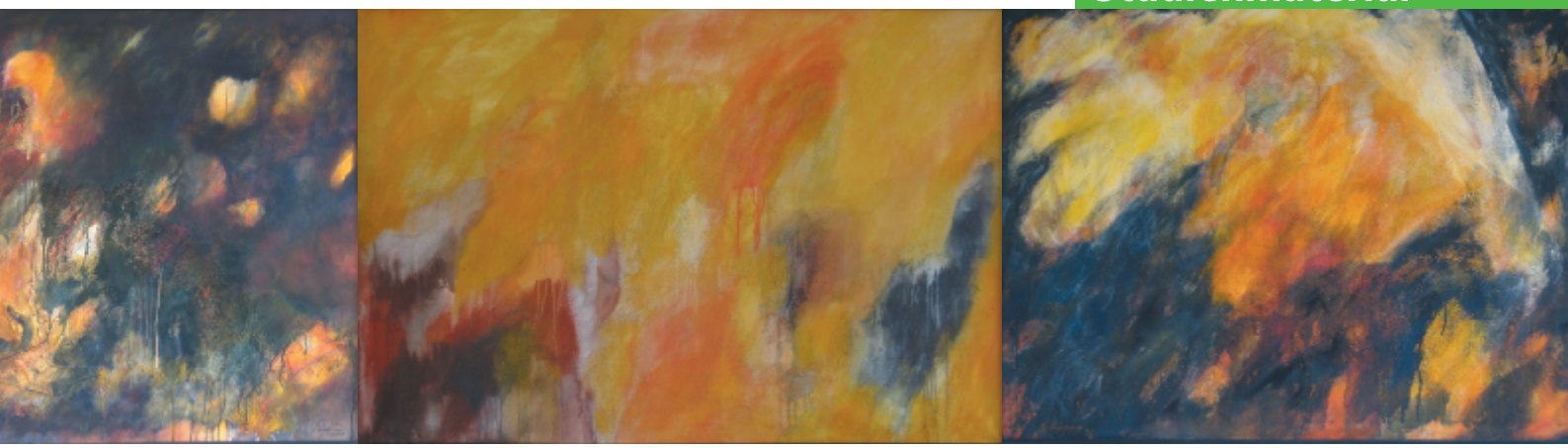
Studienmaterial



Energiesysteme

Windenergie, Wasserkraft, Bioenergie, Geothermie

ESY103

Prof. Dr.-Ing. Michael Fischer, Prof. Dr.-Ing. Bernd Haschke
und Roman Schneider

AKAD

Energiesysteme

Windenergie, Wasserkraft, Bioenergie, Geothermie

Einleitung und Lernziele 3

1 Wasserkraftwerke 5
1.1 Grundlagen 6
1.2 Eingesetzte Turbinen 7
1.3 Bauarten von Wasserkraftwerken 10
1.3.1 Laufwasserkraftwerke 10
1.3.2 Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke 11

2 Windkraftwerke 16
2.1 Physikalische Grundlagen 17
2.1.1 Die Leistung einer Luftströmung 18
2.1.2 Leistungsbeiwert 18
2.2 Bauformen und Anlagenkonzepte 21
2.2.1 Klassifizierung 21
2.2.2 Aufbau einer modernen Windkraftanlage 23
2.2.3 Leistungsregelung und -begrenzung 25
2.2.4 Elektrische Anlagenkonzepte 26
2.3 Netzintegration 28
2.4 Entwicklung der Windenergienutzung 28
2.5 Offshore Windenergie 31

3 Bioenergie 33
3.1 Arten, Vorkommen, Potentiale 33
3.2 Thermo-chemische Umwandlung 35
3.3 Verbrennung von Biomasse 38
3.4 Biogas 39
3.5 Bio-Kraftstoffe 43

4 Geothermie 48
4.1 Quellen 48
4.2 Tiefengeothermie 51
4.2.1 Technologien zur Nutzung 51
4.2.2 Beispiele zur geothermischen Strom- und Wärmeversorgung 54
4.3 Oberflächennahe Geothermie 55
4.3.1 Potentiale 55
4.3.2 Erschließungstechnologien 57
4.3.3 Nutzungsbeispiele 59
4.4 Berechnungsmethoden 62
4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen 66

Zusammenfassung 71
Antworten zu den Kontrollfragen 75
Literaturverzeichnis 81
Stichwortverzeichnis 83

Copyright
AKAD Bildungs-
gesellschaft mbH

Telefon:
(07 11) 8 14 95 - 0
Internet:
http://www.akad.de

Alle Rechte vorbehalten.
Jede Verwertung
außerhalb der Grenzen
des Urheberrechtsgesetzes
ist ohne Zustimmung
der AKAD unzulässig
und strafbar. Das gilt
insbesondere für
Vervielfältigungen,
Übersetzungen,
Mikroverfilmungen und
die Einspeicherung und
Bearbeitung in
elektronischen Systemen.

Einleitung und Lernziele

In diesem Studienbrief werden Sie Technologien zur Nutzung der regenerativen Energiequellen

- Wasser,
- Wind,
- Biomasse und
- Geothermie

kennenlernen. Alle vier Quellen haben die indirekte Nutzung der Sonne zur Grundlage.

Zunächst wenden wir uns den wichtigsten beiden Kraftwerksarten zur Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien zu: Wasser- und Windkraftwerken. Sie lernen die Hauptkomponenten dieser Kraftwerke, deren mathematische Beschreibung aber auch technische Herausforderungen wie die effiziente Integration von Windenergieleistungen an Land und auf See in das elektrische Verbundsystem kennen.

Anschließend soll die Bioenergie ausführlich behandelt werden. Sie ist in ihren Erscheinungsformen vielfältig und es gibt verschiedenste Technologien, um sie nutzbar zu machen. Die Möglichkeiten und Einsatzbereiche sollen Sie zumindest im Überblick kennenlernen.

Eine Besonderheit bildet die Geothermie. Hier ist zwischen der Tiefen- und der oberflächennahen Geothermie zu unterscheiden. Die oberflächennahe Geothermie nutzt die Sonne als Quelle. Sie hat durch die dynamische Entwicklung der Wärmpumpentechnologie stark an Bedeutung gewonnen. Bei der Nutzung der Tiefengeothermie stammen ca. 80 % der thermischen Energie aus radioaktiven Zerfallsprozessen langlebiger Isotope und ca. 20 % aus der gespeicherten Wärmeenergie, die aus der Zeit der Entstehung der Erde stammt. Durch Wärmeleitung und Konvektion gelangt diese aus dem Erdinneren zur Erdoberfläche. Wir werden vorrangig auf die Nutzung der Geothermie als Wärmequelle eingehen. Die Wärmepumpentechnologie wird als bekannt vorausgesetzt. Wir werden aber, soweit es für das Verständnis notwendig ist, grundlegende Prozesse besprechen.

Die Dimensionierung von Erdsonden und Erdkollektoren stellt ein schwieriges Problem dar. Hier sollen die grundlegenden Auslegungsvorschriften und die damit verbundenen Probleme kurz dargestellt werden. Abschließend vergleichen wir die Wirtschaftlichkeit von geothermischen Wärme- und Stromversorgungsanlagen mit konventionellen Technologien.

Über die Autoren dieses Studienbriefs

Prof. Dr.-Ing. MICHAEL FINKEL MBA lehrt Hochspannungs- und Anlagentechnik an der Fakultät Elektrotechnik der Hochschule Augsburg. Er studierte und promovierte an der TU München. Während seiner industriellen Tätigkeit war Prof. FINKEL unter anderem für die Siemens AG in Berlin und die Stadtwerke München tätig.

Prof. Dr.-Ing. BERND HASCHKE ist an der Hochschule Zittau/Görlitz an der Fakultät Maschinenwesen in der Fachgruppe Energietechnik für Wärmetechnik/Regenerative Energietechnik berufen. Herr Prof. HASCHKE ist noch als Geschäftsführer eines Pla-

nungsbüros für Heizungs-, Lüftungs- und Sanitäranlagen sowie Energietechnik und Energieberatung tätig.

Dipl.-Ing. (FH) ROMAN SCHNEIDER ist Forschungsmitarbeiter an der Hochschule Zittau/ Görlitz an der Fakultät Maschinenwesen, im Fachbereich Energie und Umwelttechnik.

1
Wasserkraftwerke

Lernziele

Wenn Sie dieses Kapitel durchgearbeitet haben, können Sie
- die Einflussgrößen auf die durch Wasser gewinnbare elektrische Leistung erklären,
- die in Wasserkraftwerken eingesetzten Turbinentypen unterscheiden und deren Einsatzbereiche angeben,
- verschiedene Bauarten von Wasserkraftwerken beschreiben und
- den Nutzen von Pumpspeicherkraftwerken erläutern.

Seit mehreren hundert Jahren nutzen die Menschen die kinetische und potentielle Energie des Wassers. So ist es nicht verwunderlich, dass Wasserkraftwerke bei der Elektrifizierung Deutschlands eine große Rolle spielten. Zwar wurden Wasserkraftwerke inzwischen durch thermische Kraftwerke in ihrer Bedeutung verdrängt, dennoch sind (Pump-) Speicherkraftwerke ein unverzichtbarer Bestandteil der elektrischen Energieversorgung. Lassen Sie sich in diesem Kapitel in die Welt der sauberen Wasserkraft einführen.

Die Sonneneinstrahlung hält auf der Erde einen natürlichen Wasserkreislauf in Gang. Durch Verdunstung wird Wasser in große Höhen getragen und regnet von dort wieder auf die Erdoberfläche ab. Auf den Kontinenten tritt hierbei infolge der Höhenunterschiede zwischen den einzelnen Landflächen und dem Meeresspiegel eine nutzbare potentielle Energie der Wassermassen auf. Bei ausreichender Menge und Fallhöhe des Wassers sind die Voraussetzungen gegeben, um damit eine Wasserturbine anzutreiben und die Wasserkraft zur Stromerzeugung zu nutzen. Viele Kraftwerke sind dort entstanden, wo aus Gründen des Hochwasserschutzes, um Flüsse für die Schifffahrt zu nutzen oder zur Wasserspeicherung für die Trinkwasserversorgung Stauanlagen errichtet werden mussten.

Im Unterschied zum Wärmekraftwerk ist der schematische Aufbau eines Wasserkraftwerks recht einfach: Es besteht außer den wasserführenden Bauten lediglich aus einer Wasserturbine mit angekoppeltem Generator, wie es die folgende Abbildung zeigt. Zur Inbetriebnahme der Wasserturbinen brauchen nur Schieber geöffnet zu werden. Aus diesem Grunde kann ein Wasserkraftwerk, viel schneller als ein Kondensationskraftwerk, nämlich in wenigen Minuten angefahren werden. Ein weiterer Vorteil liegt in den niedrigen Betriebskosten, da kein Brennstoff benötigt wird.

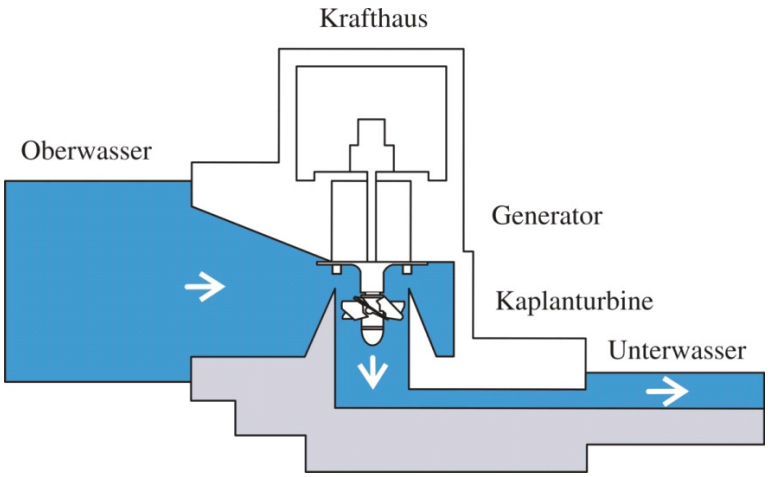


Abbildung 1: Prinzipbild eines Laufwasserkraftwerks (Quelle: VDE)

Meist produzieren Wasserkraftanlagen nahezu rund um die Uhr Energie und haben eine hohe mittlere Ausnutzungsdauer. Damit ist Wasserkraft die effizienteste und am höchsten verfügbare regenerative Energiequelle. In Deutschland wurden 2009 etwa 3,5 % der eingespeisten elektrischen Energie durch Wasserkraft erzeugt (weltweit: 15,6 % im Jahre 2007).

Tabelle 1: Wasserkraftanteil an der Elektrizitätsversorgung im Jahr 2004

Land	Deutschland	Frankreich	China	Russland	Schweiz	Norwegen
Anteil	3,6 %	10,9 %	15,8 %	18,8 %	53,9 %	98,9 %

Bei der Laufwasserkraft weist die Ausnutzungsdauer durchschnittlich einen Wert von mehr als 6 000 Stunden pro Jahr auf. In der restlichen Zeit sind die Anlagen aufgrund der Natureinflüsse – insbesondere Hoch- und Niedrigwasserzeiten – oder wegen Wartungs- und Reparaturarbeiten nicht in Betrieb.

> Die *Ausnutzungsdauer* einer Anlage ist der Quotient aus der Betriebsarbeit innerhalb einer Zeitspanne und der Nennleistung der Anlage.

Dieser Wert gibt damit an, wie intensiv eine Anlage im Regeljahr mit 8 760 Stunden betrieben wird und man bezeichnet ihn mit dem Begriff *Volllaststunden*.

Die Bauart der Wasserturbinen wird im Wesentlichen durch die Fallhöhe des Wassers bestimmt. Es folgen nun einige Erläuterungen dazu.

1.1 Grundlagen

Die potentielle Energie E für ein Wasservolumen V mit der Dichte ρ bei einem Höhenunterschied H (Nutzgefälle) beträgt:

$$E = \rho \cdot V \cdot g \cdot H \tag{1}$$

Die gewinnbare elektrische Leistung lässt sich nach der folgenden Gleichung berechnen, wobei Strömungsverluste im Einlauf und am Auslauf der Turbine, Turbinenverluste und Generatorverluste in der Formel anhand von Wirkungsgraden berücksichtigt werden:

$$P_{el} = \rho \cdot g \cdot H(t) \cdot Q(t) \cdot \prod_i \eta_i \qquad (2)$$

mit $Q(t)$: Volumenstrom in m^3/s

$\prod_i \eta_i$: Produkt der Wirkungsgrade aller im Kraftwerk verwendeten Komponenten.

Die vielfältige Art, wie die Wasservorräte von der Natur bereitgestellt werden, führt zu verschiedenen Ausführungsformen von Wasserkraftwerken. Da die Ausnutzung mit einem möglichst hohen Wirkungsgrad erfolgen soll, kommen je nach Wassermenge und Fallhöhe unterschiedliche Turbinen zum Einsatz.

1.2 Eingesetzte Turbinen

Wasserkraftwerke werden nach der Höhe des Nutzgefälles in Niederdruck- (bis 15 m Nutzgefälle), Mitteldruck- (15 bis 50 m Nutzgefälle) und Hochdruckkraftwerke (ab 50 m Nutzgefälle) eingeteilt. Dabei sind die Laufwasserkraftwerke aufgrund ihrer in der Regel geringen Fallhöhe meist Niederdruckkraftwerke und die Speicherkraftwerke in der Regel Hochdruckkraftwerke.

Heutige Wasserkraftmaschinen sind in der Gleichdruck- oder der Überdruckbauweise ausgeführt. Bei der *Gleichdruckbauweise* wird das Laufrad der Turbine druckfrei umströmt, er herrscht am Laufradein- und -austritt der gleiche statische Druck. Der aufgrund der Fallhöhe vorhandene Druck wird am Laufradeintritt vollständig in Geschwindigkeit umgesetzt. Das Laufrad wird nicht vollständig vom Wasser erfasst und es taucht nicht in das Unterwasser ein. Ein Beispiel für eine solche Maschine ist die *Pelton-Turbine* oder *Freistrahl-Turbine* (Abbildung 2), bei der das Wasser auf ein mit bis zu 40 Bechern bestücktes Laufrad trifft. Mit dieser Turbinenart werden Fallhöhen zwischen 100 und 2000 m genutzt, ab 750 m Fallhöhe wird ausschließlich diese Bauart verwendet, typischerweise bei Speicherkraftwerken im Hochgebirge. Dabei werden mit geringen Durchflussmengen Leistungen bis etwa 500 MW erzielt. Mit 90 % bis 95 % kann diese Turbine sehr hohe Wirkungsgrade erreichen.

