforderungen an die Energiespeicherung und -erzeugung

Zieldimensionen für das Energiesystem der Zukunft

Bisher war das Energiesystem vor allem durch die drei Zieldimensionen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit geprägt. Für das Energiesystem der Zukunft wird dieses Zieldreieck zunehmend ungeeignet. So sollte für die Zieldimension Versorgungssicherheit wegen des zunehmenden Anteils volatiler regenerativer Energieerzeugungsanlagen in Zukunft der Begriff Verfügbarkeit gewählt werden. Zudem bietet sich statt Umweltverträglichkeit der etwas weiter gefasste Begriff der Nachhaltigkeit an, der u. a. auch gesellschaftliche Aspekte umfasst. Im Zuge der Novellierung des EnWG im Jahr 2005 wurden die Dimensionen Energieeffizienz und Verbraucherfreundlichkeit eingeführt, die auch heute noch in §1 Abs 1 des EnWG enthalten sind. Hierbei sollte jedoch Verbraucherfreundlichkeit eher durch Transparenz ersetzt werden, wobei mit Transparenz nicht ausschließlich der Letztverbraucher angesprochen wird (z. B. eine transparente Strom-

rechnung mit Aufschlüsselung der Preisbestandteile sowie der Herkunft des Stroms, was durchaus auch die Wechselbereitschaft der Letztverbraucher erhöhen soll). Vielmehr braucht es in einem dezentralen Energiesystem mit einem zunehmenden Anteil regenerativer Energieerzeugungsanlagen für alle Beteiligten Transparenz entlang aller Stufen der Wertschöpfungskette. So müssen Netzbetreiber beispielsweise für ihre Ausbauplanung wissen, wo Einspeiser und größere Verbraucher an das Netz angeschlossen sind und wo perspektivisch Änderungen auftreten (z. B. Wechsel zur Wärmepumpe im großen Stil); aber auch für Stromerzeuger ist es in Zukunft durchaus wichtig zu wissen, wo mögliche Netzengpässe auftreten können, um die Standorte für Windenergieanlagen optimal auszuwählen. Zudem muss der Vertrieb das Abnahmeverhalten seiner Kundensegmente gut kennen, um den zeitlich aufgelösten Strombedarf bestmöglich zu prognostizieren. Die folgende Abbildung stellt das erweiterte Zielsystem mit fünf Dimensionen dar (Goehermann, 2021, S. 279–285).

Abbildung 26: Fünf Zieldimensionen für das Energiesystem der Zukunft



Quelle: Maik Günther, 2023.

Die nachfolgende Tabelle gibt zudem einen Überblick über die Ausrichtung der fünf Zieldimensionen und jeweils möglichen Messgrößen.

Tabelle 7: Zieldimensionen mit ihrer Ausrichtung und möglichen Messgrößen

Zieldimension	Anzustrebender Zustand	Mögliche Messgröße(n)
Verfügbarkeit	Wenn Energie an einem Ort benötigt wird, ist sie stets in ausreichender Form und Menge verfügbar.	Erfüllungsgrad des Energiebedarfs.
Wirtschaftlichkeit	Hohe Rendite des eingesetzten Kapitals bei minimalem Risiko bei einem Wirtschaftsobjekt oder in einem Wirtschaftsraum.	Betriebs- und volkswirtschaftliche Kennzahlen.

Zieldimension	Anzustrebender Zustand	Mögliche Messgröße(n)
Nachhaltigkeit	Sparsamer Umgang mit Energie, wobei ihre Gewinnung und Nutzung im Einklang mit den Ökosystemen und der Gesellschaft steht.	Umwelt- und gesellschaftsverändernde Wirkungen.
Effizienz	Unter der Prämisse eines möglichst geringen Verbrauchs soll der Nutzen maximiert werden.	Tatsächlicher Energieverbrauch und Wirkungsgrad.
Transparenz	Nachvollziehbarkeit der Abläufe in allen Stufen der Wertschöpfungskette.	Diverse Informationen zu Preisbestandteilen, Verantwortlichkeiten, Vertragsdetails.

Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Gochermann, 2021, S. 286.

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass das zukünftige Energiesystem durch regenerative Energien, Energieeffizienz, dezentrale Strukturen und intelligente Systeme gekennzeichnet sein wird (Gochermann, 2021, S. 277, 281). Der Zubau regenerativer Energien, der Ausstieg aus fossilen Energieträgern sowie Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind naheliegende Entwicklungen, um CO₂-Emissionen zu vermeiden. Der Aspekt der Dezentralität ist jedoch kein von vorneherein angestrebter Zustand. Die Dezentralität der Energieerzeugungsanlagen ergibt sich einfach daraus, dass regenerative Energien nicht an einem Ort konzentriert vorhanden sind (Gochermann, 2021, S. 289). Aus der Dezentralität von Energieerzeugungsanlagen und der schwankenden Verfügbarkeit regenerativer Energien folgt zudem die Notwendigkeit von Digitalisierung, Vernetzung und Steuerung, die an dieser Stelle als intelligente Systeme bezeichnet werden.

Anpassung der Nachfrage durch Lastmanagement

Regenerative Energiequellen wie beispielsweise Wind und Sonne stehen nicht kontinuierlich zur Verfügung. Ihre Verfügbarkeit unterliegt u. a. täglichen und saisonalen Schwankungen (Synwoldt, 2021, S. 333–336). Zudem unterliegt die Prognose ihrer Verfügbarkeit einer gewissen Unsicherheit (Synwoldt, 2021, S. 339–341). In einem Energiesystem, welches perspektivisch gänzlich auf fossile Energieträger verzichtet, müssen derartige Schwankungen und Unsicherheiten ausgeglichen werden. Das kann z. T. gelingen, indem sich die Nachfrage dynamisch anpasst. Beispielsweise könnte die Nachfrage auf Preissignale reagieren, was auch als Demand Response (DR) bezeichnet wird: Bei einem geringen Angebot regenerativer Energien steigt ihr Marktpreis, wodurch die Nachfrage sinkt. Bei einem großen Angebot regenerativer Energien sinkt demgegenüber der Marktpreis und die Nachfrage steigt. Ein gezieltes Steuern der Verbraucher im Rahmen eines Lastmanagements (auch Demand Response Management [DSR] oder Demand Side Management [DSM]) macht wirtschaftlich jedoch lediglich dann Sinn, wenn die Verbraucher über Freiheitsgrade zur Steuerung verfügen und eine gewisse Größe aufweisen, sodass die Kosten für die Anbindung, die Kommunikation und das Management mindestens gedeckt werden.