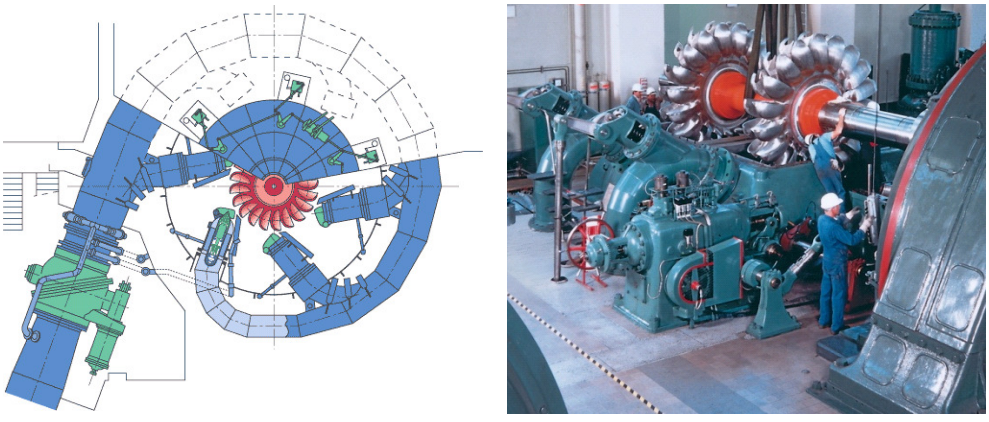


Abbildung 2:
Links: 6-düsige Pelton-Turbine mit Laufrad in der Mitte, rechts: geöffnete Pelton-Turbine des Walchenseekraftwerks (Quelle: Voith Hydro)

Überdruckturbinen hingegen werden vollständig von dem durchfließenden Wasser durchströmt. Sie tauchen in das Unterwasser ein und erfahren dort einen Gegendruck. Der statische Druck wird am Laufradeintritt nur teilweise in Geschwindigkeit umgesetzt. Am Laufradeintritt herrscht Überdruck, der den Einsatz eines druckfesten und dichten Gehäuses erforderlich macht. Beispiele für die Überdruckbauweise sind die Francis-Turbine (Abbildung 3) und die Kaplan-Turbine (Abbildung 4).

Bei der *Francis-Turbine* wird das Wasser durch ein feststehendes Leitrad mit verstellbaren Schaufeln auf die gegenläufig gekrümmten Schaufeln des Laufrades gelenkt. Die Turbine erreicht Leistungen bis 750 MW und Wirkungsgrade von über 90 %, verfügt aber nur über ein mäßiges Teillastverhalten. Sie arbeitet bei Fallhöhen bis etwa 750 m, bei mittleren Wassermengen und wird deshalb vor allem in Speicherkraftwerken, aber auch in Laufwasserkraftwerken eingesetzt. Da sich die Francis-Turbine prinzipiell auch als Pumpe einsetzen lässt, ist sie auch als Pump-Turbine für Pumpspeicherkraftwerke geeignet.

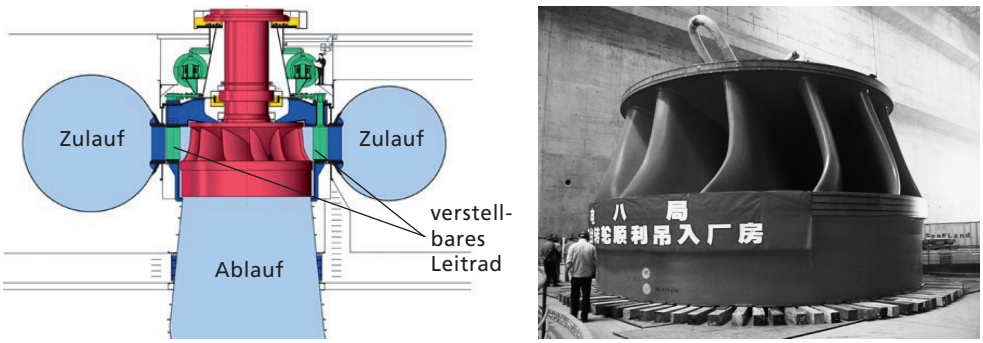


Abbildung 3:
Links: Francis-Pumpturbine für Xingó, Brasilien, Rechts: Laufrad einer Francis-Turbine des Three-Gorges-Kraftwerks in China
(Quelle: Voith Hydro)

Bei der *Kaplan-Turbine* wird der Wasserstrom vom Leitwerk so gelenkt, dass er parallel zur senkrecht angeordneten Welle auf 3 bis 6 verdrehbare Schaufeln des Laufrades trifft. Durch die verdrehbaren Schaufeln wird die Turbinenleistung an ein schwankendes Wasserangebot angepasst. Sie verarbeitet große Wassermengen bei Fallhöhen zwischen 2 und 80 m und wird deshalb in Laufwasserkraftwerken eingesetzt. Es werden Leistungen bis 125 MW und Wirkungsgrade zwischen 80 % und 95 % erreicht.

Die *Rohr-Turbine* ähnelt der Kaplan-Turbine, sie verfügt aber über eine horizontale Achse und ist damit für noch geringere Fallhöhen geeignet (Abbildung 4 rechts). Der Generator ist in einem birnenförmigen Arbeitsraum hinter der Turbine angeordnet, weshalb die Turbine im Englischen auch Bulb-Turbine heißt.

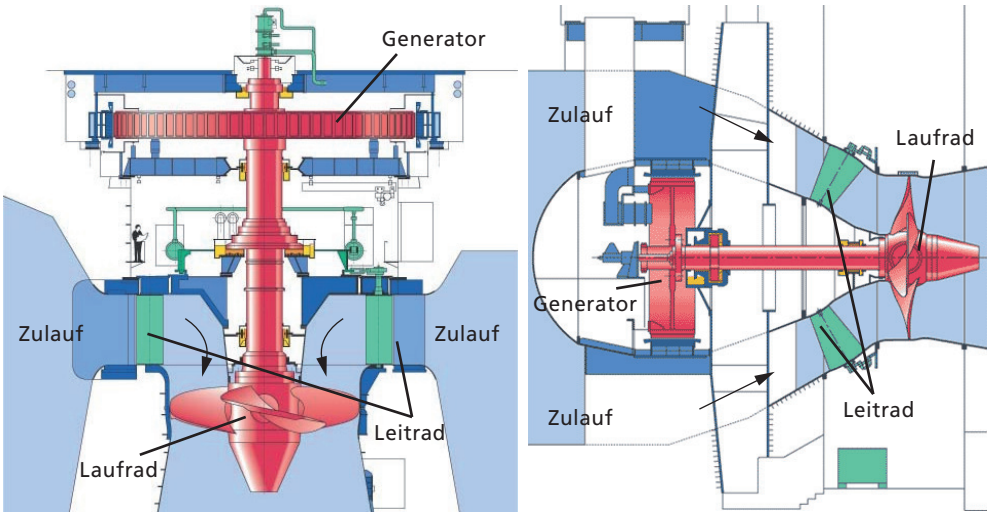


Abbildung 4:
Links: Kaplan-Turbine mit Generator, Rechts: Rohrturbine
(Quelle: Voith Hydro)

Die Wahl der zu verwendenden Turbinenart wird von der Fallhöhe *H* und dem Durchfluss *Q* bestimmt. Die sich überlappenden Einsatzbereiche der verschiedenen Turbinenarten sind in Abbildung 5 dargestellt. Abbildung 6 zeigt für die einzelnen Turbinenarten die Abhängigkeit des Wirkungsgrads von der auf den Nenndurchsatz bezogenen Durchflussmenge.

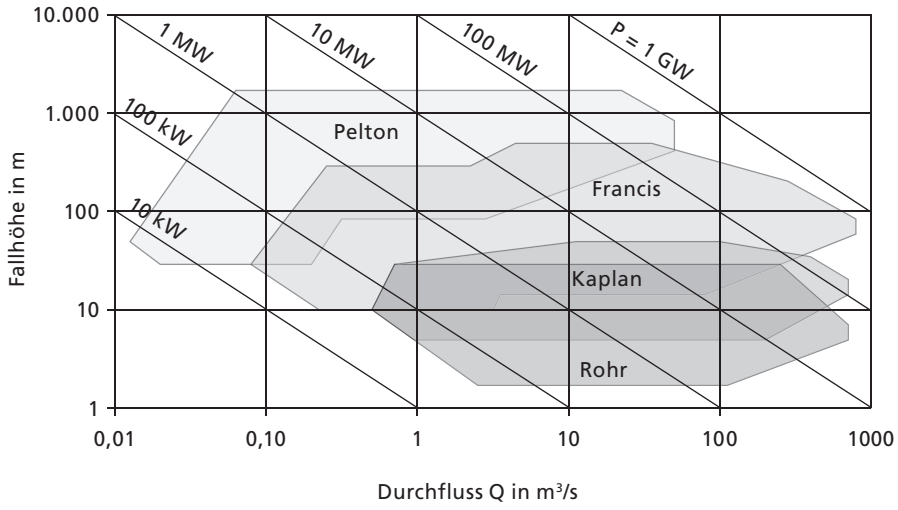


Abbildung 5:
Einsatzbereich von Wasserturbinen

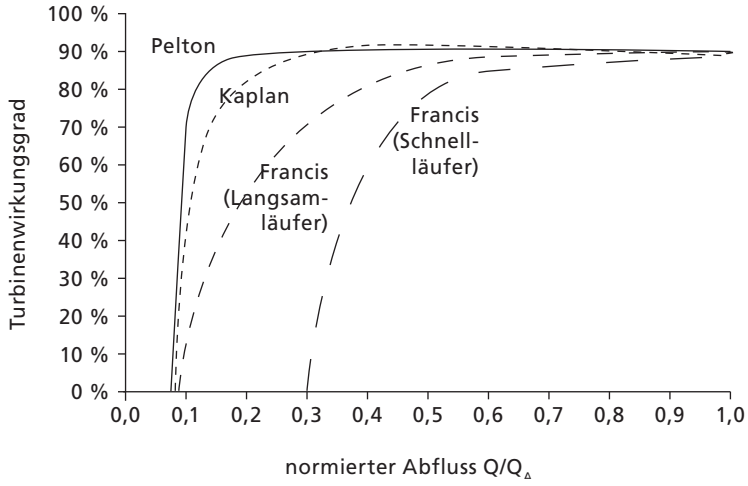


Abbildung 6:
Wirkungsgrad der unterschiedlichen Turbinentypen abhängig vom Durchfluss

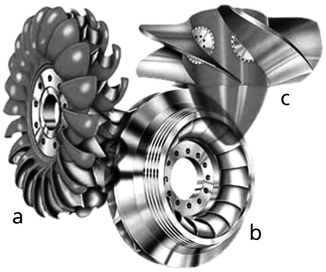
K ⇨1 An einem Wasserlauf stehen je nach Jahreszeit 3,5 bis 5,1 m^3/s Wasser mit 3,5 m Gefälle zur Verfügung. Welche elektrische Leistung lässt sich daraus gewinnen, wenn der Kraftwerkwirkungsgrad mit 80 % angenommen wird?

K ⇨8 Sie haben die Wahl zwischen zwei verschiedenen Flüssen, um ein Wasserkraftprojekt zu realisieren. Bei welcher Alternative ist die gewinnbare elektrische Leistung größer?

I) Projekt „Fluss“
Fallhöhe: 5 m
Volumenstrom: 100 m^3/s

II) Projekt „Gebirgsbach“
Fallhöhe: 400 m
Volumenstrom: 0,5 m^3/s

K ⇨15 Welche Turbinentypen sind hier abgebildet?



K ⇨26 Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal im Thüringer Wald zählt mit einer Gesamtleistung von 1060 MW (Fallhöhe: 301,6 m) zu den größten und modernsten Wasserkraftanlagen in Europa. Mit welchem Turbinentyp könnten die vier Maschinensätze ausgerüstet sein?

1.3 Bauarten von Wasserkraftwerken

Es gibt kaum Wasserkraftanlagen, die vollkommen baugleich sind, da die standortspezifischen und naturräumlichen Ansprüche an keinem Ort identisch sind. Diese Anlagen lassen sich in drei wesentliche Kategorien unterteilen: Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke.

1.3.1 Laufwasserkraftwerke

Laufwasserkraftwerke nutzen das natürliche Gefälle eines Flusses oder Baches aus. Sie sind durch große Wassermengen bei verhältnismäßig kleinen Höhenunterschieden gekennzeichnet. Der Höhenunterschied wird durch Wehre oder durch einen Zulaufkanal parallel zum Fluss mit geringem Gefälle gewonnen. Laufwasserkraftwerke verarbeiten das ständig nachfliessende Wasser und haben nur eine begrenzte Speichermöglichkeit. Wasser das nicht unmittelbar genutzt werden kann, fließt über das Wehr und ist damit für die Elektrizitätserzeugung verloren. Die Anlagen werden deshalb zur Deckung des Grundlastbedarfs an elektrischer Energie eingesetzt. Abbildung 7 zeigt den Längsschnitt eines Laufwasserkraftwerks.

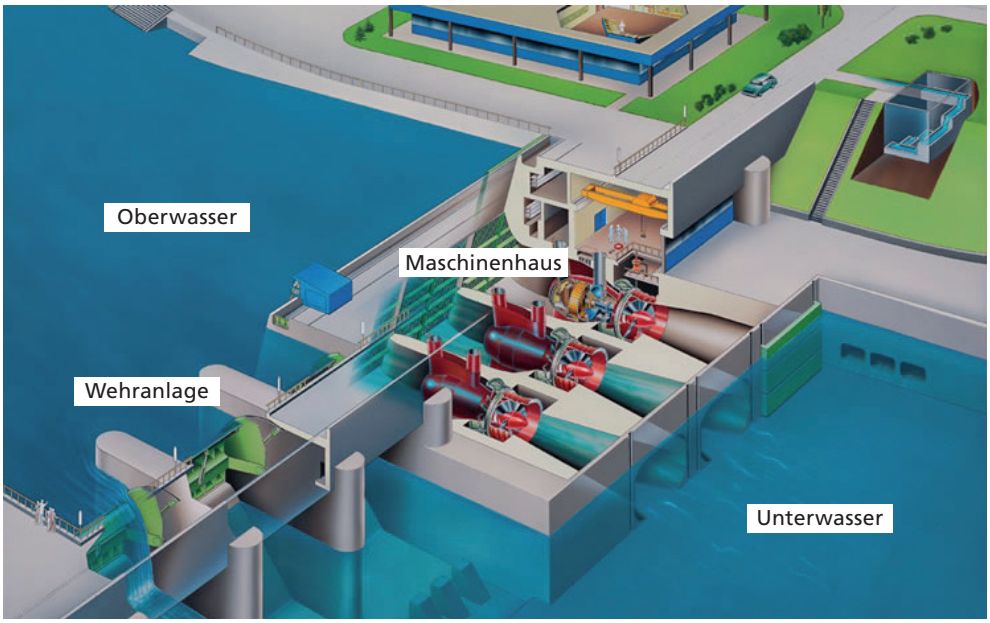


Abbildung 7:
Längsschnitt eines Laufwasserkraftwerks
(Quelle: Energie Wasser Bern)

Tabelle 4 zeigt die Abflussdaten einiger deutscher Flüsse sowie deren jahreszeitliche Schwankungen. Durch den Einsatz eines sogenannten Kopfspeichers (Speichersee oder Stauwehr in der Nähe der Flussquelle) oder durch eine Regelung der Aufstauhöhe vor den Wehren kann der zeitlich schwankende Abfluss zu einem gewissen Teil ausgeglichen werden. Wird trotz dieser Regelung mehr Wasser durch den Fluss angeliefert als in den Turbinen durchgesetzt werden kann, wird das überschüssige Wasser über das Wehr abgelassen und energetisch nicht genutzt. Außerdem fällt die Turbinenleistung bei stark erhöhter Abfluss aufgrund des Anstiegs des Wasserspiegels hinter dem Laufwasserkraftwerk (verminderte Fallhöhe).

	Einzugsgebiet in km²	Q_{mittel} in m^3/s	Q_{min}/Q_{mittel}	Q_{max}/Q_{mittel}
Hochgebirgsflüsse:				
Rhein vor Bodensee	6.620	227	0,24 (Febr.)	2,36 (Juni)
Lech-Mündung	5.540	134	0,49 (Febr.)	1,80 (Juni)
Mittelgebirgsflüsse:				
Main-Mündung	27.395	124	0,59 (Sept.)	1,87 (März)
Rhein bei Köln	146.120	1.841	0,79 (Okt.)	1,22 (Juni)

Tabelle 2:
Beispiele von Abflussdaten deutscher Flüsse
(Quelle: K. Kugeler)

1.3.2 Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke

Die potentielle Energie des Niederschlags wird in Speicherkraftwerken und Laufwasserkraftwerken genutzt. Bei Speicherkraftwerken wird das zufließende Wasser in einem Stausee gespeichert und nur bei Bedarf entnommen. Der Stausee dient somit als Puffer für den zeitlich schwankenden Bedarf. Je nach Größe des Stausees kann das Reservoir als Puffer für Tages-, Wochen- oder sogar Jahresschwankungen dienen. Diese Anlagen werden vorzugsweise zur Deckung der Spitzenlast und nur bei ausreichendem Wasser-

angebot auch zur Deckung der Grundlast herangezogen (beispielsweise in der Schweiz). Abbildung 8 zeigt das Schema des Kopswerk I der Vorarlberger Illwerke AG. Dem Kopswerk I steht das Wasser aus dem Kopssee und dessen Jahresspeichermöglichkeit zur Verfügung.