Das realisierbare Potenzial für ein Lastmanagement ist in der Praxis durchaus begrenzt. So ist die Nachfrage oft verhältnismäßig **preisunelastisch** und wenn auf den Preis reagiert wird, handelt es sich z. T. nur um eine relativ kurze Lastverschiebung, sodass die Nachfrage bereits nach wenigen Minuten oder Stunden nachgeholt wird – selbst bei einem kaskadierenden Abruf der Verbraucher sind die überbrückbaren Zeiträume meist auf wenige Stunden begrenzt. Zudem stehen die zusätzlichen Kosten für die Anbindung, Kommunikation und Steuerung der Verbraucher oft in keinem Verhältnis zu den möglichen Erlösen. Ein Beispiel aus dem Bereich der Kühlung: Vermutlich werden Kühlschränke einzelner Privathaushalte nicht aufwendig an ein virtuelles Kraftwerk angebunden und gesteuert, eher werden lediglich größere Verbraucher wie Kühlhäuser daran angeschlossen. Wirtschaftlich attraktiv kann in Zukunft jedoch die Anbindung einer Vielzahl an Wärmepumpen und/oder einer Vielzahl an Elektrofahrzeugen (die sich gerade am Netz befinden; eher kein bidirektionales Laden) sein. Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur haben oft einen eigenen Stromanschluss und verfügen über eine eigene Messung. Zudem ist die Anbindung verhältnismäßig gut standardisierbar. All dies senkt die Kosten und erleichtert die Steuerung.

Preiselastizität

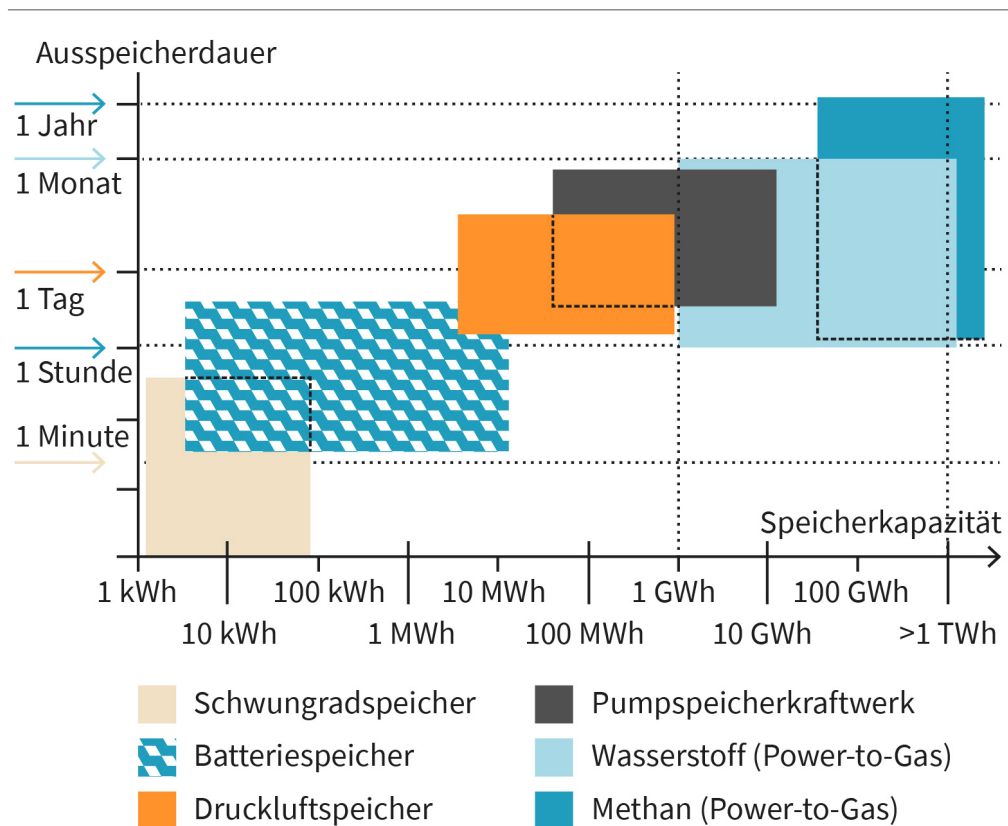
Das bezeichnet eine relative Änderung von Angebot oder Nachfrage bei einer Änderung des Preises. Ist die Nachfrage preisunelastisch, so ändert sie sich bei einem Preisanstieg oder einer Preissenkung kaum.

Elektrische Speichertechnologien

In der vorherigen Lektion ist deutlich geworden, dass die Nachfrage nur in begrenztem Umfang an die Verfügbarkeit volatiler regenerativer Energien angepasst werden kann. Zur Deckung der Nachfrage muss die Energie daher gespeichert werden, um sie zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung zu stellen. Nachfolgend werden relevante Speichertechnologien für Elektrizität beschrieben und bewertet (auf Ausführungen zu Wärme-, Gasspeichern, Hackschnitzelbunkern, etc. wird an dieser Stelle verzichtet und sich ausschließlich auf Stromspeicher – auch im Rahmen einer Rückumwandlung synthetischer Gase – fokussiert).

Die folgende Grafik zeigt idealisiert typische Kapazitäten und Ausspeicherdauern verschiedener Stromspeichertechnologien; idealisiert aus folgendem Grund: Es ist beispielsweise theoretisch möglich, ein Pumpspeicherwerk mit einer sehr kleinen Turbine auszustatten und so über mehrere Monate auszuspeichern – das wäre jedoch völlig unwirtschaftlich. Daher liegt die Ausspeicherdauer in der Praxis häufig bei einigen Stunden, vor allem ist sie kleiner als ein Monat. Auch hinsichtlich der Speicherkapazität gibt es durchaus Unschärfen: Einerseits können Batteriespeicher in tragbaren Geräten eine Kapazität von weniger als einer kWh aufweisen, andererseits lassen sich prinzipiell auch Großbatterien mit mehr als zehn MWh finden. Die Grafik zeigt demnach die häufigsten Einsatzbereiche. Zu beachten ist noch die geringere Kapazität von durch Elektrolyse erzeugtem Wasserstoff inkl. Rückverstromung gegenüber synthetischem Methan. Damit ist gemeint, dass Wasserstoff gegenüber Methan eine geringere Energiedichte bezogen auf das Volumen hat, sodass ein Untergrundspeicher, der mit Wasserstoff gefüllt ist, eine geringere Kapazität hätte, als wenn man ihn mit Methan füllen würde (bei gleichem Druck und gleicher Temperatur).

Abbildung 27: Vergleich von Speichertechnologien hinsichtlich Kapazität und Ausspeicherdauer



Quelle: Maik Günther, 2023, in Anlehnung an Williams, 2018 [CC BY-SA 4.0] [ins Deutsche übersetzt].

Nachfolgend werden die zuvor in der Abbildung dargestellten Speichertechnologien erläutert.

- Schwungradspeicher:** Diese Speicher sind eher für eine kleine Speicherkapazität und Leistung ausgelegt, die kurzzeitig bereitgestellt werden kann. Vom Grundprinzip her handelt es sich um eine rotierende Masse, die durch einen Elektromotor in Bewegung versetzt und damit geladen wird und dann bei der Entladung einen Generator antreibt (Wesselak et al., 2017, S. 732). Die gespeicherte Energie E_{Rot} ergibt sich aus folgender Formel.

$$E_{Rot} = J \cdot \omega^2 \cdot 1/2$$

Dabei wird deutlich, dass diese linear von der Masse des Rotors abhängt (J ist das Trägheitsmoment des Rotors), jedoch quadratisch mit der Drehzahl n des Rotors steigt (ω steht für die Kreisfrequenz des Rotors, wobei gilt: $\omega = 2\pi n$) (Fichter & Zahoransky, 2022, S. 675).

- Batteriespeicher:** An dieser Stelle sollen unter Batteriespeichern nicht nur Lithium-Ionen Batterien, sondern auch alle weiteren Formen wie Blei-Säure Batterien bis hin zu **Redox-Flow** verstanden werden. Häufig liegt die Ausspeicherdauer bei wenigen Stunden.

den. Batterien können vielfältig genutzt werden: zur Spitzenlastglättung (durch die dann geringere maximale Leistung reduziert sich der Leistungspreis bei Verbrauchern mit registrierender Leistungsmessung [RLM]), zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit einer PV-Anlage (Reduktion des Netzbezugs) und zudem in Elektrofahrzeugen. Interessant sind auch Second-Life-Konzepte für ausgediente Batterien aus Elektrofahrzeugen – hinsichtlich der vorhandenen Kapazität eignen sie sich nicht mehr für den mobilen Einsatz, wohl aber z. B. als stationäre Batteriespeicher.

- **Druckluftspeicher:** Diese Speicher sind aus technischer Sicht prinzipiell Gasturbinen mit leicht verbessertem Wirkungsgrad. Der Ablauf erfolgt über Luft, die mit elektrisch betriebenen Kompressoren in eine unterirdische **Kaverne** verpresst wird. Dabei wird Wärme frei, die im Idealfall gespeichert und für den späteren Ausspeichervorgang (um Vereisung zu vermeiden, muss beim Ausspeichern Wärme zugeführt werden) oder für anderweitige Anwendungen genutzt wird. Beim Ausspeichern wird Erdgas in einer Brennkammer zusammen mit der komprimierten Luft aus der Kaverne verbrannt und das unter Druck stehende Rauchgas in einer Gasturbine entspannt, welche einen Generator antreibt. Andere Ansätze arbeiten mit Wasser, welches in einen Behälter gepumpt wird und dort den Druck erhöht (Wesselak et al., 2017, S. 731; Fichter & Zahoransky, 2022, S. 645–650; Synwoldt, 2021, S. 230).
- **Pumpspeicherkraftwerke:** Diese Technologie ermöglicht die Speicherung relativ großer Energiemengen, wobei Wasser zum Einspeichern in ein Oberbecken gepumpt und zum Ausspeichern über Turbinen in das Unterbecken geleitet wird. Pumpspeicherkraftwerke stellen eine ausgereifte Technologie mit einer sehr langen Lebensdauer dar. Die Potenziale für den Zubau weiterer Anlagen sind in Deutschland jedoch stark begrenzt, was neben wirtschaftlichen Aspekten auch an der fehlenden Akzeptanz für derartige Großprojekte liegt (Fichter & Zahoransky, 2022, S. 635–640).
- **Wasserstoff und synthetisches Methan (auch SNG für Synthetic Natural Gas):** Elektrizität kann auch im Rahmen eines Umwandlungsprozesses gespeichert werden, bei dem zunächst Wasserstoff mittels Elektrolyse erzeugt wird ($4\text{H}_2\text{O} \rightarrow 4\text{H}_2 + 2\text{O}_2$). Der Wirkungsgrad liegt je nach Technologie und Rahmenbedingungen bei ca. 70 Prozent. Dieser Wasserstoff kann anschließend mit einer Brennstoffzelle, einem Verbrennungsmotor, einer Gasturbine oder einer GuD rückverstromt werden. Alternativ lässt sich der Wasserstoff weiter in SNG umwandeln und ebenfalls rückverstromen, wobei für die Umwandlung eine CO_2 -Quelle benötigt wird ($4\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$). Dies hat den Vorteil, dass SNG in der bestehenden Gasinfrastruktur problemlos genutzt werden kann, was bei Wasserstoff für höhere Beimischungsgrade im Gasnetz nicht ohne Weiteres gilt. Der Wirkungsgrad für die Methanisierung von H_2 liegt im Durchschnitt bei ca. 80 Prozent. Damit reduziert sich der Gesamtwirkungsgrad weiter. Aus diesem Grund und weil zusätzliche Investitionen in die Anlagentechnik erforderlich sind sowie auch immer eine CO_2 -Quelle verfügbar sein muss, spielt SNG in der aktuellen Diskussion eine untergeordnete Rolle gegenüber Wasserstoff. Die CO_2 -Quelle kann logistisch durchaus problematisch sein – gerade in Zukunft, wenn in allen Sektoren zunehmend weniger CO_2 emittiert werden soll, wird sich die Suche nach einer geeigneten CO_2 -Quelle durchaus schwierig gestalten (bzw. sehr kostspielig sein, z. B. via **Direct Air Capture**). Dennoch gelten beide Varianten – Produktion von Wasserstoff und SNG sowie deren Rückverstromung als möglicher Langzeitspeicher für regenerativ erzeugten Strom (Wesselak et al., 2017, S. 760–766; Zahoransky & Fichter, 2022, S. 660–668; Hilgedieck et al., 2020, S. 1146–1148)

Redox-Flow

Die Redox-Flow ist eine Flüssigbatterie, welche die elektrische Energie in chemischen Verbindungen speichert, bei denen die Reaktionspartner in gelöster Form in einem Lösungsmittel vorliegen.

Kaverne

Als Kaverne bezeichnet man einen größeren, unterirdischen Hohlraum natürlichen oder künstlich geschaffenen Ursprungs (z. B. in Salzstöcken).

Direct Air Capture

Unter dem Begriff Direct Air Capture versteht man ein technisches Verfahren zur Abscheidung von CO_2 aus der Umgebungsluft.

Wasserstoff im Energiesystem der Zukunft

Wie zuvor dargestellt, sind Schwungradspeicher, Batterien, Druckluftspeicher und Pumpspeicherkraftwerke keine geeigneten Technologien, um große Strommengen über Zeiträume von Wochen oder Monaten auszuspeichern. Hierfür eignet sich eher die Umwandlung von Strom in Wasserstoff, der dann gespeichert und bei Bedarf rückverstromt wird. Neben der Produktion von Strom in Perioden mit wenig Wind und Sonne bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage kann Wasserstoff auch im Wärmesektor Anwendung finden. Vor allem in der Fernwärme kann er eine Option sein, um die Bedarfsspitzen an kalten Wintertagen zu decken. In der dezentralen Wärme wird Wasserstoff perspektivisch nicht die Rolle einnehmen, die Erdgas aktuell inne hat. Vielmehr wird dort die Wärmepumpe zunehmend zum Einsatz kommen.

Damit es hinsichtlich der Vermeidung von CO₂-Emissionen sinnvoll ist, Wasserstoff aus regenerativ erzeugtem Strom zu produzieren, zu speichern und wieder zu verstromen, müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein:

- Es muss genügend überschüssiger oder zusätzlicher Strom aus regenerativen Quellen verfügbar sein, um Wasserstoff zu produzieren. Wasserstoff mithilfe fossiler Energien herzustellen und für eine spätere Rückverstromung zu speichern, ist nicht zielführend.
- Wasserstoff wird bereits stofflich in großem Umfang genutzt. Vor allem in der chemischen und petrochemischen Industrie kommt er zum Einsatz. Dieser Wasserstoff wird noch überwiegend aus Erdgas mittels Reformation hergestellt, was CO₂-Emissionen verursacht. Hier gilt es, zunächst diesen sog. grauen Wasserstoff durch klimaneutral produzierten Wasserstoff zu ersetzen, bevor er als Speichermedium für regenerativ erzeugten Strom eingesetzt wird.