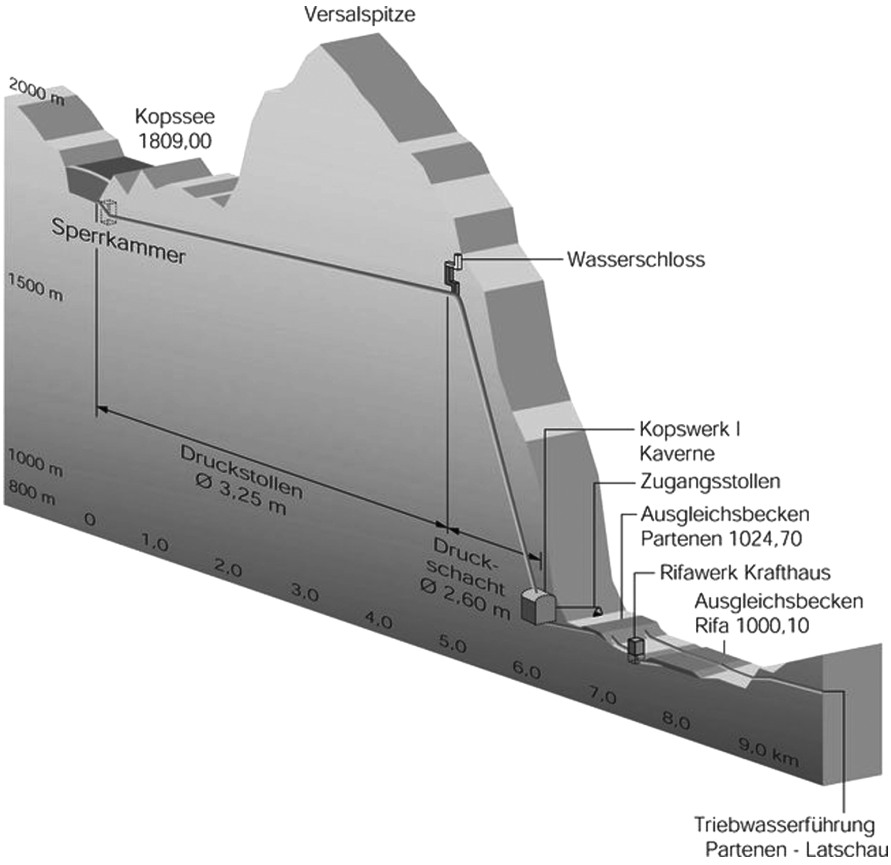


Abbildung 8: Speicherkraftwerk Kopswerk I (Quelle: Vorarlberger Illwerke AG)

Das Pumpspeicherkraftwerk stellt eine Sonderform der Wasserkraftnutzung dar, da es als Energiespeichersystem zum Ausgleich von kurzfristigen (täglichen, wöchentlichen) Lastschwankungen dient. In Zeiten niedriger Nachfrage im Netz wird Wasser aus einem Unterbecken mittels einer elektrisch angetriebenen Pumpe in ein höher gelegenes Oberbecken gefördert. Bei Bedarf, beispielsweise bei Anforderung von Spitzenlast, wird das Wasser über eine Turbine in das Unterbecken abgelassen, die über einen Generator einen großen Teil der zum Pumpen benötigten Elektroenergie zurückgewinnt.

Die speicherbare Energie ist die potentielle Energie des Wassers im Oberbecken und hängt nach folgender Beziehung vom Speichervolumen des Oberbeckens und der Fallhöhe ab:

$$E_{\text{Speicher}} = V_{\text{Oberbecken}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot H \tag{3}$$

Speicherverluste durch Verdunstung oder Versickerung von Wasser aus dem Oberbecken sind im Allgemeinen vernachlässigbar klein, sodass der Wirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks ausschließlich durch die Verluste beim Lade- und Entladevorgang bestimmt wird. Neben Turbinen-, Generator- und Transformationsverlusten treten bei Lade- und Entladevorgängen Reibungsverluste in den Rohrleitungen auf. Mit der Bernoulli-Gleichung, dem Energieerhaltungs- und dem Kontinuitätssatz können die Druckverluste Δp_{Rohr} und die Verlustleistung P_{Verlust} beschrieben werden.

$$\Delta_{\mathrm{p\,Rohr}} = \frac{\rho}{2} \cdot \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \dot{V}^2 \tag{4}$$

$$P_{\mathrm{Verlust}} = \frac{8}{\pi} \cdot \rho \cdot \lambda \cdot l \cdot \frac{\dot{V}^3}{d^5} \tag{5}$$

Hierin bezeichnet λ den Reibungsbeiwert der Rohrleitungen, $\dot{V}$ den Volumenstrom des Wassers, l die Rohrlänge und d den Rohrdurchmesser. Die Reibungsverluste hängen damit stark vom Durchmesser und dem Volumenstrom ab.

Der Speicherwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerkes kann als Produkt der Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten geschrieben werden. Dabei muss sowohl das Laden im Pumpvorgang als auch das Entladen berücksichtigt werden:

$$\eta_{\mathrm{PSP}} = \eta_{\mathrm{Trafo}} \cdot \eta_{\mathrm{Mot}} \cdot \eta_{\mathrm{Pumpe}} \cdot \eta_{\mathrm{Rohr}} \cdot \eta_{\mathrm{Rohr}} \cdot \eta_{\mathrm{Turbine}} \cdot \eta_{\mathrm{Gen}} \cdot \eta_{\mathrm{Trafo}} \tag{6}$$

Unter Berücksichtigung üblicher Wirkungsgrade der Komponenten ergibt sich der in Abbildung 9 dargestellte Energiefluss des Pumpspeicherkraftwerkes und ein Speicherwirkungsgrad von etwa 77 %. Die Verluste beim Ladevorgang sind hier wegen der geringeren Ladegeschwindigkeit, das heißt, wegen der geringeren Strömungsgeschwindigkeit, etwas kleiner als beim Entladen. Moderne Anlagen können Wirkungsgrade von derzeit etwa 80 % erreichen.

Bei Fallhöhen bis etwa 500 m kommen Francisturbinen zum Einsatz, die als Pumpturbinen ausgeführt werden. Bei diesem System arbeitet der Generator zum Antrieb der Pumpturbine für den Ladevorgang als Motor. Durch diese doppelte Verwendung der Anlagenteile verringert sich der apparative Aufwand und die Investitionskosten. Pumpturbinen besitzen im Vergleich zu reinen Turbinen oder Pumpen jedoch einen etwas niedrigeren Wirkungsgrad, weil bei der Konstruktion ein Kompromiss zwischen der optimalen Auslegung für Pump- und Turbinenbetrieb akzeptiert werden muss.

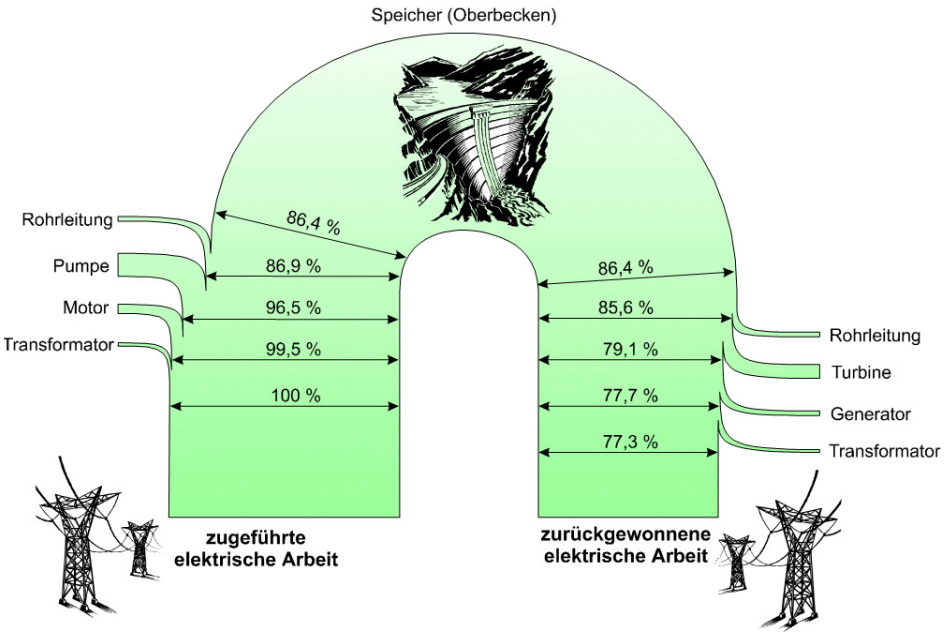


Abbildung 9:
Verluste und Wirkungsgrade einer Pumpspeicheranlage
(Quelle: Quaschning: Regenerative Energiesysteme)

K ⇨4 In welcher Größenordnung liegt der Speicherwirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerks?

K ⇨33 Sie sind mit der Projektierung eines neuen Laufwasserkraftwerks am Rhein oberhalb des Bodensees beauftragt. Sie sollen entscheiden, ob sechs Kaplanturbinen mit je 35 MW Leistung oder drei Kaplanturbinen mit je 70 MW Leistung eingebaut werden. Für welche Variante entscheiden Sie sich, wenn Sie nur den Wirkungsgradverlauf berücksichtigen?

K ⇨6 Zur Deckung der Belastungsspitzen eines Versorgungsnetzes ist ein Pumpspeicherkraftwerk (ohne natürlichen Zufluss) mit den nachstehenden Nenndaten geplant:
Anzahl der Turbinen: 2
Anzahl der Pumpen: 2
elektr. Leistungsabgabe je Turbinensatz[1]: 66 MW
elektr. Leistungsaufnahme je Pumpensatz: 50 MW
Wassermenge je Turbine: 50 m^3/s
Wassermenge je Pumpe: 27,5 m^3/s
Generatorwirkungsgrad: 0,97
Motorwirkungsgrad: 0,94
Transformatorwirkungsgrad: 0,98
Wirkungsgrad der Pumpe: 0,94
Wirkungsgrad der Turbine: 0,95
Wirkungsgrad der Rohrleitung: 0,95
Nutzinhalt Speicherbecken: $1{,}53 \cdot 10^6$ m^3
Jahresenergieabgabe: 200 GWh
Jahresenergieaufnahme: 300 GWh

Ermitteln Sie für den Nennbetrieb:
a) die mittlere Fallhöhe,
b) die Zeit, nach der das Speicherbecken entleert ist,
c) die Pumpzeit für eine Füllung des Speicherbeckens,
d) die Volllaststunden im Generatorbetrieb (Kraftwerkseigenbedarf vernachlässigbar),
e) die Volllaststunden im Pumpbetrieb,
f) den Pumpspeicherwirkungsgrad.

1 Unter einem Turbinensatz ist die Einheit von einer Turbine und einem Generator zu verstehen.

Lassen Sie uns das Wesentliche zusammenfassen, was Sie über Wasserkraftwerke gelernt haben:

Zwei Größen sind entscheidend für die elektrische Leistung, die mit Wasserkraft zur Verfügung gestellt werden kann: Fallhöhe und Volumenstrom. Beide Größen ergeben sich aus der Landschaftsform und bestimmen den Typus des Wasserkraftwerks und der einzusetzenden Turbine. An einem Fluss ist nur eine geringer Höhenunterschied aber eine verhältnismäßig große und beständige Wassermenge vorhanden. Hier finden sich Laufwasserkraftwerke mit Kaplanturbinen oder Rohrturbinen. Laufwasserkraftwerke haben eine hohe Ausnutzungsdauer.
Bei einem Speicherkraftwerk hingegen wird ein großer Höhenunterschied genutzt. In einem natürlichen oder künstlichen Oberbecken ist im Wasser potentielle Energie gespeichert, die in einem wählbaren Zeitraum in elektrische Energie umgesetzt werden kann. Dazu werden Peltonturbinen oder Francisturbinen eingesetzt. Eine besondere Form des Speicherkraftwerks ist das Pumpspeicherkraftwerk, bei dem nicht nur die natürlichen Wasserzuflüsse genutzt werden. In Zeiten von Leistungsüberschuss im Stromnetz wird Wasser von einem Unterbecken in das Oberbecken gepumpt, um für Zeiten von Leistungsmangel Energie in Reserve zu halten. Pumpspeicherkraftwerke können sehr schnell aktiviert werden und so Lastschwankungen in der elektrischen Energieversorgung ausgleichen. Der Wirkungsgrad der Speicherung wird von den Wirkungsgraden der beteiligten Komponenten, wie Turbinen/Pumpen, Generatoren/Antrieben, Transformatoren und Rohrleitungen bestimmt und liegt bei ungefähr 80 %.

2
Windkraftwerke

Lernziele

Wenn Sie dieses Kapitel durchgearbeitet haben, können Sie
- die Leistung einer Luftströmung mathematisch beschreiben,
- die Definition des Leistungsbeiwertes wiedergeben,
- unterschiedliche Bauformen und Anlagenkonzepte von Windenergieanlagen erläutern,
- Stall- und Pitch-Regelung erklären,
- die Vor- und Nachteile verschiedener elektrischer Anlagenkonzepte gegenüberstellen,
- die Herausforderungen bei der Integration von Windenergieanlagen in das elektrische Verbundnetz erläutern,
- den aktuellen Stand der Windenergienutzung On- und Offshore wiedergeben.

Neben der Wasserkraft gehört der Wind zu den Energieformen, die in der Geschichte der Energieversorgung am längsten genutzt werden, um mechanische Arbeit durch eine Kraftmaschine verrichten zu lassen. Seit dem zweiten Jahrtausend v. Chr. wird die kinetische Energie des Windes in Vorderasien und China durch Flügelräder in mechanische Rotationsenergie umgewandelt. Im europäischen Raum datieren die ersten Nachweise über die Existenz von Windmühlen aus dem 12. Jahrhundert.

Windkraftanlagen wurden erstmals 1891 in Dänemark zur Stromerzeugung eingesetzt. Die geringe Leistungsdichte, die starke Abhängigkeit von den Windverhältnissen sowie die niedrigen Kosten fossiler Energieträger verursachten einen Rückgang der Nutzung im Zuge der Industrialisierung. Erst die Ölkrise 1973 und ein gesteigertes Umweltbewusstsein brachten die Windenergie wieder in die Diskussion und führten zu einer Renaissance. Besonders in einigen westlichen Industrieländern, wie den USA, Dänemark und in Deutschland wurden die Entwicklung und der Bau von Windkraftanlagen vorangetrieben.

Die Windenergie hat in Deutschland in den letzten Jahrzehnten zu einem stetig steigenden Anteil regenerativer Energie in der Stromproduktion geführt. Wie aus Abbildung 10 hervorgeht, macht im Jahr 2009 der aus Windenergie gewonnene Strom 40 % der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus, bei einem Gesamtanteil des regenerativ erzeugten Stroms von 16,1 Prozent.

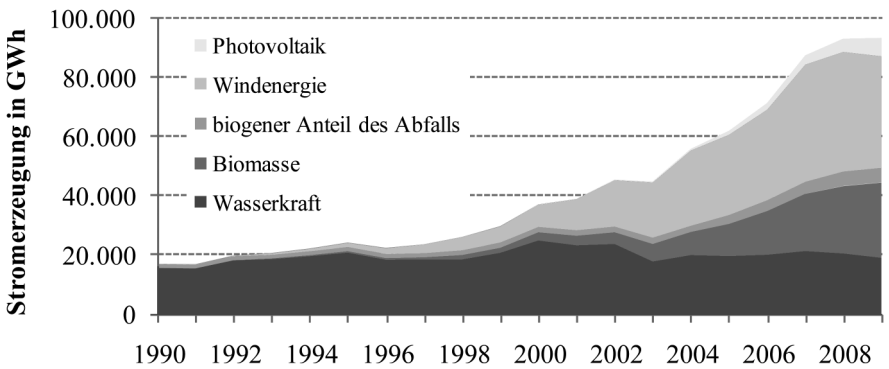


Abbildung 10: Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland seit 1990 (Quelle: BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen)

2.1
Physikalische Grundlagen

Wie fast alle auf der Erde verfügbaren Energieformen ist auch die Windenergie eine abgeleitete Form der Sonnenenergie. Durch die Sonne werden Luftmassen in der Atmosphäre erwärmt. Das regional unterschiedliche Strahlungsangebot verursacht Temperatur- und Druckgradienten (Hoch- und Tiefdruckgebiete) innerhalb der Atmosphäre, die ausgleichende Luftströmungen, den Wind, hervorrufen. Etwa 2 % der von der Sonne eingestrahlten Leistung werden ständig in Luftströmungen umgesetzt. Dies entspricht weltweit einer theoretischen Leistung von etwa 4 PW[1], davon 1,3 TW in Deutschland.

Entscheidenden Einfluss auf die regionale Windgeschwindigkeit hat die Gestalt der Erdoberfläche, die *Rauigkeit*. Landschaftserhebungen, Gebäude und Bäume beeinträchtigen die Luftströmung, wo jedoch ebene Flächen vorherrschen, kann sich der Wind ungestört bewegen. Daher ist über Meeren und in Küstengebieten das Windangebot besonders groß. Abbildung 11 zeigt die ungefähre Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten in den verschiedenen Regionen Europas.