Für die Herstellung von Wasserstoff gibt es zahlreiche Verfahren und diverse Randbedingungen. Basierend darauf hat sich eine sog. Farbenlehre für Wasserstoff etabliert (bei den nachfolgenden Angaben der CO₂-Emissionen ist keine Vorkette berücksichtigt). An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es durchaus unterschiedliche Auffassungen zu den nachfolgenden Zuordnungen der einzelnen Farben gibt (Horng & Kalis, 2020, S. 8–11; Gochermann, 2021, S. 247–250):

- **Grau:** Wird Wasserstoff mittels Reformierung (zumeist Dampfreformierung) aus Erdgas (Methan) ohne **Carbon Capture and Storage** (CCS) oder Carbon Capture and Usage (CCU) gewonnen, spricht man von grauem Wasserstoff. Unterstellt man 202 kg CO₂/MWh bei Erdgas, so ergeben sich für grauen Wasserstoff bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 76 Prozent ca. 266 kg CO₂/MWh.
- **Orange:** Auf Basis von Abfall- und Reststoffen erzeugter Wasserstoff wird als orange bezeichnet. Im Fokus steht hier die Elektrolyse mit Strom aus der Verbrennung von Abfall- und Reststoffen. Möglich ist ebenfalls die Reformierung dieser Stoffe. Zudem gibt es für orangen Wasserstoff auch die Definition bzgl. des Einsatzes von Biogas. Nutzt man bei der Reformierung statt Erdgas Biomasse (häufig Biogas), so erhält man orangen Wasserstoff. Dieser hat 0 kg CO₂/MWh, wenn für die Prozesswärme selbst auch Biomasse/Biogas oder CO₂ neutraler Strom eingesetzt wird.

- **Blau:** Bei grauem Wasserstoff wird CCS oder CCU nicht eingesetzt. Wendet man diese Technologien jedoch an, so erhält man im Rahmen der Reformierung aus Erdgas (Methan) blauen Wasserstoff. Dabei wird jedoch nicht das komplette CO₂ aufgefangen. Meist geht man von 90 Prozent aus. Ein höherer Anteil ist möglich, führt jedoch zu deutlich größerem Energieeinsatz und wird daher eher nicht umgesetzt. Für die Reformierung inkl. CCS ergeben sich ca. 59 kg CO₂/MWh. Diese setzen sich aus zehn Prozent nicht aufgefangenem CO₂ bei der Reformierung zusammen sowie dem Energieaufwand für Transport und Verpressung des CO₂. Wird Letzteres mit Ökostrom realisiert, so sinken die Emissionen entsprechend um diesen Anteil.
- **Grün:** Bei der Elektrolyse mit Strom aus regenerativen Energien entsteht grüner Wasserstoff, wobei es gewisse Anforderungen an die Betriebsweise des Elektrolyseurs und die Stromerzeugungsanlagen gibt. Grüner Wasserstoff hat bei 100 Prozent Strom aus regenerativen Quellen prinzipiell 0 kg CO₂/MWh.
- **Rot:** Nutzt man bei der Elektrolyse Atomstrom, so erhält man roten Wasserstoff mit 0 kg CO₂/MWh.
- **Gelb:** Bei gelbem Wasserstoff ist der Elektrolyseur an das Stromnetz angeschlossen. Zudem werden keine Herkunftsnachweise für den Strom verwendet. Auf Basis des CO₂-Emissionsfaktors des deutschen Strommixes im Jahr 2021 in Höhe von 420 kg CO₂/MWh (Icha & Lauf, 2022, S. 11) ergeben sich bei einem angenommenen Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 70 Prozent 600 kg CO₂/MWh.
- **Weiß:** Natürlich vorkommender Wasserstoff wird als weiß bezeichnet. Beispielsweise befindet sich ein derartiges Vorkommen in Mali. Weißer Wasserstoff ist jedoch eine Nische.
- **Türkis:** Beim Einsatz der Pyrolyse (zumeist von Methan) entsteht türkiser Wasserstoff und fester Kohlenstoff. Der Kohlenstoff muss geeignet gelagert bzw. in einem Kreislauf genutzt werden, sodass er nicht zu CO₂-Emissionen führt. Die CO₂-Emissionen sind schwer abzuschätzen, da die Technologie noch nicht weit fortgeschritten ist (auch im Vergleich zu den anderen bisher aufgeführten Verfahren), es große Bandbreiten für den Wirkungsgrad gibt und auch unterschiedliche Einsatzstoffe verwendet werden können. Würde man ausschließlich Methan verwenden und einen Wirkungsgrad von etwa 50 Prozent unterstellen, so ergeben sich für den türkisen Wasserstoff 100 kg CO₂/MWh. Beim Einsatz von Biogas oder Biomethan statt Erdgas würden negative CO₂-Emissionen entstehen (wenn der abgeschiedene Kohlenstoff nicht verbrannt, sondern beispielsweise eingelagert wird).
- **Schwarz und Braun:** Man spricht von schwarzem bzw. braunem Wasserstoff, wenn dieser durch Vergasung von Stein- bzw. Braunkohle erzeugt wird.

Aus den vorherigen Ausführungen wird deutlich, dass die mögliche CO₂-Einsparung durch den Einsatz von Wasserstoff davon abhängt, was ersetzt werden soll (grauer Wasserstoff, Erdgas, Kohle, etc.), welche Technologie (Reforming, Reforming mit CCS/CCU, Elektrolyse, Pyrolyse) genutzt wird und welcher Eingangsstoff (Erdgas, Biogas, EE-Strom, Strommix, etc.) eingesetzt wird.

Wasserstoff hat neben der Energiespeicherung noch eine weitere Eigenschaft: Er kann als Transportmedium für regenerativ erzeugten Strom dienen. Dafür gibt es zahlreiche Varianten; diese sind u. a.:

- **Pipeline:** Damit können größere Mengen Wasserstoff verhältnismäßig günstig transportiert werden. Einerseits kann Wasserstoff dem Erdgasnetz in gewissen Grenzen beigegeben werden (max. 20 %, außer ein Kunde im Netz verträgt diesen Anteil nicht. Eine stufenweise Erhöhung der Beimischung von mehr als 20 Prozent ist eher ausgeschlossen, da bei weiteren Schritten auf 40/60/80 Prozent auch immer die Anlagen der Kunden angepasst werden müssten, was zu aufwendig und teuer wäre. Daher wird ab 20 Prozent direkt auf 100 Prozent Wasserstoffpipelines übergegangen. Meist ist der Transport per Pipeline am günstigsten, wenn ehemalige Erdgas-Pipelines auf Wasserstoff umgerüstet werden können.
- **Verdichtung:** Die Verdichtung ist sehr energieintensiv und die transportierte Menge an Wasserstoff relativ gering. Die Variante eignet sich eher für kurze und mittlere Distanzen und den Transport per LKW oder Zug. Für die Anwendung in der Mobilität wäre die Verdichtung von Wasserstoff jedoch kein Nachteil, da er aufgrund des begrenzten Platzes in Fahrzeugen bei mehreren hundert bar getankt wird und somit verdichtet werden muss.
- **Verflüssigung:** Der Energieaufwand ist hier noch höher als bei der Verdichtung. Dafür lassen sich größere Mengen transportieren, meist per Schiff. Diese Variante lohnt sich vor allem bei großen Distanzen.
- **Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC):** Wasserstoff wird an LOHC gebunden, wobei LOHC wie Öl transportiert werden kann. Nachteilig ist, dass LOHC selbst noch relativ teuer ist und Energie benötigt wird, den Wasserstoff später wieder vom LOHC zu trennen. Perspektivisch kann diese Variante für den Transport über mittlere und längere Distanzen zum Einsatz kommen, wobei hier noch Forschungsbedarf besteht.
- **Ammoniak:** In der chemischen Industrie wird Wasserstoff häufig zur Herstellung von Ammoniak eingesetzt, der dann z. B. zu Düngemittel weiterbearbeitet wird. Grundsätzlich wäre es möglich, Ammoniak direkt am Ort der Wasserstoffherstellung zu erzeugen und daraufhin den Ammoniak statt dem Wasserstoff zu transportieren. Der Ammoniak kann dann stofflich genutzt, verbrannt oder in Wasserstoff rückumgewandelt werden.

Es ist davon auszugehen, dass Deutschland seinen Wasserstoffbedarf langfristig nicht selbst decken kann. Daher wird Wasserstoff in Zukunft per Pipeline vsl. von der Nordsee, aus Osteuropa und aus Nordafrika importiert. Zudem ist es denkbar, dass Wasserstoff aus weiter entfernten Gebieten wie dem Nahen Osten verflüssigt oder als Ammoniak per Schiff nach Deutschland transportiert wird. Prinzipiell wäre es auch möglich, statt Wasserstoff Strom zum Endkunden zu transportieren und vor Ort per Elektrolyse Wasserstoff zu erzeugen – jedoch dürfte der hierfür erforderliche Ausbau des Stromnetzes nicht umsetzbar sein und bei größeren Distanzen ist dieses Vorgehen in Europa unwirtschaftlich.



ZUSAMMENFASSUNG

Die Nutzung regenerativer Energien für die verschiedensten Anwendungen wird stark durch politische Rahmenbedingungen beeinflusst. Das betrifft die Wirtschaftlichkeit und die Standortwahl und hat demzufolge auch einen Einfluss auf den Markthochlauf, wobei politische Rahmenbedingungen so gestaltet sein können, dass einzelne Technologien gegenüber anderen prinzipiell bevorzugt werden, auch wenn häufig Technolo-

gieoffenheit gefordert ist. Einen signifikanten Einfluss auf die Nutzung regenerativer Energien hat das EEG mit seinen drei Kernelementen: vorrangiger Anschluss, vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung sowie die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Daneben existieren noch eine Vielzahl an weiteren Gesetzen und Verordnungen, die u. a. auch für die Genehmigung von Windenergieanlagen relevant sind. Hier seien vor allem das Bundes-Immissionsschutzgesetz, das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung und das Baugesetzbuch hervorgehoben. Je nach Anzahl und Höhe der Windenergieanlagen gibt es für die Genehmigung andere Regelungen – das betrifft auch den Umstand, ob es sich um ein Repowering (standorterhaltend oder standortverlagernd) handelt oder nicht.

Das deutsche Energiesystem hat sich bereits stark gewandelt und es wird sich im Zuge der Energiewende weiter transformieren. In diesem Zusammenhang ergibt sich ein Zielsystem mit den Dimensionen: Verfügbarkeit, Nachhaltigkeit, Transparenz, Effizienz und Wirtschaftlichkeit. Bei dieser Transformation lässt sich eine Tendenz von großer zentraler Erzeugung, hin zu kleinen dezentral angeordneten Erzeugungsanlagen feststellen. Zudem steigen durch den zunehmenden Anteil regenerativer Energien die Anforderungen an die Verfügbarkeit. Einerseits kann das in gewissem Rahmen durch ein Lastmanagement realisiert werden, andererseits ist das Potenzial durchaus begrenzt, sodass geeignete Speichertechnologien benötigt werden. Gerade die Langzeitspeicherung von regenerativ erzeugtem Strom stellt eine Herausforderung dar. Hierfür könnte sich die Produktion von Wasserstoff via Elektrolyse mit späterer Rückverstromung eignen.

ANHANG

LITERATURVERZEICHNIS

- Afloresm. (2007). *Solar power tower*. Wikimedia Commons [CC BY 2.0]. https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_thermal_collector#/media/File:PS10_solar_power_tower.jpg
- Aufleger, M., Joos, F., Jorde, K., Kaltschmitt, M., Rödl, A., Schlüter M. & Sens, L. (2020). Stromerzeugung aus Wasserkraft. In M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien: Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl., S. 583–683). Springer Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.662.61190.6.7&site=eds-live&scope=site>
- Backhaus, K. H., Ehrhardt H., Jacob, A., Kaiser, B., Petereit, L., Schreinermacher, B., Sperr, A., Tippelt, E. & Weinmann, V. (24. November 2020). *Branchenstudie 2021: Marktanalyse – Szenarien – Handlungsempfehlungen*. Bundesverband Wärmepumpe e. V. https://www.waermepumpe.de/uploads/tx_bcpagflip/BWP_Branchenstudie2021_Update.pdf
- Behrendt, S., Göll, E. & Korte, F. (2018). *Effizienz, Konsistenz, Suffizienz Strategieanalytische Betrachtung für eine Green Economy*. Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung.
- Beck, H. P. & Schmidt, M. (31. August 2011). *Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke: Abschlussbericht*. Universitätsbibliothek Clausthal. https://dokumente.ub.tu-clausthal.de/servlets/MCRFileNodeServlet/import_derivate_00000165/2011EB1130.pdf
- Boe, R. (2007). *Vakuumröhrenkollektor*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 2.5]. https://de.wikipedia.org/wiki/Solarthermie#/media/Datei:Vakuumroehrenkollektor_02.jpg
- Bollin, E. (2022). Solartechnik. In R. Zahoransky (Hrsg.), *Energietechnik. Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung*. (9. Aufl., S. 403–448). Springer Vieweg.
- Bründlinger, R., Christ, D., Fechner, H., Kaltschmitt, M., Müller, J., Peharz, G., Schulz, D. & Sens, L. (2020). Photovoltaische Stromerzeugung. In M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien. Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl., S. 339–460). Springer Verlag.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. (28. September 2010). *Energiekonzept: Für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. PDF. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=5

- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. (2016). *Grünbuch Energieeffizienz. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. PDF. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz-august-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=15
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2022). *Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2021*. PDF.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (n. d.). *Förderung der erneuerbaren Energien (Kurzvorstellung des EEG)*. Homepage. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/gesetze.html>
- Bundesnetzagentur. (31. Juli 2022). *Anzulegende Werte für Solaranlagen Februar bis April 2022*. Homepage. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_02bis0422.xlsx
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (01. Februar 2022). *Monitoringbericht 2021*. PDF. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf
- Bundesverband Geothermie. (2020). *Hochenthalpieregion/-Lagerstätte*. Homepage. <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/h/hochenthalpieregion-lagerstaette.html>
- Bundesverband Geothermie. (2022). *Geothermie in Zahlen*. Homepage. <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html>
- Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (2022). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. PDF. https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2022/02/bsw_faktenblatt_solarthermie.pdf
- Bundesverband WindEnergie. (2021). *BWE-Vorschläge zur Beschleunigung und Erleichterung des Repowering von Windenergieanlagen*. PDF. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/04-weiterbetrieb-repowering/BWE-Arbeitspapier_Repowering_210304.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (10. Mai 2021a). *Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht*. PDF. https://www.bdew.de/documents/6851/Jahresbericht_2020_final_Aktualisierte_Fassung_10Mai2021.pdf
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021b). *Jahresvolllaststunden*. PDF. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/jahresvolllaststunden>
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (24. Januar 2022). *BDEW-Strompreisanalyse. Januar 2022*. PDF. https://www.bdew.de/media/documents/220124_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2022_24.01.2022_final.pdf