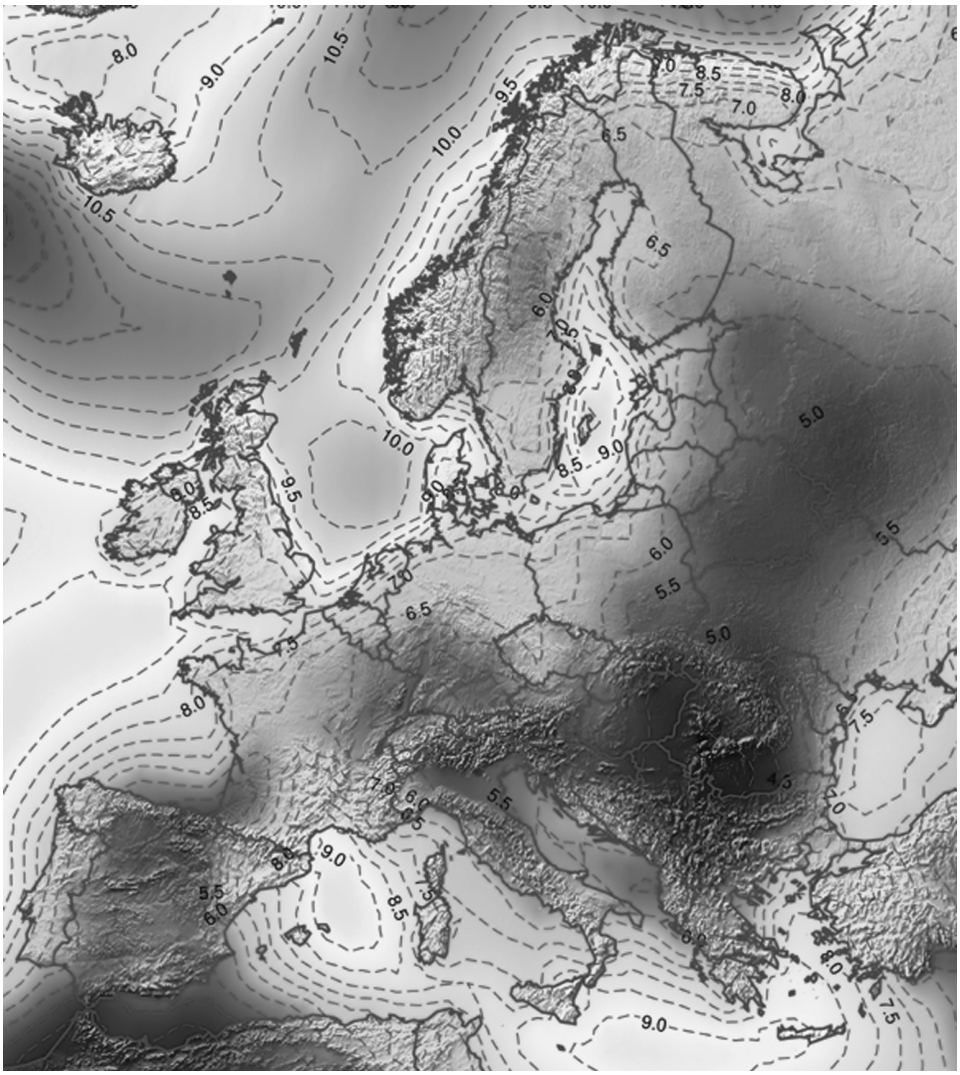


Abbildung 11:
Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s in Europa zwischen 1970 und 2009 in 100 Metern Höhe über Grund. (Quelle: anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH)

1 1 Peta-Watt = 10^{15} Watt

Weil die Rauigkeit der Erdoberfläche den Wind bremst, herrschen dort geringere Windgeschwindigkeiten als in größeren Höhen über dem Boden. So wird der Trend zu immer größeren Nabenhöhen verständlich: Moderne Windenergieanlagen (WEA) haben Nabenhöhen von bis zu 140 m.

2.1.1 Die Leistung einer Luftströmung

Die Leistung P_0, die in einer durch die Querschnittsfläche A mit der Geschwindigkeit v strömenden Luftmasse enthalten ist, kann mit der folgenden Gleichung beschrieben werden (ρ ist die Luftdichte):

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \tag{7}$$

Diese Gleichung zeigt, dass die im Wind enthaltene Leistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit steigt. Die geringe Dichte der Luft erfordert große Flächen und hohe Windgeschwindigkeiten, um technisch interessante Leistungen zu erreichen. Deshalb werden Windkraftanlagen bevorzugt dort aufgestellt, wo häufig hohe Windgeschwindigkeiten zu erwarten sind (Abbildung 11) und nicht nur die Nabenhöhen, sondern auch die Rotordurchmesser (größere Querschnittsfläche) werden ständig gesteigert und erreichen heute Werte von 70 bis 80 m.

Um ein Beispiel eines realen Leistungswertes aufzuzeigen, wollen wir die Anlage Typ E-82 vom Hersteller Enercon heranziehen. Die überstrichene Rotorfläche beträgt bei dieser Anlage A = 5281 m^2. Zur Berechnung der im Wind enthaltenen Leistung P_0 nehmen wir eine Windgeschwindigkeit von 10 m/s an, und setzen ρ = 1,225 kg/m^3, das entspricht der Luftdichte auf Meereshöhe bei 15 °C. Wir erhalten damit eine theoretische Windleistung von

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 1{,}225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 5281\,\text{m}^2 \cdot \left(10 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 = 3235\,\text{kW}$$

2.1.2 Leistungsbeiwert

Von der theoretischen Windleistung P_0 kann in der Praxis nur ein gewisser Teil technisch nutzbar gemacht werden. Aus dem Verhältnis von der durch die Windturbine entzogenen Leistung P_N und der in der Luftströmung enthaltenen Leistung P_0 definiert sich der Leistungsbeiwert c_p:

$$c_P = \frac{P_N}{P_0} \tag{8}$$

Das Prinzip der Windenergienutzung basiert auf dem Abbremsen von Luftmassen. Zur Bestimmung der nutzbaren Leistung P_N betrachten wir die Strömung durch ein idealisiertes Windrad nach Betz[1], wie es in nachfolgender Abbildung dargestellt ist.

1 ALBERT BETZ (1885 – 1968) war ein deutscher Physiker, der im Jahr 1926 die Grundlagen für die Nutzung der Windkraft entwickelt hatte.

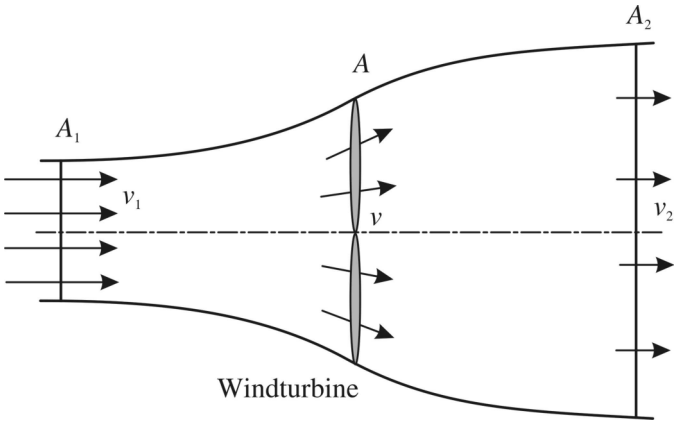


Abbildung 12: Strömungsverlauf bei einer frei umströmten Windturbine

Wir nehmen dabei eine homogene Luftströmung an, die vor dem Windrad die Geschwindigkeit v_1 hat und auf die Geschwindigkeit v_2 weit hinter dem Windrad abgebremst wird. Durch theoretische Überlegungen lässt sich nachweisen, dass dem Wind die meiste Energie entzogen wird, wenn gilt:

$$v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2)$$

In diesem Fall beträgt die Windgeschwindigkeit v am Windrad genau 2/3 von v_1 und die Windgeschwindigkeit v_2 hinter dem Windrad genau 1/3 von v_1.

Die dem Wind entnommene Leistung P_N kann folgendermaßen aus den Windgeschwindigkeiten vor und hinter dem Rotor berechnet werden:

$$P_N = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \left(v_1^2 - v_2^2\right) \cdot v \qquad (9)$$

Setzt man nun die oben erwähnten Zusammenhänge zwischen v_1, v_2 und v ein, so erhält man für die maximal entnehmbare Leistung

$$P_N = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot c_{\mathrm{P,max}} = P_0 \cdot c_{\mathrm{P,Betz}}$$

Der maximale Leistungsbeiwert wurde von Betz ermittelt und wird auch als idealer oder Betz'scher Leistungsbeiwert $c_{P,Betz}$ bezeichnet:

$$c_{\mathrm{P,Betz}} = \frac{16}{27} \approx 0{,}593 \qquad (10)$$

> Das Betz'sche Gesetz besagt, dass eine ideale Windkraftanlage höchstens 59,3 % der Windenergie in mechanische Nutzenergie umwandeln kann.

Für eine reale Windenergieanlage ergibt sich ein Leistungsbeiwert c_p, der abhängig von der Momentanwindgeschwindigkeit deutlich geringer ist als der Betz'sche Idealwert. Wir werden gleich noch sehen, welche Werte sich in der Praxis realisieren lassen.

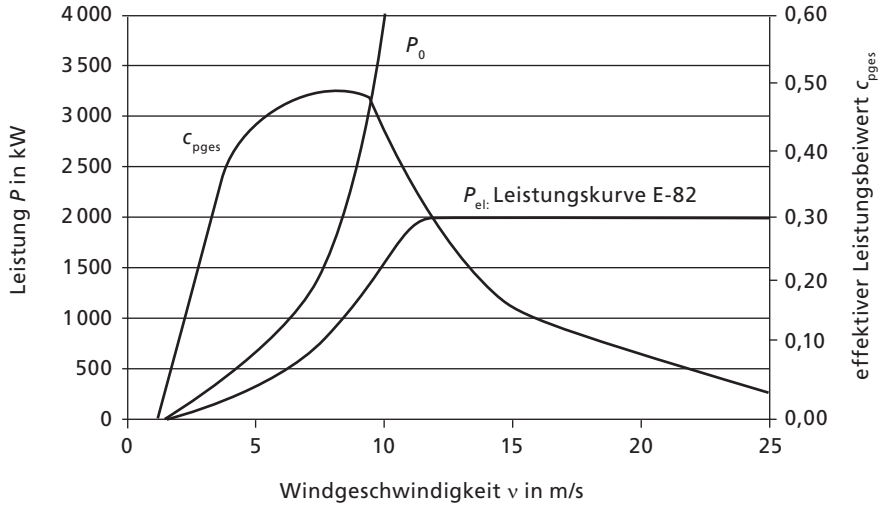
Um nicht die mechanische Leistung an der Turbinenwelle sondern die von einer Anlage abgegebene elektrische Leistung betrachten zu können, wird häufig der sogenannte effektive Leistungsbeiwert c_{eff} oder c_{pges} definiert. Dieser kann auch als Gesamtwirkungsgrad gedeutet werden.

$$c_{eff} = c_{Pges} = \frac{P_{el}}{P_0} = c_P \cdot \eta_{WEA} \text{ mit } \eta_{WEA} = \prod_i^n \eta_i \tag{11}$$

In den Anlagenwirkungsgrad η_{WEA} fließen die Wirkungsgrade des Generators, des Umrichters, des Getriebes und sonstiger relevanter Bauteile (beispielsweise Lager) mit ein.

Um unser obiges Beispiel fortzuführen: die Anlage Enercon E-82 hat eine Nennleistung von 2 MW. Mit den oben verwendeten Daten der Luftdichte $\rho = 1{,}225$ kg/m^3 und der überstrichenen Rotorfläche A = 5 281 m^2 ergibt sich die in der folgenden Abbildung dargestellte theoretische Windleistung P_0, abhängig von der Windgeschwindigkeit. Setzt man diese ins Verhältnis zu der vom Hersteller gegebenen Leistungskurve $P_{el}(v)$ so ergibt sich rechnerisch der dargestelle Verlauf von c_{pges}.

Abbildung 13: Leistungskurve und berechneter effektiver Leistungsbeiwert für die Windkraftanlage Enercon E-82



In der Darstellung können Sie erkennen, dass der effektive Leistungsbeiwert stark von der Windgeschwindigkeit v abhängt. Dessen Maximum liegt bei einem Wert von fast 50 %, was dem maximal erreichbaren Leistungsbeiwert nach Betz sehr nahe kommt, vor allem wenn man berücksichtigt, dass der Betz'sche Leistungsbeiwert $c_{P,max}$ im Gegensatz zum dargestellten, effektiven Leistungsbeiwert c_{Pges} den Anlagenwirkungsgrad η_{WEA} noch nicht enthält. Diese Nähe zum Optimum ist allerdings nur in dem kleinen Bereich der Windgeschwindigkeiten von 9 bis 10 m/s gegeben.

K ⇨ 34 Wie ändert sich die Leistung des Windes bei einer Verdopplung der Windgeschwindigkeit?

K ⇨ 7 Bestimmen Sie die theoretische Windleistung für eine winddurchsetzte Kreisfläche mit 20 m Durchmesser bei den Windgeschwindigkeiten 6 m/s und 20 m/s. Rechnen sie mit einer Luftdichte von $\rho = 1{,}225$ kg/m^3.

2.2
Bauformen und Anlagenkonzepte

2.2.1
Klassifizierung

Die ersten Windenergieanlagen arbeiteten nach dem *Widerstandsprinzip*, bei dem die von der Luftströmung auf die Rotorflächen ausgeübte Druckkraft ausgenutzt wird. Deren Leistungsbeiwerte liegen je nach Rotorprofil im Bereich von 0,03 bis 0,2. Es können also von diesen Anlagen nur maximal 20 % der vorhandenen Windenergie umgewandelt werden. Ein Beispiel ist der in Abbildung 16 gezeigte Savonius-Rotor. Die Drehbewegung entsteht, weil an der Achse gegenüberliegend zwei Körper angebracht sind, die an Vorder- und Rückseite unterschiedlichen Luftwiderstand aufweisen. Für die am Widerstandsläufer auftretende Kraft auf einen Körper nach Abbildung 14 gilt näherungsweise:

$$F_W = \frac{1}{2} \cdot c_W \cdot \rho \cdot A \cdot v_W{}^2$$

mit: F_W: resultierende Kraft
v_W: Windgeschwindigkeit an der angeströmten Fläche
A: vom Wind angeströmte Fläche
ρ: Dichte der Luft
c_W: Widerstandsbeiwert, von der Form des Körpers abhängig

Moderne WEA arbeiten nach dem *Auftriebsprinzip* und erreichen wesentlich höhere Leistungsbeiwerte bis zu $c_p = 0{,}5$. Dabei wird die am aerodynamisch gestalteten Rotorflügel entstehende Auftriebskraft genutzt. Für das Enstehen dieser Kraft ist die Anströmgeschwindigkeit v_A mit ihrem Betrag und dem Anströmwinkel maßgeblich. Wie Abbildung 14 zeigt, setzt sie sich vektoriell aus der Windgeschwindigkeit v_W und der Umfangsgeschwindigkeit u des Rotorblatts zusammen. Leider müssen wir hier aus Platzgründen auf eine genauere Untersuchung der Verhältnisse beim Auftriebsläufer verzichten.

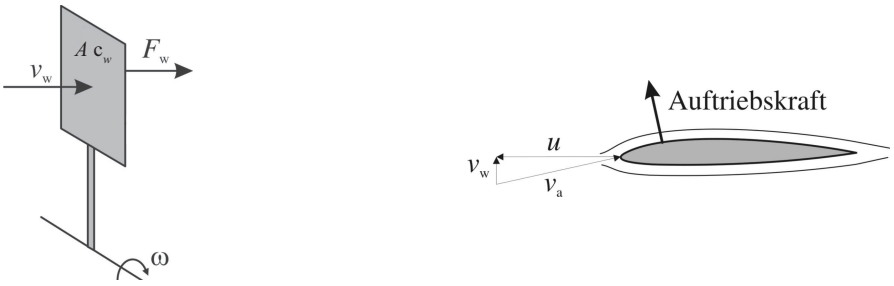


Abbildung 14: Kräfteverhältnis beim Widerstandsläufer (links) und Auftriebsläufer (rechts, Querschnitt eines Rotorblatts)

Besonders bewährt haben sich WEA mit drei Rotorblättern. Sie haben einen vergleichsweise ruhigen Lauf und lassen sich zugleich einfacher fertigen als Zweiblattausführungen. Diese werden trotz ihrer beachtlichen Materialeinsparungen nicht mehr in Betracht gezogen.