- Degreen. (2006). *Intensität der Sonnenstrahlung bei AM0 (erdnaher Weltraum) und AM1,5 (etwa zum Sonnenhöchststand in Wien) im Vergleich zur Emission eines idealen Schwarzen Körpers bei einer Temperatur von 5900 K*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 2.0]. https://de.wikipedia.org/wiki/Sonnenstrahlung#/media/Datei:Sonne_Strahlungsintensitaet.svg
- DESTATIS. (2021). *Nettonennleistung*. Homepage. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Glossar/nettonennleistung.html>
- Dufter, C., Gruber, A., Guminski, A. & von Roon, S. (2018). Methodisches Vorgehen und Voruntersuchungen zu Flexibilitätspotenzialen. In F. Ausfelder, A. Seitz & S. von Roon (Hrsg.), *Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik|Potenziale|Hemmnisse*, S. 2–45. https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publicationen/Buch_FLEXIBILITAETSOPTIONEN.pdf
- Einstein, A. (1905). Über einen die Erzeugung und Verwandlung des Lichtes betreffenden heuristischen Gesichtspunkt. In: *Annalen der Physik*, 322(6), 132–141. http://echo.mpg.de/ECHOdocuViewSB?url=/permanent/einstein_exhibition/sources/HUN315QN
- Erbslöh, F. D. (2020). *Energietransport und Energiespeicherung. Eine Technik- und Wirtschaftsgeschichte*. Expert.
- Erbslöh, F. D. (2021). *Der Weg zur Energiewende*. Expert.
- European Commission. (2016). *Putting energy efficiency first: consuming better, getting cleaner*. Homepage. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_16_3986
- Fichter, C. (2022). Windenergie. In R. Zahoransky (Hrsg.), *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung: Kompaktwissen für Studium und Beruf* (9. Aufl., S. 449–520). Springer Vieweg. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.658.34831.1.13&site=eds-live&scope=site>
- Fichter, C. & Zahoransky, R. (2022). Nutzung geothermischer Energie. In R. Zahoransky (Hrsg.), *Energietechnik. Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung: Kompaktwissen für Studium und Beruf* (9. Aufl., S. 537–564). Springer Vieweg. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.658.34831.1.15&site=eds-live&scope=site>
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. (24. Februar 2021). *Photovoltaics Report*. PDF. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>

- Freeden, W. & Heine, C. (2018). Geothermie – Ein kurzer Abriss. In M. Bauer; W. Freeden; H. Jacobi & T. Neu (Hrsg.), *Handbuch Oberflächennahe Geothermie*. (S. 1–22), Springer Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edsj&AN=edssjb.978.3.662.50307.2.1&site=eds-live&scope=site>
- Geyer, B., Jorde, K., Kaltschmitt, M., Lewandowski, I., Norden, B., Streicher, W. & Wiese, A. (2020). Grundlagen des regenerativen Energieangebots. In M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien: Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl., S. 59–191). Springer Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.A97FAA50&site=eds-live&scope=site>
- Gochermann, J. (2021). *Halbzeit der Energiewende? An der Schwelle in eine neue Energiegesellschaft*. Springer. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edshbz&AN=edshbz.DE.605.HBZ01.037349985&site=eds-live&scope=site>
- Grobe, H. (2007). *Darrieus-Rotor in „H“-Form, dreiflügelig*. Wikimedia Commons [CC BY 3.0]. [https://de.wikipedia.org/wiki/Vertikalrotor_\(Windturbine\)#/media/Datei:Windgenerator_antarktis_hg.jpg](https://de.wikipedia.org/wiki/Vertikalrotor_(Windturbine)#/media/Datei:Windgenerator_antarktis_hg.jpg)
- Günther, M. (2015). Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken am Spotmarkt. In S. Heimerl (Hrsg.), *Wasserkraftprojekte. Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift Wasserwirtschaft* (2. Aufl., S. 341–346). Springer Vieweg Verlag.
- Günther, M., Greller, M. & Fallahnejad, M. (2015). Evaluation of Long-Term Scenarios for Power Generation and District Heating at Stadtwerke München. *Informatik Spektrum*, 38(2), 97–102. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjs&AN=edssjs.BCBD3EA2&site=eds-live&scope=site>
- Günther, M., Rapp, C. & Fallahnejad, M. (2019). Pumpspeicherwerke unter Tage lösen viele Probleme – doch warum werden sie nicht gebaut? *Mining Report Glückauf*, 155(3), 330–335.
- Günther, M. & Nissen, V. (25. März 2021). Effects of the Henry Hub Price on U.S. LNG Exports and on Gas Flows in Western Europe. *Gases*, 1(2), 68–79. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edsair&AN=edsair.doi.dedup.....978dc5850264aa898f8bd61923d0a048&site=eds-live&scope=site>
- Günther, M. & Müller, A. (2022). Datenanalyse und Simulation zur gebäudescharfen Prognose von Wärmebedarfen und Heizungstechnologien in einer Großstadt. In J. Wittmann (Hrsg.), *Simulation in den Umwelt- und Geowissenschaften* (S. 63–74). Shaker Verlag.
- Herbert, L. (2007). *Centenary History of Waste and Waste Managers in London and South East England*. Homepage. <https://docslib.org/doc/12196317/centenary-history-of-waste-waste-managers-in-london-south-east>
- Heymann, M. (1995). *Die Geschichte der Windenergienutzung, 1890–1990*. Campus.

- Hilgedieck, J., Kaltschmitt, M., Lange, J. & Streicher, W. (2020). Speicher. In M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien. Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl., S. 1097–1152). Springer Vieweg Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.C0E9D7B3&site=eds-live&scope=site>
- Horng, P. & Kalis, M. (2020). *Wasserstoff – Farbenlehre. Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie*. PDF. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf
- Icha, P. & Lauf, T. (2022). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2021*. PDF.
- Jahobr (2015). *Der Umriss einiger Windkraftanlagenmodelle der Firma Enercon aufgetragen gegen den Zeitpunkt ihrer Einführung*. Wikimedia Commons [CC0]. https://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage#/media/Datei:EnerconSizes_de.svg
- Jahobr (2016a). *Kennfeld der gebräuchlichsten Wasserkraftmaschinen und Wasserturbinen bei einem angenommenen Wirkungsgrad η von 85 %*. Wikimedia Commons [CC0] https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserturbine#/media/Datei:Kennfeld_Wasserturbinen.svg.
- Jahobr (2016b). *Skizze einer Kaplan-Turbine*. Wikimedia Commons [CC0] https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Jahobr/Water_power?uselang=de#/media/File:KaplanSketch.svg.
- Jahobr (2016c). *Skizze einer Francis-Turbine*. Wikimedia Commons [CC0] https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Jahobr/Water_power?uselang=de#/media/File:FrancisSketch.svg.
- Jahobr (2016d). *Skizze einer Pelton-Turbine*. Wikimedia Commons [CC0] https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Jahobr/Water_power?uselang=de#/media/File:PeltonSketch.svg.
- Jahobr (2016e). *Skizze einer Ossberger-Turbine (auch Durchströmturbine, Querstromturbine, Bánki-Turbine oder Michell-Turbine)*. Wikimedia Commons [CC0] https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Jahobr/Water_power?uselang=de#/media/File:OssbergerSketch.svg.
- Jahobr (2017). *Skizze einer DIVE-Turbine (eine Variante der Propellerturbine)*. Wikimedia Commons [CC0] https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Jahobr/Water_power?uselang=de#/media/File:DIVE-TurbineSketch.svg.
- Jahobr (2020). *Oberschlächtiges Wasserrad*. Wikimedia Commons [CC0]. https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Jahobr/Water_power?uselang=de#/media/File:Overshot_Water_Wheel_Sketch.svg.