Zur Klassifizierung von WEA wird unter anderem die Schnelllaufzahl λ benutzt. Sie errechnet sich aus der Umfangsgeschwindigkeit der Rotorblattspitze *u* und der Windgeschwindigkeit in der Rotorebene *v* zu:

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\omega \cdot r}{v} = \frac{2\pi \cdot n \cdot r}{v} \tag{12}$$

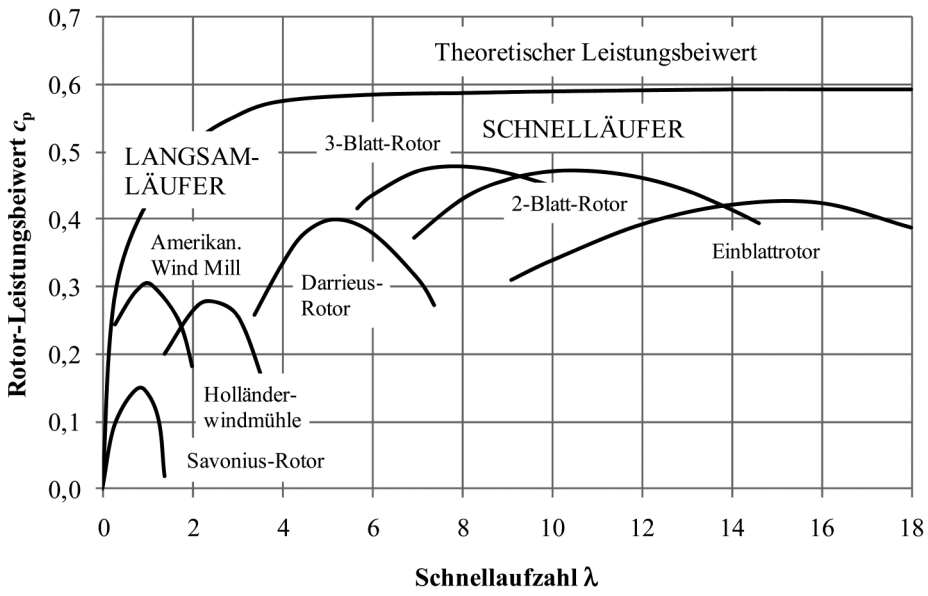
mit *r*: Rotorradius
n: Drehzahl

Je länger das Rotorblatt und je schneller die Rotordrehzahl, desto größer ist die Schnelllaufzahl bei gleicher Windgeschwindigkeit.

Langsamläufer haben ein Auslegungsschnelllaufzahl von maximal 2,5. In dieser Kategorie finden wir die Westernmill, die Bockwindmühle und die Holländerwindmühle.

Schnellläufer sind Auftriebsläufer mit einer Schnelllaufzahl von 2,5 bis 15. In dieser Kategorie finden wir alle zur Stromerzeugung eingesetzten Windkraftanlagen mit einem bis drei Rotorblätter. Typische Auslegungs-Schnelllaufzahlen liegen bei λ = 3 … 6 für WEA mit drei Rotorblättern und bei λ = 6 … 12 für zweiblättrige WEA. In Abbildung 15 sehen Sie, welche Leistungsbeiwerte in Abhängigkeit von der Schnelllaufzahl bei den unterschiedlichen Bauformen möglich sind.

Abbildung 15: Kennlinie des Leistungsbeiwerts von Windrotoren unterschiedlicher Bauart



Neben der Klassifizierung anhand der Schnellaufzahl können WEA nach der Lage der Rotationsachse in Anlagen mit vertikaler oder horizontaler Achse unterteilt werden.

WEA mit *vertikaler Achse* stellen die älteste Bauform dar. Die spezifischen Vorteile sind die Windrichtungsunabhängigkeit, die größere Sturmsicherheit und die prinzipiell einfache Bauart mit der Möglichkeit, die Maschinenkomponenten, Getriebe und Generator am Boden anbringen zu können. Der große Nachteil ist, dass sich die Drehzahl oder die Leistung durch Verstellen der Rotorblätter nicht regulieren lassen. Beispiele von WEA mit vertikalen Achsen sind die in Abbildung 16 dargestellten Typen.

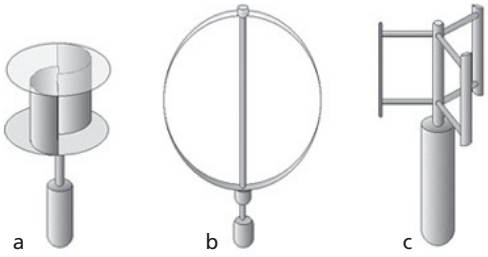


Abbildung 16:
Rotorformen mit vertikaler Drehachse:
a) Savonius Rotor,
b) Darrieus-Rotor und
c) H-Rotor

Zur Stromerzeugung werden heute hauptsächlich WEA mit *horizontalen Achsen* eingesetzt, wie sie Abbildung 17 zeigt. Gegenüber den WEA mit vertikalen Achsen bieten sie Vorteile im Hinblick auf das Anlaufverhalten, die Regelbarkeit und die Nutzung in weiten Geschwindigkeitsbereichen. Durch das Verstellen der Rotorblätter um ihre Längsachse (Blatteinstellwinkelregelung) kann die Drehzahl und die Leistungsabgabe geregelt werden. Zudem wird dadurch ein wirksamer Schutz gegen Überdrehzahlen möglich. Nachteilig sind die hohen Kosten für den Bau des Turms und die Unterbringung des Maschinenhauses am Turmkopf.

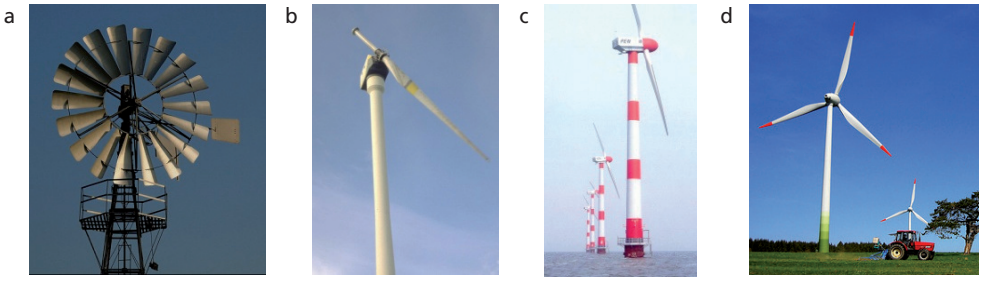


Abbildung 17:
Rotorformen mit horizontaler Drehachse:
a) Western Mill;
b) Einblattrotor;
c) Zweiblattrotor;
d) Dreiblattrotor.

Windenergieanlagen werden fast ausschließlich als *Luvläufer* gefertigt. Das bedeutet, dass der vor dem Triebstrang laufende Rotor frontal, also von vorn, vom Wind angeströmt wird. Die Nachführung in die entsprechend vorherrschende Windrichtung erfolgt je nach Baugröße mithilfe von Steuerfahnen, einem Seitenrad oder einem Motor, der von einer Steuerelektronik mit Windmesssystem angesteuert wird. Beim selten anzutreffenden *Leeläufer* findet prinzipbedingt eine automatische Windnachführung statt, jedoch wird ein Rotorblatt, wenn es sich in seiner Drehbewegung gerade im Windschatten des Turms befindet, nicht angetrieben. Dadurch entstehen ständig wechselnde Querkräfte auf den Triebstrang und starke mechanische Beanspruchungen.

2.2.2
Aufbau einer modernen Windkraftanlage

Ab hier konzentrieren wir uns auf die moderne Bauform des Auftriebsläufers mit horizontaler Achse. In Abbildung 18a sehen Sie den prinzipiellen Aufbau einer WEA mit Getriebe und Generator, Abbildung 18b zeigt den Turmkopf einer Variante mit einem getriebelosen, vielpoligen Generator.

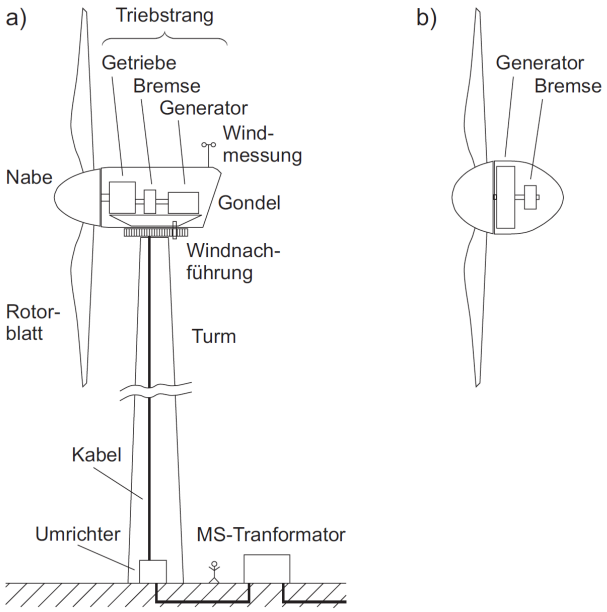


Abbildung 18: Aufbau einer Windenergieanlage: a) Prinzipdarstellung eines Luvläufers mit Getriebe und vierpoligem Generator; b) Turmkopf einer getriebelosen WEA mit vielpoligem Generator (Quelle: K. Heuck et al)

Die auf dem Turm montierte Gondel stellt den Kern einer WEA dar. Sie besteht aus der Nabe mit den Rotorblättern und dem Triebstrang, der wiederum das Getriebe (sofern vorhanden), die mechanischen Bremsen und den Generator umfasst.

Die Form der Gondel wird vom installierten Generatorsystem bestimmt. Schnelldrehende Generatoren erfordern zur Anpassung ihrer Drehzahl an die Rotorblattfrequenz ein Getriebe mit Übersetzungen von etwa 1:10 bis 1:70, dessen Anordnung zu einem längeren Triebstrang und damit zu einer längeren Gondelform führt. Vielpolige Generatoren benötigen wegen ihrer geringeren Synchrondrehzahl kein Getriebe. Das wirkt sich positiv auf den Wirkungsgrad und die Zuverlässigkeit der Anlage aus. Die höhere Polzahl der Generatoren wird bekanntlich durch die Anordnung vieler Spulenpaare erreicht. Dadurch vergrößern sich der Generator- und damit auch der Gondeldurchmesser im Vergleich zu einer WEA mit Getriebe erheblich. In der folgenden Abbildung sind verschiedene Gondelausführungen gezeigt.

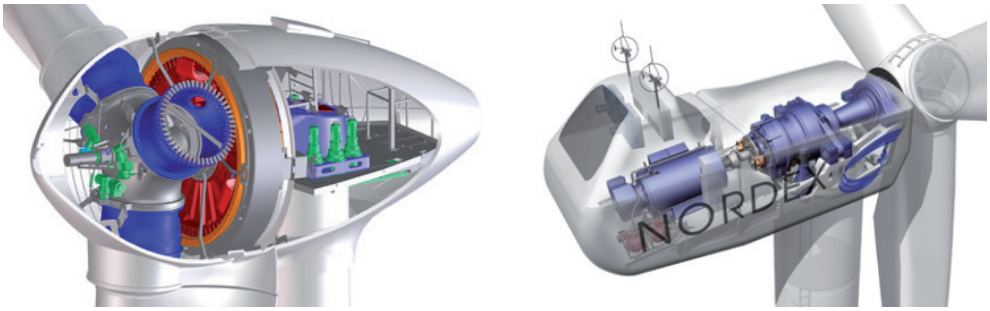


Abbildung 19: Verschiedene Gondelausführungen a) WEA Enercon E-82, vielpoliger Generator ohne Getriebe, Bemessungsleistung: 2 MW, Rotordurchmesser: 82 m (Quelle: Enercon) b) WEA Nordex N80, schnell drehender Generator mit Getriebe, Bemessungsleistung 2,5 MW, Rotordurchmesser: 80 m (Quelle: Nordex)

Für große Leistungen wächst somit bei schnell drehenden Generatoren die Getriebebelastung und demzufolge die Möglichkeit eines mechanischen Ausfalls. Getriebelose Anlagen weisen dagegen einen hohen Durchmesser und ein großes Gewicht auf. Beispielsweise wiegt eine Gondel inklusive Rotor einer 6,0 MW getriebelosen Windkraftanlage 550 Tonnen! In Leistungsbereichen ab 5 MW werden außerdem die Generatorströme so hoch, dass der Übergang zur Mittelspannung sinnvoll ist. Eine mögliche

Lösung dafür stellt der Einsatz eines Mittelspannungsgenerators mit hoher Polzahl dar. Kombiniert man diesen mit einem langsam drehenden Getriebe, können dabei sowohl die mechanische Belastung des Getriebes als auch der Generatordurchmesser begrenzt werden.

2.2.3 Leistungsregelung und -begrenzung

Mit zunehmender Windgeschwindigkeit wachsen nicht nur die Kräfte an der Windkraftanlage sondern auch die Drehzahl und gemäß Gleichung (9) die auf den Rotor übertragene Leistung. Deshalb eine Einrichtung zur Begrenzung der Leistung oder Rotordrehzahl notwendig, die verhindert, dass der Generator überlastet wird. Bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten müssen außerdem die Rotoren stillgesetzt und festgebremst werden.

Um die Leistungsaufnahme des Rotors zu beschränken werden zwei aerodynamische Methoden verwendet:

- Stall-Regelung (passive Regelung) durch Strömungsabriss
- Pitch-Regelung (aktive Regelung) durch Verdrehen der Flügel des Rotors

Stall-Regelung

Die Rotorblätter sind starr an die Achse montiert und lassen keine Verstellung des Anstellwinkels zu. Mit zunehmender Windgeschwindigkeit steigt dadurch der Anströmwinkel an, wie Sie in Abbildung 20a erkennen können, und es kommt zum Strömungsabriss (engl.: stall). Dadurch geht der Auftrieb weitgehend verloren. Die Leistung, die vom Wind an den Rotor abgegeben wird, lässt sich somit begrenzen.

Vorteilhaft ist, dass sich die Stall-Regelung durch konstruktive Maßnahmen ohne großen technischen Aufwand und somit sehr kostengünstig realisieren lässt. Der Nachteil der Stall-Regelung sind die geringen Einflussmöglichkeiten beim Betrieb, denn es handelt sich um eine rein passive Regelung. Nach Erreichen der Maximalleistung geht bei stallgeregelten Anlagen die Leistung bei zunehmender Windgeschwindigkeit wieder zurück und bleibt nicht auf konstantem Niveau. Schließlich lassen sich die Maximalleistung und das Eintreten des Strömungsabrisses bei einem neu entworfenen Rotorblattes nur schwer durch Berechnungen vorhersagen.
Wegen dieser Nachteile wird heute bei vielen WEA die Pitch-Regelung bevorzugt, auch wenn hier der technische Aufwand deutlich größer ist.

Pitch-Regelung

Im Gegensatz zur Stall-Regelung kann bei der Pitch-Regelung der Anstellwinkel durch aktive Veränderung des Blatteinstellwinkels vergrößert oder verkleinert werden. Bei größeren Windgeschwindigkeiten wird das Rotorblatt in den Wind gedreht, wie Abbildung 20b zeigt. Hierdurch wird der Anstellwinkel verkleinert und die Leistungsaufnahme des Rotorblatts aktiv verändert. Der konstruktive Aufwand einer pitch-geregelten Windkraftanlage ist größer, denn hier müssen die Rotorblätter in der Rotornabe drehbar gelagert sein. Die Blattverstellung kann bei kleineren Anlagen mechanisch über die Nutzung der Zentrifugalkraft erfolgen. Bei großen Anlagen wird jedes Rotorblatt durch einen Elektromotor in die gewünschte Stellung gebracht.

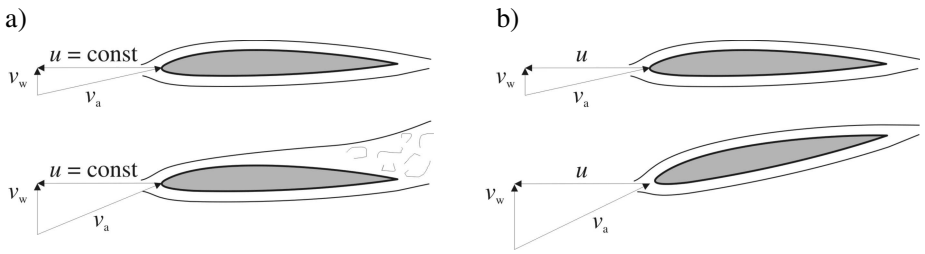


Abbildung 20:
Leistungsbegrenzung durch
a) Stall-Regelung und
b) Pitch-Regelung

Im Fall der Abschaltung der WEA bei einem Sturm ($v > 25 \ldots 35$ m/s) kann das Rotorblatt bei der Pitch-Regelung in eine Fahnenstellung gedreht werden. Dadurch wird die Leistungsaufnahme minimiert und eine Beschädigung der WEA verhindert.

Ein weiterer Vorteil der Pitch-Regelung ist, dass auch bei Leistungen unterhalb des Nennwerts das Rotorblatt so gedreht werden kann, dass trotz unterschiedlicher Windgeschwindigkeiten immer ein optimaler Anströmwinkel entsteht. Nur auf diese Weise kann dem Wind die meiste Leistung entzogen werden.

> Auch wenn die Pitch-Regelung aufwendiger und teurer ist als die Stall-Regelung bietet sie den Vorteil der wesentlich genaueren Steuerung der Rotorleistung.

2.2.4 Elektrische Anlagenkonzepte

Für die Netzintegration der WEA werden verschiedene Anlagenkonzepte verwirklicht, die von der Eignung der Generatoren für unterschiedliche Netzbedingungen bestimmt werden. Hierbei spielt der Einsatz moderner Leistungselektronik eine entscheidende Rolle.

Asynchrongeneratoren

Für die direkte Netzkopplung von Windkraftanlagen kleinerer und mittlerer Leistung eignen sich die preiswerten und robusten Asynchrongeneratoren (Abbildung 21a). Der Rotor der WEA dreht innerhalb der Schlupfgrenzen mit der vom Netz vorgegebenen Drehzahl. Somit entfällt eine aufwendige Synchronisiereinrichtung. Der Asynchrongenerator „synchronisiert“ sich innerhalb des zulässigen Schlupfes selbst. Der Schlupf darf aus Stabilitätsgründen jedoch nicht beliebig hohe Werte annehmen, da sonst das Kippmoment überschritten wird und der Generator durchgehen kann. Da gewöhnliche Asynchronmaschinen mit Kurzschlussläufer (induktiven) Blindstrom benötigen, muss dieser aus dem Netz oder durch eine Kondensatoranlage bereitgestellt werden.

Alternativ lässt sich durch eine doppeltgespeiste Asynchronmaschine mit Direktumrichter im Läuferkreis (Schleifringläufer) ein netzsynchrones Spannungssystem erzeugen (Abb. 44b). Die Frequenz des Direktumrichters wird so geregelt, dass sie zusammen mit der variablen Läuferfrequenz im Ständer immer eine 50 Hz-Spannung induziert. Es lassen sich über- und untersynchrone Drehzahlen einstellen. Ferner erlaubt der doppelt gespeiste Asynchrongenerator eine unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung.

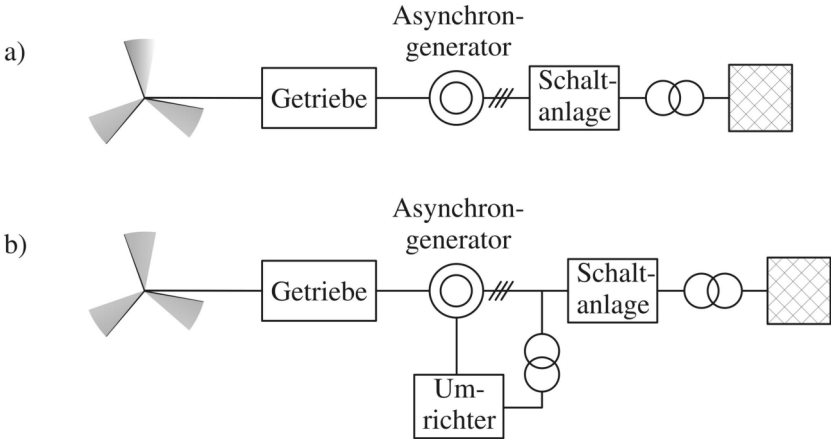


Abbildung 21:
Asynchrongeneratorkonzepte für Windkraftanlagen:
a) direkte Netzkopplung,
b) doppeltgespeister Asynchrongenerator

Synchrongeneratoren

Synchrongeneratoren sind für die direkte Netzkopplung wenig geeignet. Wegen der konstanten netzsynchronen Rotordrehzahl stellen Leistungssprünge große mechanische Belastungen für die Windkraftanlage dar und wirken sich negativ auf die Stabilität im Netz aus. Die Nachteile der starren Kopplung können durch eine indirekte Netzkopplung vermieden werden, die Sie in Abbildung 22 sehen können.

Dabei schaltet man zwischen Generator und Netz einen Frequenzumrichter mit Gleichstromzwischenkreis. Der Synchrongenerator darf dann in Grenzen eine veränderliche Drehzahl annehmen und eine Spannung veränderlicher Frequenz erzeugen. Ein AC/DC-Wandler wandelt die frequenzvariable Generatorspannung zunächst in eine Gleichspannung um, aus der anschließend ein Wechselrichter unabhängig von der Rotordrehzahl eine frequenzkonstante 50-Hz-Spannung synthetisiert. Diese erlaubt eine synchrone Kopplung mit dem Netz.

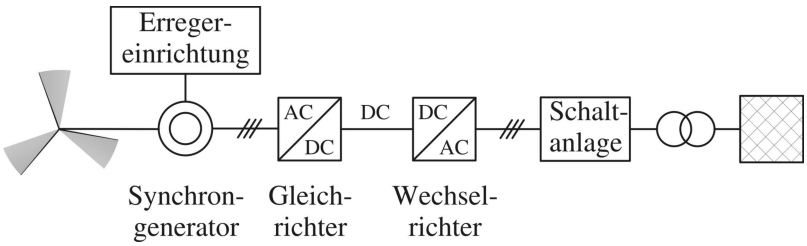


Abbildung 22:
Ankopplung einer WEA mit Synchrongenerator über einen Gleichstromzwischenkreis

Welche der folgenden Begriffe charakterisieren einen Darrieus-Rotor? K ⇨5

() Widerstandsläufer
() Auftriebsläufer
() Vertikalachsen-WEA
() Horizontalachsen-WEA
() Langsamläufer
() Schnelläufer
() Luvläufer
() Leeläufer

Von einer WEA sind folgende Daten gegeben: Rotordurchmesser 82 m, Blattanzahl 3, Drehzahl 6 bis 18,5 U/min. K ⇨9
Bestimmen Sie die maximale Umfangsgeschwindigkeit *u* der Rotorblattspitze. Wie Sie Abbildung 15 entnehmen können, erreicht die WEA bei einer Schnelllaufzahl von ungefähr 7 den größten Wirkungsgrad. Berechnen Sie dafür die Auslegungswindgeschwindigkeit.

K ⇨12 Beschreiben Sie die beiden Methoden zur Begrenzung der Leistungsaufnahme des Rotors.

K ⇨17 Recherchieren Sie im Internet bei einem Hersteller von WEA: Welches elektrische Anlagenkonzept wird von diesem eingesetzt?

2.3 Netzintegration

Um den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erhöhen ist eine effiziente Integration von Windenergieleistungen an Land und auf See in das elektrische Verbundsystem wichtig, da Windenergie mittelfristig das größte Potential hat.

Mit dem schnellen Wachstum der Windenergienutzung stellen sich neue Herausforderungen an die Netzbetreiber und die klassischen Stromerzeuger:

- Die überwiegend im Norden Deutschlands und Offshore produzierte Energie muss über Leitungen angemessener Kapazität in die Verbraucherzentren in Mittel- und Süddeutschland transportiert werden, da im Norden die Produktion den Bedarf übersteigt. Hierzu ist ein signifikanter Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich. So hat die Deutsche Energieagentur (dena) in ihrer Netzstudie I (www.dena.de/dena-netzstudie1) die Notwendigkeit zusätzlicher 380-kV-Leitungen von insgesamt 850 km bis zum Jahr 2015 ermittelt.
- Die weitgehend nicht deterministische Natur der Energie aus Windkraft verlangt nach einer angemessenen, stets verfügbaren, schnell regelbaren Kraftwerksleistung, um bei schwachem Windaufkommen die ausbleibende Erzeugung praktisch in Echtzeit ausgleichen zu können. Dies erfordert einen Ausbau und eine partielle Nachrüstung des bestehenden Kraftwerkparks.

Die Auswirkungen innovativer und kostengünstiger Systemlösungen wurden im zweiten Teil der dena-Netzstudie untersucht. Insbesondere sind Leitungstemperaturmonitoring, Heißleiterseile, Erzeugungs- und Einspeisemanagement, Lastmanagement und bereits heute verfügbare Speichertechnologien, wie Druckluftspeicherkraftwerke und unterirdische Pumpspeicherkraftwerke zu nennen.

2.4 Entwicklung der Windenergienutzung

Ende 2009 war in der EU eine Windenergiekapazität von rund 75 GW installiert, das entspricht einem Anteil von 47 % an der globalen Windenergiekapazität, die bei knapp 158 GW lag. Der Aufschwung in der Windenergienutzung in der EU war in den letzten Jahren vor allem auf den Ausbau in Deutschland und Spanien zurückzuführen. Ende 2009 entfallen auf diese beiden Länder 43 % der gesamten EU-Windenergiekapazitäten oder rund 28 % der globalen Kapazitäten. Ende 2009 lag Deutschland mit insgesamt 25 777 MW auf dem 2. Platz der globalen Top 10, nach den USA (35 159 MW) und vor China (25 104 MW), Spanien (19 149 MW) und Indien (10 926 MW).

Abbildung 23 zeigt die Entwicklung des Ausbaus der Kapazitäten in der EU. Die Windkraft hat in Deutschland im Jahre 2009 zu 6,5 % zur gesamten Stromerzeugung beigetragen.

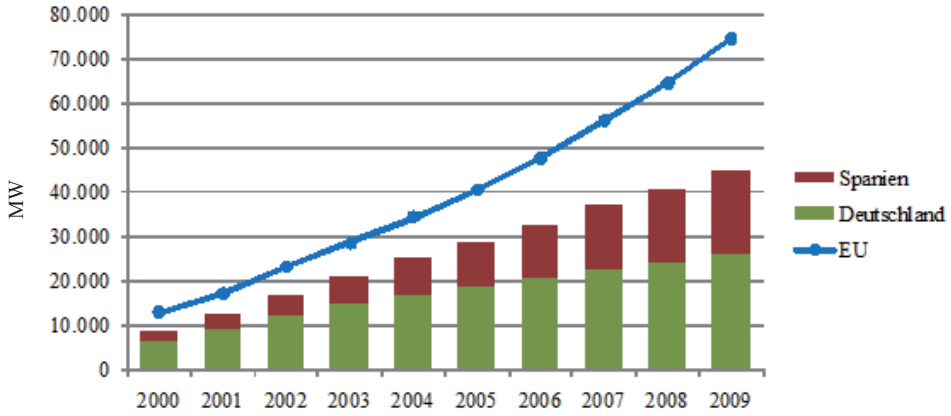


Abbildung 23: Entwicklung der kumulierten Windenergieleistung in Spanien, Deutschland und der EU (Quelle: BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen)

Abbildung 24 stellt die Anzahl der installierten Anlagen in Deutschland und ihre gesamte Leistung dar. Die Grafik belegt, dass die durchschnittliche Leistung pro Anlage durch technische Neuerungen stark gesteigert werden konnte.

Wie bereits gesagt, hängt die Wirtschaftlichkeit einer WEA von den örtlichen Wetterverhältnissen ab. Größere Anlagen (ab 100 kW) können nur an Orten, an denen die Windgeschwindigkeit an mindestens 50 % aller Jahresstunden 5 m/s (gemessen 10 m über Grund) beträgt, lohnend betrieben werden. In den verschiedenen Regionen Deutschlands wird die Windenergie deshalb unterschiedlich stark genutzt (Abbildung 25). Gute bis sehr gute Bedingungen herrschen an Deutschlands Nord- und Ostseeküste. In der vordersten Küstenlinie und den vorgelagerten Inseln liegt ein Jahresdurchschnitt von 6 bis 6,5 m/s vor. Im Landesinneren kommen nur die ebenen Landschaften in den nördlichen Regionen und exponierte Lagen der Mittel- und Hochgebirge zur Windenergienutzung in Frage. In den Bundesländern Niedersachsen (2010: 5257 Anlagen, 6513 MW installierte Leistung), Brandenburg (2929, 4285 MW), Schleswig-Holstein (2792, 2915 MW) und Sachsen-Anhalt (2269, 3382 MW) ist die Windkraft am stärksten ausgebaut.

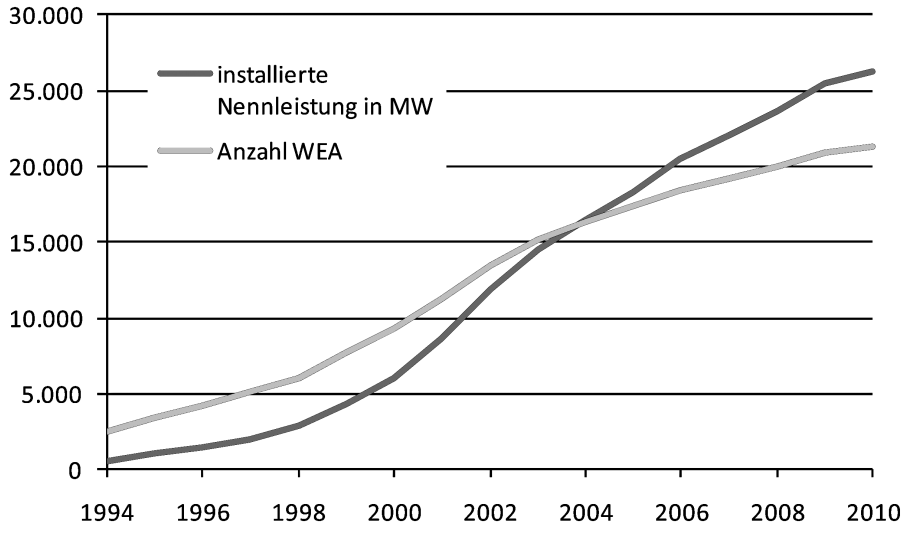


Abbildung 24: Entwicklung der installierten Nennleistung und Anzahl aller WEA in Deutschland (Quelle: www.windmonitor.de)

Durch die Abhängigkeit von den Windverhältnissen arbeiten die WEA trotz einer technischen Verfügbarkeit[1] von 98 % nur wenige Stunden pro Jahr im Nennbetrieb. Deshalb wurden im Jahre 2009 in Deutschland trotz einer installierten Leistung von 25 777 MW nur 37 809 GWh elektrische Energie erzeugt. Dies entspricht 1467 Vollaststunden und damit einer durchschnittlichen Arbeitsausnutzung von 16,7 % (bei 8 760 h im Jahr). Dabei ist die so berechnete durchschnittliche Auslastung der WEA in küstennahen Standorten deutlich höher als im Binnenland.

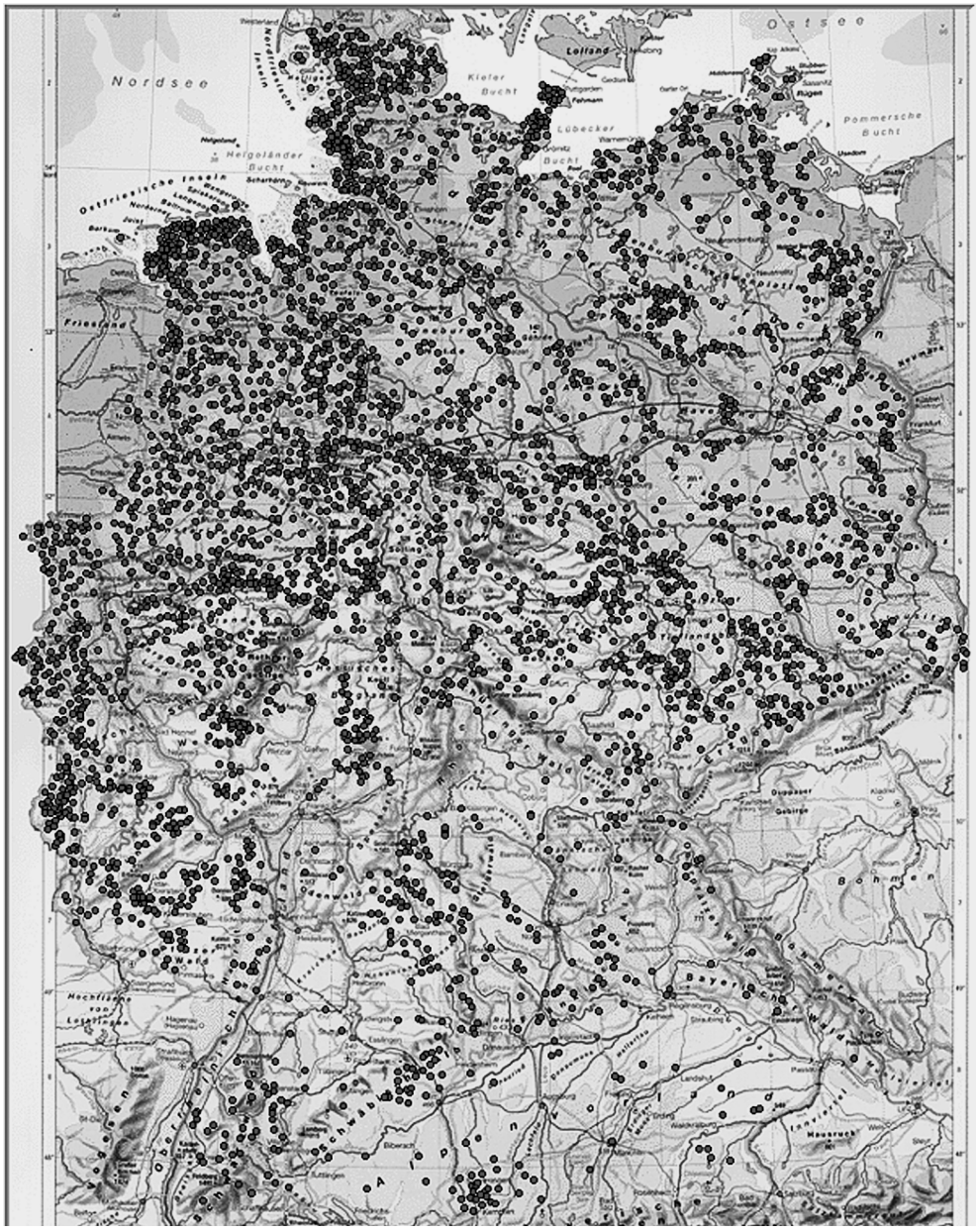


Abbildung 25: Räumliche Verteilung der Windenergieanlagen in Deutschland im Januar 2010 (Quelle: www.windmonitor.de)

1 Die technische Verfügbarkeit ist das Verhältnis der Stunden, in denen eine Anlage im Laufe des Jahres betriebsbereit oder in Betrieb ist, zur gesamten Zahl von 8760 Stunden.