- Jimsen. (2012). *Bodenkarte – Schematische Darstellung*. Wikimedia Commons [CC0 1.0]. https://de.wikipedia.org/wiki/Wind_und_Luftdruckgürtel#/media/Datei:Wind_und_Druckgürtel_der_Erde.png
- Karonen, I. (2007). *Heatpump2*. Wikimedia Commons [CC0 1.0]. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3216789>
- Kaltschmitt, M. (2020). Energetische Nutzung von Biomasse. In M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien: Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl., S. 1089–1095). Springer Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.662.61190.6.13&site=eds-live&scope=site>
- Kaltschmitt, M., Sens, L. & Streicher, W. (2020a). Einführung und Aufbau. In M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien: Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl., S. 3–58). Springer Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.B0649B11&site=eds-live&scope=site>
- Kaltschmitt, M., Özdirik, B., Reimers, B., Schlüter, M., Schulz, D. & Sens, L. (2020b). Stromerzeugung aus Windenergie. In M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese (Hrsg.), *Erneuerbare Energien: Systemtechnik – Wirtschaftlichkeit – Umweltaspekte*. (6. Aufl., S. 461–582). Springer Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.662.61190.6.6&site=eds-live&scope=site>
- Kleinertz, B., von Roon, S., Djamali, A., Ferstl, J., Freiburger, L., Greif, S., Harper, R., Portune, M. & Schmidt, T. (6. Oktober 2021). *Klimaneutrale Wärme München 2035. Mögliche Lösungspfade für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in der Landeshauptstadt München*. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Klimaneutrale-Waerme-Muenchen.pdf>
- Kost, C., Shammugam, S., Fluri, V., Peper, D., Memar, A. D. & Schlegl, T. (2021). *Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Krieger, D. (2014). *Dornier-Vertikalachser bei Heroldstatt*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 3.0]. https://de.wikipedia.org/wiki/Darrieus-Rotor#/media/Datei:Darrieus-Rotor_Ennabeuren-3256.jpg
- Langefeld, O. (2018). Utilisation of Underground Mining Infrastructure as Pumped Storage Power Plant. *Mining Report Glückauf*, 154(3), 209–213.
- Loga, T, Stein, B., Diefenbach, N. & Born, R. (10. Februar 2015). *Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. PDF. https://www.episcope.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf

- Löschel, A., Runge, P., Lenz, B. & Staiß, F. (2021). *Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Zusammenfassung*. PDF.
- Mahler, B., Idler, S. & Nusser, T. (27. Februar 2019). *Energieaufwand für Gebäudekonzepte im gesamten Lebenszyklus: Bedeutung des Energieaufwands für verschiedene Gebäudekonzepte im gesamten Lebenszyklus für den Klimaschutz*. Homepage.
- Nordmann, A. (2007). *Schema einer Windkraftanlage*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 3.0]. <https://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage#/media/Datei:Windkraftanlage.svg>
- Oimatsu, T. (2006). *Savonius-Windspiel vor dem UDX-Hochhaus in Akihabara*. Wikimedia Commons [CC BY 2.0]. https://de.wikipedia.org/wiki/Savonius-Rotor#/media/Datei:Savonius_wind_turbine.jpg
- Pätzold, M. (2018). *Photovoltaik-Funktionsprinzip am Beispiel einer Dünnschicht-Solarzelle aus Silizium*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 4.0]. https://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaik#/media/Datei:SolarCellWithFigures_W3C.svg
- Platt, M., Exner, S. & Bracke, R. (2010). *Analyse des Deutschen Wärmepumpenmarktes. Bestandsaufnahme und Trends*. GeothermieZentrum Bochum. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/analyse-waermepumpenmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Quitow, R., Röhrkasten, S., Jacobs, D., Bayer, B., Jamea, E. M., Waweru, Y. & Matschoss, P. (2016). *Die Zukunft der Energieversorgung in Afrika*. Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/studie_maerz_2016_die_zukunft_der_afrikanischen_energieversorgung_web.pdf
- Quote Investigator. (2018). *The Stone Age Did Not End Because the World Ran Out of Stones, and the Oil Age Will Not End Because We Run Out of Oil*. Homepage. <https://quoteinvestigator.com/2018/01/07/stone-age/#note-17685-1>
- Reich, G. & Reppich, M. (2018). *Regenerative Energietechnik: Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung*. (2. Aufl.). Springer Vieweg. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=cat05114a&AN=ihb.37883&site=eds-live&scope=site>
- Riepl, S. (2008). *Prinzipaufbau eines Horizontalkessels*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 2.0]. <https://de.wikipedia.org/wiki/Müllverbrennung#/media/Datei:Mvakessel.svg>
- Schabbach, T. & Leibbrandt, P. (2021). *Solarthermie: Wie Sonne zu Wärme wird*. (2. Aufl.). Springer. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edshbz&AN=edshbz.DE.605.HBZ01.037216344&site=eds-live&scope=site>
- Schabbach, T. & Wesselack, V. (2020). *Energie: Den Erneuerbaren gehört die Zukunft*. (2. Aufl.). Springer. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edshbz&AN=edshbz.DE.605.HBZ01.036575357&site=eds-live&scope=site>