2.5
Offshore Windenergie

Der weltweit erste Offshore-Windpark bei Vindeby, Dänemark wurde bereits 1991 in Betrieb genommen. Nachdem in den neunziger Jahren nur wenige Parks hinzukamen, begann mit dem Beginn des 21. Jahrhunderts ein exponentieller Anstieg der offshore installierten Windkraftleistung.

Dabei befindet sich der Ausbau der Offshore-Windenergie erst am Anfang. Bis zum Jahr 2020 sollen nach einer Studie der European Wind Energy Associaton zwischen 20 und 40 GW Windleistung in Europas Gewässern installiert werden, was Sie für Nordeuropa in Abbildung 26 sehen können.

In den Weltmeeren waren im Oktober 2009 33 Windparks mit insgesamt über 780 WEA und einer gesamten Nennleistung von 1 800 MW in Betrieb: 15 in der Nordsee, 9 in der Ostsee und 7 in der irischen See sowie 2 chinesische Offshore-Windparks im Chinesischen Meer. Zwei Kriterien,wurden hierbei zur Definition eines Offshore-Standortes zugrundegelegt: Küstenentfernung größer als 500 m und Wassertiefe tiefer als 2 m.

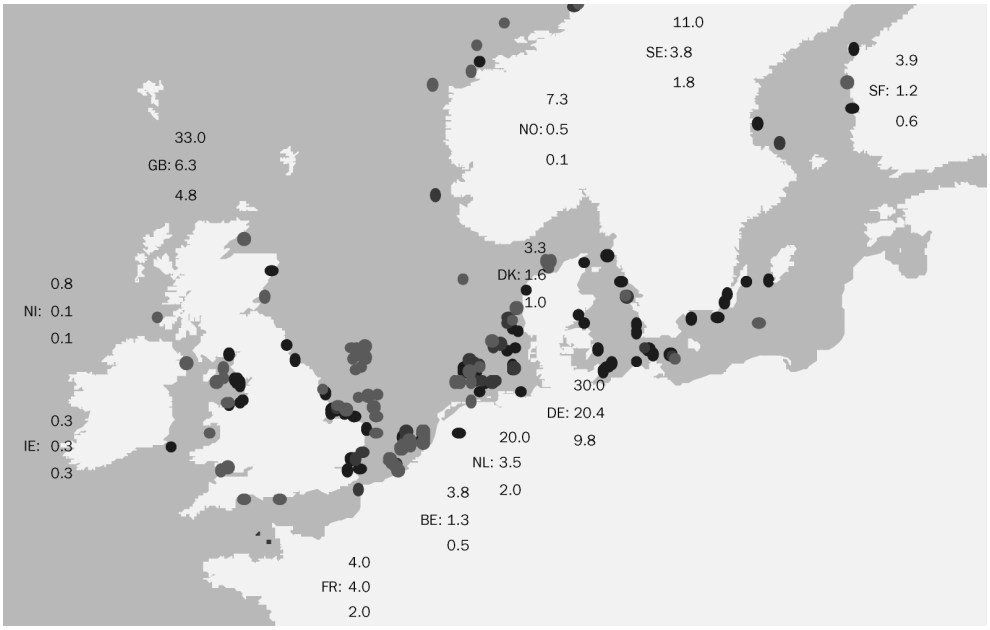


Abbildung 26:
Geplante Offshore-Standorte in Nordeuropa. Die Zahlenwerte geben die nationalen Ausbauziele in GW wieder: unterster Wert bis 2015, mittlerer Wert bis 2020, oberster Wert bis 2030
(Quelle TradeWind, 2009)

Während andere europäische Länder bereits Erfahrungen auf dem Gebiet der Offshore-Windenergie sammeln, hat Deutschland den Einstieg in das Offshore-Geschäft erst im Jahr 2009 mit dem ersten Offshore-Windpark alpha ventus vollzogen. Der Ausbau in Deutschland wurde vor allem durch die Berücksichtigung ökologischer Belange verzögert. Die in Deutschland geplanten Projekte befinden sich in einer mittleren Küstenentfernung von ungefähr 40 km und in einer mittleren Wassertiefe von ungefähr 30 m, um den Nationalpark Wattenmeer nicht zu beeinträchtigen. Wie Abbildung 27 gezeigt, unterscheiden sich die verfügbaren Standorte für die Offshore-Windenergie in Deutschland somit erheblich von den Standorten der bereits realisierten internationalen Offshore-Projekte.

Eine große technische Herausforderung ist die Verankerung der Anlagen im Meeresboden. Zu den äußerst dynamischen Belastungen durch den Wind kommen die Belas-

tungen durch das Wasser. In 30 m Wassertiefe machen die Belastungen durch die Wellen sogar 85 % der Gesamtbeanspruchung aus.

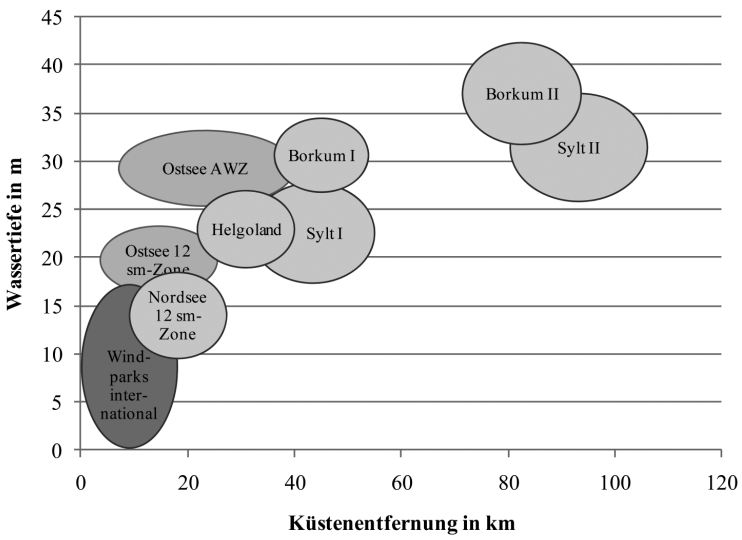


Abbildung 27: Offshore Windenergie – Wassertiefe und Küstenentfernung deutscher Standorte (www.windmonitor.de)

Wir sind jetzt in der Lage das Thema Windenergie kurz zusammenzufassen:

Im Wind steckt Energie, die mithilfe von Windenergieanlagen nutzbar gemacht werden kann. Der Leistungsbeiwert c_p gibt an, welcher Energieanteil eine Anlage dem Wind entzieht. Theoretisch können das maximal 59 % sein, praktisch werden bis zu 50 % erreicht. Das gilt für Auftriebsläufer, die mit aerodynamisch gestalteten Rotorflügeln Auftriebskräfte nutzen. Widerstandsläufer nutzen hingegen die Widerstandkräfte, die bei unterschiedlichen Körpern durch Anströmung entstehen und haben weit darunter liegende Leistungsbeiwerte. Die heute verbreitete Bauform ist der Auftriebsläufer mit drei Rotorblättern und horizontaler Achse. Man unterscheidet dabei Anlagen mit vierpoligem Standardgenerator und Getriebe von den getriebelosen Anlagen mit speziell entwickeltem vielpoligen Generator. Für die Entkopplung der Rotordrehzahl von der Netzfrequenz wird in beiden Fällen Leistungselektronik eingesetzt. Weltweit befindet sich die Windenergienutzung in einem seit Jahren anhaltenden Aufbau, der sich wegen der stark von der Windgeschwindigkeit abhängigen Wirtschaftlichkeit besonders auf die Küstenregionen und zukünftig verstärkt auf den Offshore-Bereich konzentriert.

3
Bioenergie

3.1
Arten, Vorkommen, Potentiale

Sämtliche Stoffe organischer Herkunft (Pflanzen und Lebewesen) werden unter dem Begriff *Biomasse* zusammengefasst. Die durch die Photosynthese in C-H-O-Verbindungen umgewandelte und gespeicherte Sonnenenergie in der Biomasse bildet die Grundsubstanz aller natürlichen Brennstoffe. Dabei zählen wir die fossilen Energieträger wie beispielsweise Erdöl nicht zu den Bioenergieträgern. Diese Rohstoffe wurden in einem mehrere Millionen Jahre dauernden Prozess aus Biomasse gewonnen. Aufgrund dieser für den Menschen unüberschaubar langen Zeitspanne kann hier jedoch nicht von einem Bio-Energieträger gesprochen werden.

Grundsätzlich wird differenziert in:

- feste (z. B. Holz, Stroh)
- flüssige (z. B. Pflanzenöle, Ethanol) und
- gasförmige Biomasse (z. B. Biogas).

Bei der energetischen Nutzung der in der Biomasse gebundenen chemischen Energie wird diese End- oder Nutzenergie als *Bioenergie* bezeichnet. In diesem Zusammenhang kann die Biomasse weiterhin in *Nachwachsende Rohstoffe* sowie *organische Reststoffe und Abfall* unterschieden werden. Zu den nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) zählen landwirtschaftliche Produkte wie:

- pflanzenölhaltige Früchte (Raps, Soja, Lein, Sonnenblume)
- stärkehaltige Früchte (Mais, Getreide, Kartoffel)
- zuckerhaltige Früchte (Zuckerrübe, Zuckerrohr)
- Lignocellulosepflanzen (Miscanthus, schnellwachsende Baumarten (Weide, Pappel) im Kurzumtrieb, auch bezeichnet als Kurzumtriebsplantage (KUP)).

Organische Reststoffe sowie Abfälle die ebenfalls der Biomasse zugeordnet werden sind:

- Holzartige Biomasse (Rest- und Abfallholz)
- Halmgutartige Biomasse (Stroh, Gras)
- Exkremente aus der landwirtschaftlichen Produktion (Gülle, Mist)
- Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Kommunalwirtschaft (Altholz, Schlachtabfälle, Siedlungsabfälle)
- Organisch belastete Abwässer kommunaler und industrieller Herkunft (Klärschlamm).

Wie Abbildung 28 zeigt, leistet schon heute die Biomasse den größten Einzelbeitrag unter den erneuerbaren Energien in Deutschland. So werden insgesamt ca. 70 % der erneuerbaren Primärenergie aus festen, flüssigen und gasförmigen Biomasse-Brenn- und Kraftstoffen bereitgestellt. Dabei dominieren Energieträger aus Biomasse besonders im Bereich der regenerativen Wärmebereitstellung. Etwa 91 % der in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärme wird durch die Verbrennung von Biomasse gewonnen.[1]

1 Quelle: FNR, Bioenergie Basisdaten Deutschland; 2010

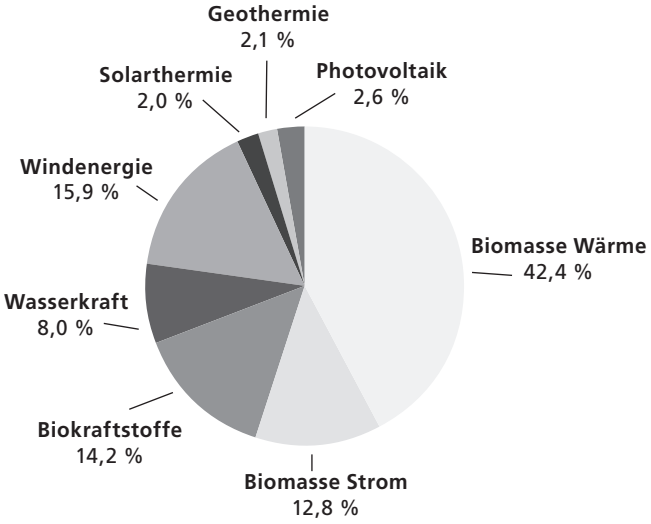


Abbildung 28: Primärenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2009 (Quelle: BMU, AGEE-Stat)

Die Möglichkeiten einer energetischen Biomassenutzung sind vielfältig. So ist die in Kapitel 3.3 beschriebene Verbrennung von Bioenergieträgern, wie etwa Holz, die älteste und im Allgemeinen bekannteste Form der Bioenergieumwandlung. Für verschiedene Anwendungen ist es jedoch notwendig, über diverse Aufbereitungsschritte aus der zur Verfügung stehenden Rohbiomasse feste, flüssige oder gasförmige Sekundärenergieträger herzustellen. Diese Veredelungsprozesse lassen sich, wie in Abbildung 29 dargestellt, in bestimmte Verfahren unterscheiden. In den folgenden Kapiteln wollen wir diese Umwandlungsprozesse und ihre Eigenschaften betrachten.

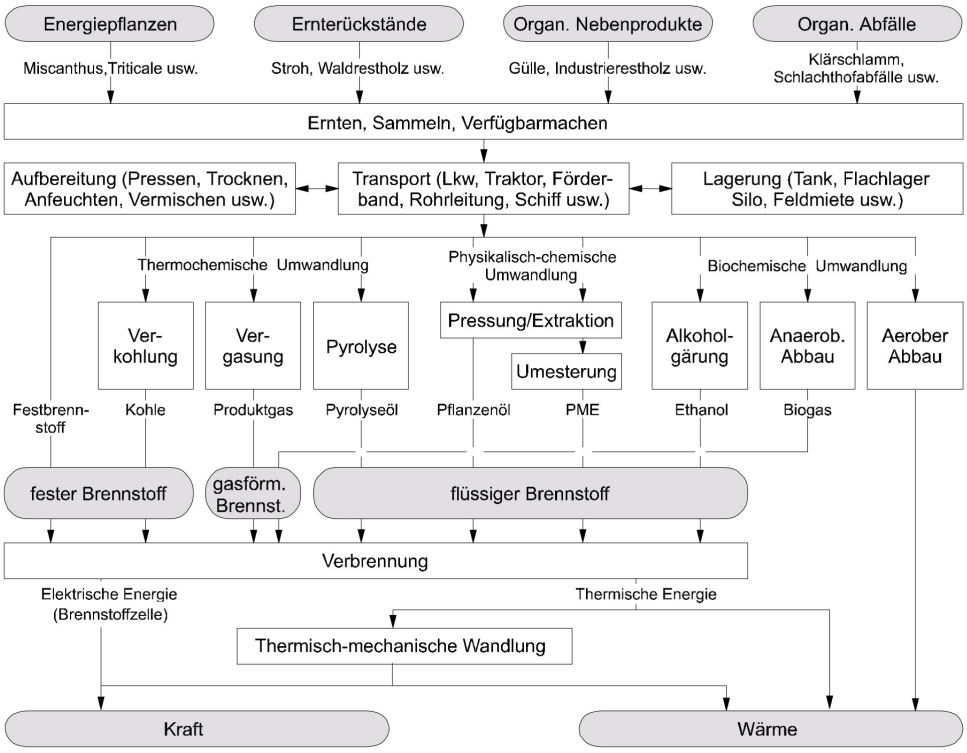


Abbildung 29: Schematischer Aufbau typischer Bereitstellungsketten zur End- bzw. Nutzenergiebereitstellung aus Biomasse[1]

1 Quelle: Kaltschnitt & Hartmann, Energie aus Biomasse, 2001

Was versteht man unter dem Begriff Biomasse? K ⇨11

Nennen Sie Beispiele für NawaRo. K ⇨14

Wie kann organische Biomasse energetische genutzt werden? K ⇨19

3.2 Thermo-chemische Umwandlung

In diesem Abschnitt werden Sie das Verfahren zur Thermo-chemischen Umwandlung von Biomasse kennenlernen. Die Technologien der Physikalisch-chemischen und Biochemischen Umwandlung werden wir anschließend in den Kapiteln 3.4 und 3.5 behandeln.

Die Thermo-Chemische Umwandlung von Biomasse lässt sich im Wesentlichen in drei Verfahren unterteilen:

- Verkohlung
- Vergasung
- Pyrolyse

Bei der *Verkohlung* wird durch eine thermische Zersetzung der Biomasse reine Holzkohle gewonnen. Das Verfahren erfordert jedoch einen hohen Energieeinsatz und wird daher in der Praxis nicht energetisch genutzt. Die *Pyrolyse* ist ein Prozess zur thermochemischen Spaltung von organischen Verbindungen. Sie ist ein Teilprozess vieler thermochemischer Umwandlungen wie der Vergasung und Verbrennung, kann jedoch auch als alleinstehender Prozess zur thermochemischen Gewinnung eines flüssigen Sekundärenergieträgers genutzt werden. Als Ausgangsprodukt kann dabei die Biomasse als Feststoff oder aber das zuvor durch *Vergasung* daraus gewonnene Zwischenprodukt verwendet werden. Diesen Prozess der Gaserzeugung wollen wir im Folgenden ausführlicher betrachten.