- Schmidt-Eichstaedt, G., Söfker, W. & Roscher, M. (2021). *Repowering im Planungsrecht fördern. Zwei planungsrechtliche Vorschläge zur Diskussion*. PDF.
- Sebald, C. (23. Oktober 2013). Kraftwerk am Jochberg. Seehofer als Bergretter. *Süddeutsche Zeitung*. Homepage.
- Srimadhav. (2013). *Earth cutaway from center to surface, the lithosphere comprising the crust and lithospheric mantle*. Wikimedia Commons [CC0 1.0]. https://en.wikipedia.org/wiki/Lithosphere#/media/File:Earth_cutaway_schematic-en.svg
- Statista. (2021). *Renewable energy in Germany*. Homepage. <https://www.statista.com/study/59612/renewable-energy-in-germany>
- Stündle. (2020). *Verschiebung des MPP mit sich ändernder Bestrahlungsstärke sowie Strom und Leistung im Bezug zur Spannung*. Wikimedia Commons [CC0 1.0]. https://de.wikipedia.org/wiki/Maximum_Power_Point_Tracking#/media/Datei:MaximumPowerPoint.svg
- Stadtwerke München. (2022). *Emissionsdaten und Bezugsquellen der Kohle*. Homepage. <https://www.swm.de/engagement/emissionsdaten>
- Synwoldt, C. (2021). *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien: Technik, Märkte, kommunale Perspektiven*. (2. Aufl.). Springer Vieweg.
- Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und digitale Gesellschaft. (2011). *Pumpspeicherkataster Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse*. PDF. https://www.db-thueringen.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbt_derivate_00025426/Pumpspeicherkataster.pdf
- Umweltbundesamt. (25. März 2022). *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*. Homepage. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren>
- Unger, J., Hurtado, A. & Isler, R. (2020). *Alternative Energietechnik* (6. Aufl.). Springer Vieweg. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edshbz&AN=edshbz.DE.605.HBZ01.036498503&site=eds-live&scope=site>
- U. S. Energy Information Administration, (eia). (2022). *Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022*. PDF. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- VGB PowerTech. (2021). *Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011–2020*. TW103V.
- Viessmann. (2016). *Planungsanleitung: Vitocal*. Homepage. <https://docplayer.org/4046829-5-Viessmann-vitocal-sole-wasser-waermepumpen-2-und-3-stufig-b0-w35-56-6-bis-144-9-kw-w50-w90-148-0-bis-390-0-kw-planungsanleitung-vitocal-350-ht-pro.html>

- Vehlow, J. (n. d.). *Die Entwicklung der Abfallverbrennung. Allgemeine Entwicklung*. Homepage. <https://www.itad.de/wissen/die-entwicklung-der-abfallverbrennung>
- Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T. & Fischer, J. (2017). *Handbuch Regenerative Energietechnik*. (3. Aufl.). Springer. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=cat05114a&AN=ihb.51839&site=eds-live&scope=site>
- Williams, D. (2018). *Comparison of various energy storage technologies*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 4.0]. https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_storage#/media/File:Available_storage_technologies,_their_capacity_and_discharge_time.jpg
- Wirth, H. (12. August 2022). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fraunhofer-Institut ISE. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- Wust, B. & Bader, K. (29. Juni 2021). *Erleichterungen zum Repowering von Windenergieanlagen*. Homepage. <https://www.kapellmann.de/de/beitraege/erleichterungen-zum-repowering-von-windenergieanlagen>
- Zahoransky, R. (2022a). Wasserkraftwerke. In R. Zahoransky (Hrsg.), *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung*. (9. Aufl., S. 377–402). Springer Vieweg Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.658.34831.1.11&site=eds-live&scope=site>
- Zahoransky, R. (2022b). Energetische Verwertung von Biomasse. In R. Zahoransky (Hrsg.), *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung*. (9. Aufl., S. 521–536). Springer Vieweg Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.658.34831.1.14&site=eds-live&scope=site>
- Zahoransky, R. (2022c). Energetische Müllverwertung. In R. Zahoransky (Hrsg.), *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung*. (9. Aufl., S. 565–574). Springer Vieweg Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.658.34831.1.16&site=eds-live&scope=site>
- Zahoransky, R. & Fichter, C. (2022). Energiespeicherung. In R. Zahoransky (Hrsg.), *Energietechnik: Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung*. (9. Aufl., S. 631–694). Springer Vieweg Verlag. <http://search.ebscohost.com.pxz.iubh.de:8080/login.aspx?direct=true&db=edssjb&AN=edssjb.978.3.658.34831.1.18&site=eds-live&scope=site>
- Zellmer, L. (2021). *Marktanalyse zur Wärmeerzeugung durch Grundwasser-Wärmepumpen im Geschosswohnungsbau am Beispiel des Großraumes München* [Masterarbeit], TU München.

Z22. (2013). *Parabolic trough at a plant near Harper Lake, California*. Wikimedia Commons [CC BY-SA 3.0]. https://en.wikipedia.org/wiki/Parabolic_trough#/media/File:Parabolic_trough_at_Harper_Lake_in_California.jpg

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Tabelle 1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland im Jahr 2020	15
Abbildung 1: Volllaststunden in Deutschland in 2020 (in h/a)	17
Tabelle 2: Stromgestehungskosten in Deutschland im Jahr 2021	22
Abbildung 2: Darstellung der Potenzialarten	25
Abbildung 3: Ausgewählte Umwandlungspfade regenerativer Energieträger	31
Abbildung 4: Wechselwirkung von Strahlung und Materie	33
Abbildung 5: Vergleich der Intensität der solaren Strahlung	34
Abbildung 6: Photovoltaik-Funktionsprinzip am Beispiel einer Silizium-Solarzelle	36
Tabelle 3: Eigenschaften von Solarzellentypen	38
Abbildung 7: Verschiebung des MPP mit sich ändernder Bestrahlungsstärke sowie Strom und Leistung im Bezug zur Spannung	39
Abbildung 8: Beispiel der stündlichen Strompreise an einem Werktag im Sommer für 2025 und 2050	41
Abbildung 9: Bodenkarte der Wind- und Druckgürtel	47
Tabelle 4: Windstärke, Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte	48
Abbildung 10: Umriss von Windenergieanlagen der Firma Enercon im Jahr ihrer Markteinführung	49
Abbildung 11: Kennlinienbereiche einer Windenergieanlage	51
Abbildung 12: Windenergieanlagen mit vertikaler Achse	53
Abbildung 13: Schema einer Windenergieanlage mit horizontaler Drehachse	54
Abbildung 14: Kennfeld für den Einsatzbereich von Turbinen	57
Abbildung 15: Schematische Darstellung verschiedener Turbinen	58

Tabelle 5: Jährliche Erträge verschiedener Pflanzenarten	67
Abbildung 16: Wandlungskette für Bioenergie	69
Abbildung 17: Aufbau einer einstufigen Biogasanlage	72
Abbildung 18: Schaubild einer Müllverbrennungsanlage	74
Abbildung 19: Schaltplan der Blöcke eins und drei im Heizkraftwerk Nord in München .	76
Abbildung 20: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors	82
Abbildung 21: Beispiele für Solarkollektoren	84
Abbildung 22: Schematischer Aufbau der Erde	85
Tabelle 6: Physikalische Eigenschaften im Erdinneren	86
Abbildung 23: Schaubild einer Kompressionswärmepumpe	92
Abbildung 24: Anlagenkonfiguration mit Grundwasser-Wärmepumpen im Neubau	95
Abbildung 25: Anlagenkonfiguration mit Grundwasser-Wärmepumpen im Bestand	97
Abbildung 26: Fünf Zieldimensionen für das Energiesystem der Zukunft	105
Tabelle 7: Zieldimensionen mit ihrer Ausrichtung und möglichen Messgrößen	105
Abbildung 27: Vergleich von Speichertechnologien hinsichtlich Kapazität und Ausspeicher- dauer	108



IU Internationale Hochschule GmbH
IU International University of Applied Sciences
Juri-Gagarin-Ring 152
D-99084 Erfurt



Postanschrift
Albert-Proeller-Straße 15-19
D-86675 Buchdorf



media@iu.org
www.iu.org



Hilfe & Kontakt (FAQ)
Antworten rund um Dein Studium findest
Du jederzeit auf myCampus.