Als thermochemische Vergasung wird das Verfahren zur Umwandlung fester Kohlenstoffverbindungen in ein Gemisch brennbarer Gase als Sekundärenergieträger mithilfe sauerstoffhaltiger Vergasungsmittel bezeichnet. Somit ist das Ziel der thermochemischen Vergasung die Umwandlung fester Biomasse zu einem gasförmigen Energieträger der hinsichtlich Handhabung, Lagerung und Konversion entscheidende Vorteile aufweist. Das produzierte Gasgemisch wird sehr uneinheitlich als Produktgas, Holzgas, Schwachgas oder auch Synthesegas bezeichnet.
Der grundlegende Ablauf des thermochemischen Prozesses wird durch die vier verschiedenen Phasen

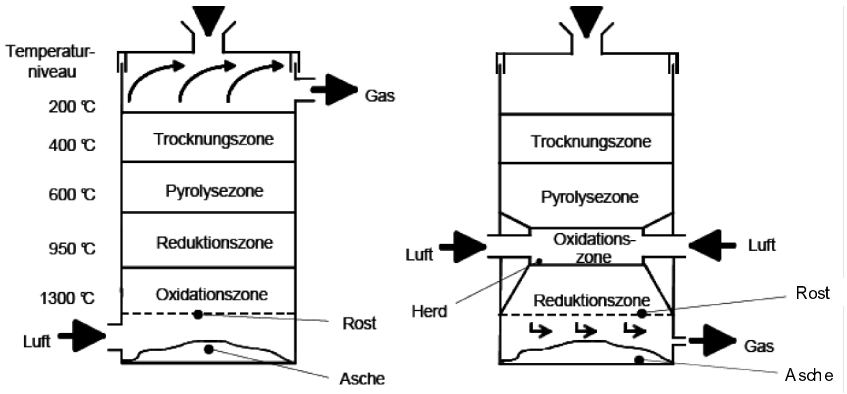
- Trocknung
- Pyrolyse
- Oxidation und
- Reduktion

gekennzeichnet. Im ersten Prozessschritt wird dem Energieträger Feuchtigkeit entzogen. Anschließend erfolgt die thermo-chemische Spaltung der organischen Verbindungen im Rahmen der Pyrolyse sowie die Oxidation und Reduktion des Zwischenprodukts. Diese bei der Vergasung ablaufenden chemischen Reaktionen sind überwiegend

endothermer Art, da die kohlenstoffhaltigen Feststoffe bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in das Gasgemisch überführt werden sollen. Somit ist sowohl die Prozesszufuhr des sauerstoffhaltigen Vergasungsmittels (Luft, Sauerstoff, Wasserdampf, Kohlendioxid) als auch eine Wärmezufuhr notwendig. Die Wärmezufuhr kann auf unterschiedliche Art erfolgen. Hierbei wird zwischen der autothermen Vergasung und der allothermen Vergasung unterschieden. Bei der autothermen Vergasung wird die benötigte Wärmezufuhr durch Verbrennung eines Anteils des Brennstoffes während des Vergasungsprozesses gewährleistet. Im Unterschied dazu erfolgt die Wärmezufuhr bei der allothermen Vergasung indirekt über einen Wärmeübertrager.
Durch den thermochemischen Vergasungsprozess entsteht ein Produktgas, dessen Hauptkomponenten Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenstoffdioxid (CO_2), Wasserstoff (H_2), Methan (CH_4), Wasserdampf (H_2O) und bei der Vergasung mit Luft auch einen erheblichen Anteil Stickstoff (N_2) enthält. Als unerwünschte Nebenprodukte entstehen langkettige organische Verbindungen (Kondensat, Teer) sowie Asche und Staub. Die Zusammensetzung des Produktgases und die Menge der unerwünschten Nebenprodukte sind von einer Vielzahl einflussreicher Faktoren abhängig. Der eingesetzte Brennstoff, die Art und Menge des eingesetzten Vergasungsmittels, das erreichte Temperaturniveau sowie die Reaktionszeit sind Beispiele solcher Faktoren.
Neben den bereits zuvor erwähnten Unterschieden bei der Art der Wärmebereitstellung (auto- bzw. allotherm) und des eingesetzten Vergasungsmediums (Luft, Wasserdampf etc.) existieren darüber hinaus weitere unterschiedliche Merkmale durch die sich die Vergasungssysteme unterteilen lassen. So können zum einen im Vergasungsreaktor unterschiedliche Druckverhältnisse herrschen (atmosphärischer oder erhöhter Druck) und zum anderen lassen sich die verschiedene Reaktoren je nach Art des Kontaktes und der Strömungsführung zwischen Vergasungsmittel und Biomasse in folgende Typen einteilen.

- Festbettvergaser (Gleichstrom oder Gegenstrom, Abbildung 30)
- Wirbelschichtvergaser (stationär oder zirkulierend, Abbildung 31)
- Flugstromvergaser (Abbildung 32)

Abbildung 30: Prinzipielle Verfahrenskonzepte Gleichstrom/ Gegenstromvergaser



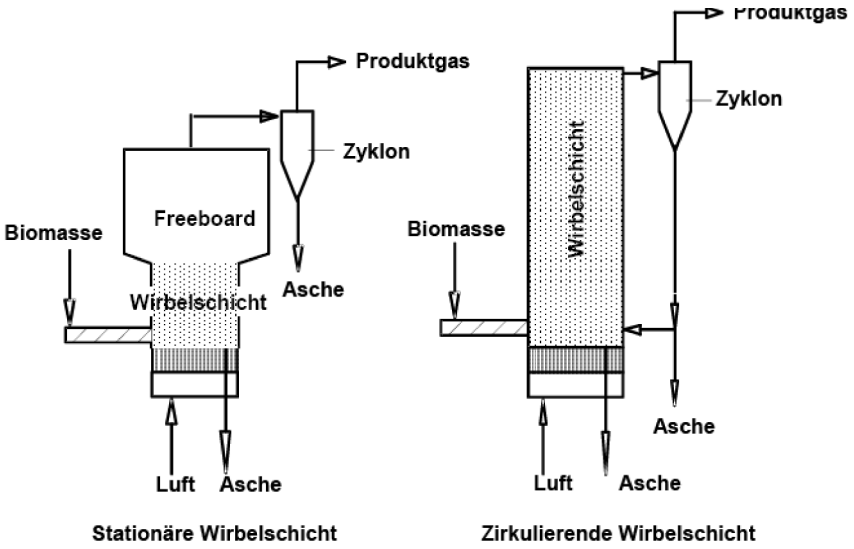


Abbildung 31: Prinzipieller Verfahrensablauf der stationären/ zirkulierenden Wirbelschichtvergaser

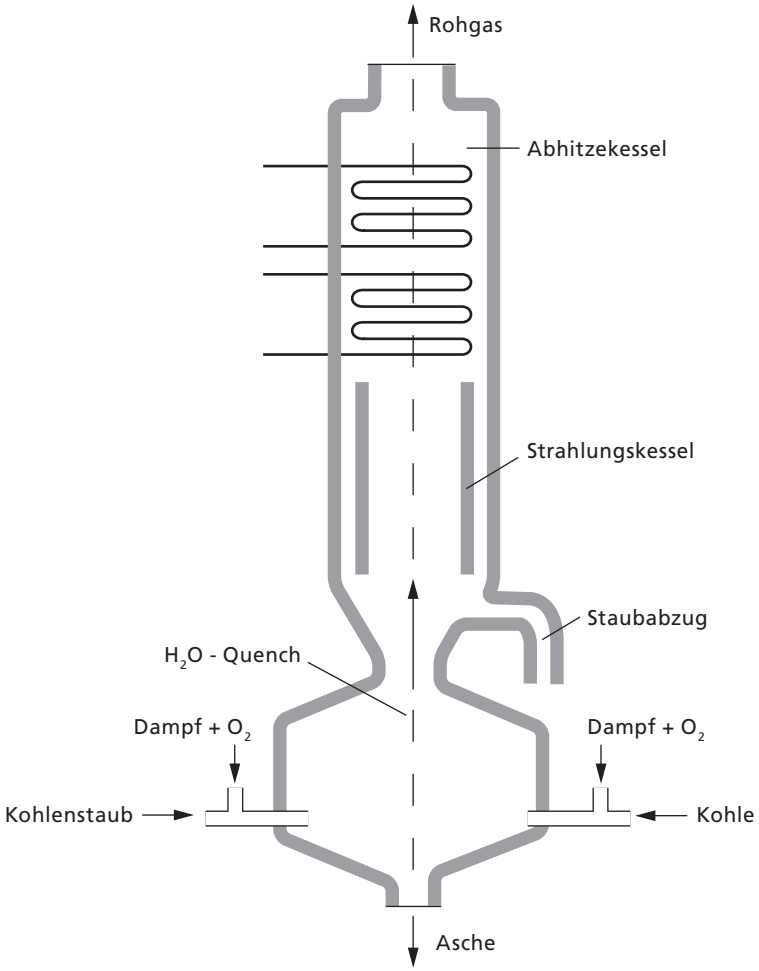


Abbildung 32: Flugstromvergaser

In welche Phasen kann der thermochemische Prozess der Vergasung unterteilt werden? K ⇨28

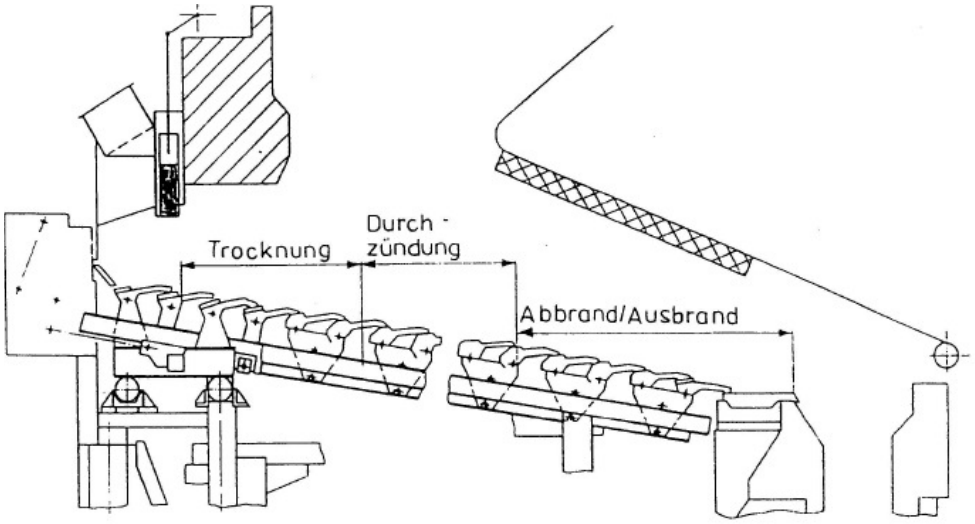
Nennen Sie drei Vergasertypen. K ⇨16

3.3
Verbrennung von Biomasse

Die thermische Nutzung fester Biobrennstoffe erfolgt in der Regel durch Festbettverbrennung in einer Rostfeuerung. Die Verbrennung von pflanzlicher Biomasse umfasst dabei eine Reihe verschiedener physikalischer und chemischer Prozesse, von der Trocknung über die Vergasung durch partielle Luftzufuhr bis hin zur anschließenden Oxidation von brennbaren Gasen und Kohlenstoff. Im Wesentlichen kann der Vorgang in einer Festbettverbrennung durch folgende Prozesse beschrieben werden[1]:

- Erwärmung des Brennstoffes durch Rückstrahlung von Flamme, Glutbett und Feuerraumwänden
- Trocknung des Brennstoffes durch Verdampfung und Abtransport des Wassers bei Temperaturen ab ca. 100 °C
- Pyrolytische Zersetzung des wasserfreien Brennstoffs durch Temperatureinwirkung bei Temperaturen ab ca. 150 °C
- Vergasung des wasserfreien Brennstoffes mit Sauerstoff zu brennbaren Gasen (Kohlenstoffmonoxid, Kohlenwasserstoffe) und festem Kohlenstoff (ab ca. 250 °C)
- Vergasung des festen Kohlenstoffs mit Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf und Sauerstoff zu Kohlenstoffmonoxid (ab ca. 500 °C)
- Oxidation der brennbaren Gase mit Sauerstoff zu Kohlenstoffdioxid und Wasser bei Temperaturen ab ca. 700 °C bis ca. 1400 °C (real) bzw. bis ca. 2.000 °C (theoretisch)
- Wärmeabgabe der Flamme an die umgebenden Feuerraumwände und den neu zugeführten Brennstoff

Abbildung 33: Rostfeuerung mit Angabe der Prozesszonen auf dem Rost



Bei den Feuerungsanlagen für biogene Festbrennstoffe wird zwischen hand- und automatisch beschickten Feuerungen unterschieden. Beispiele für die vielen verschiedenen Varianten der handbeschickten Holzfeuerungen sind: (offene/geschlossene) Kamine, Pelletöfen und Stückholzkessel. Eine automatische Beschickung der Holzfeuerungskleinanlagen kann über eine Unterschubfeuerung, eine Quereinschubfeuerung oder über eine Abwurffeuerung erfolgen. Wird Halmgut bzw. Getreide verbrannt, können Schütt-

1 Quelle: Launhardt, Dissertation, 2002

gutfeuerungen sowie Ganzballenfeuerungen eingesetzt werden. Jedoch weisen diese landwirtschaftlichen Festbrennstoffe (Stroh, Gras, Getreidekörner, Getreideganzpflanzen) vielerlei verbrennungstechnische Nachteile auf, die eine aufwändigere und teurere Feuerungstechnik notwendig machen. Gegenüber den Holzbrennstoffen ist zum einen die Einhaltung der geltenden Emissionsbegrenzungen schwieriger, außerdem haben die landwirtschaftlichen Festbrennstoffe einen höheren Asche-, Stickstoff-, Kalium- und Chlorgehalt womit die Neigung zu Korrosion und Verschlackung der Feuerraum- und Wärmeübertragerflächen gegeben ist.

Beschreiben Sie den Vorgang der Verbrennung fester Biomasse. K ⇨20

3.4 Biogas

Durch den anaeroben Abbauprozess, also die vollständige Umsetzung von polymeren organischen Verbindungen unter Luftabschluss, wird die aus Kohlenhydraten, Fetten, Eiweißen, Wasser und Mineralien bestehende organische Substanz in ihre ursprünglichen Bestandteile Kohlendioxid, Mineralien und Wasser zerlegt. Das bei diesem Biochemischen Prozess entstehende Gasgemisch wird bei landwirtschaftlichen und industriellen Gäranlagen als Biogas bezeichnet. Generell kann aus sämtlicher organischer Substanz das Stoffwechselprodukt Biogas gewonnen werden. Die dafür notwendige Voraussetzung ist neben dem Luftabschluss ein genügend langer Zeitraum, um beispielsweise schwer abbaubares Material zu verarbeiten. Mit dem bei der anaeroben Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen, organischen Nebenprodukten und Abfällen entstehenden Biogas, wird durch Verbrennung des Gases in Blockheizkraftwerken (BHKW) Strom und Wärme produziert. Des Weiteren kann das Biogas zu Erdgasqualität aufbereitet und in bestehende Erdgasleitungen eingespeist werden und damit den fossilen Energieträger Erdgas substituieren. Die gezielte Umwandlung von organischem Material in Methan und Kohlendioxid mithilfe von Mikroorganismen und die damit verbundene energetische Nutzung des erzeugten Biogases wird schon seit Jahrzehnten in dem Bereich der Klärtechnik angewendet. Daher stammen die meisten Erkenntnisse über die Grundlagen des Biogasprozesses aus Erfahrungen und Untersuchungen im abwassertechnischen Bereich, in dem der anaerobe Abbauprozess zur Reinigung biologisch stark belasteter Abwässer eingesetzt wird. In landwirtschaftlichen Anlagen wird als Basissubstrat bisher vorwiegend Wirtschaftsdünger in Form von Flüssigmist eingesetzt, dem als Kosubstrate überwiegend nachwachsende Rohstoffe oder organische Reststoffe beigemischt werden. Gegenwärtig werden jedoch zunehmend nachwachsende Rohstoffe als die energetisch hochwertigeren Substanzen (verbunden mit einem höheren Gaspotenzial) beigemischt, oder sogar ganz ohne Zugabe von Gülle in dann meist industriell betriebenen Monofermentationsanlagen anaerob abgebaut. Hierbei sind jedoch noch nicht alle Probleme gelöst und es gibt Fachleute die nur eine eingeschränkte Monovergärung von zum Beispiel Mais- oder Grassilage für möglich halten.[1] Demgegenüber stehen positive Praxiserfahrungen einiger Anlagenbetreiber und erfolgreiche Versuche zur Monovergärung im Labormaßstab mit Silagen aus Rüben, Gras, Mais oder Kartoffel sowie mit Roggenschrot oder auch Futter- bzw. Zuckerrüben.[2] Spe-

1 Quelle: Eder & Schulz, Biogas-Praxis, 2006
2 Quelle: Mähnert, Dissertation, 2007

ziell für die Mono- und Kofermentation dieser nachwachsenden Rohstoffe (attraktiv durch die höheren Biogasraten) besteht immer noch ein erheblicher Forschungsbedarf.[1] Gerade bei dem Einsatz der nachwachsenden Rohstoffe haben die Substratkosten einen bedeutenden Anteil an den Gasgestehungskosten. Daraus abgeleitet hat die Ausnutzung des Gaspotenzials einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen.

Vor allem die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegte Förderung der Biogasproduktion führte in den letzten Jahren in Deutschland zu einer dynamischen Entwicklung der Biogasbranche. Nach Angaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) werden in Deutschland zum Ende des Jahres 2010 etwa 5 800 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von rund 2 300 MW betrieben (Abbildung 34).

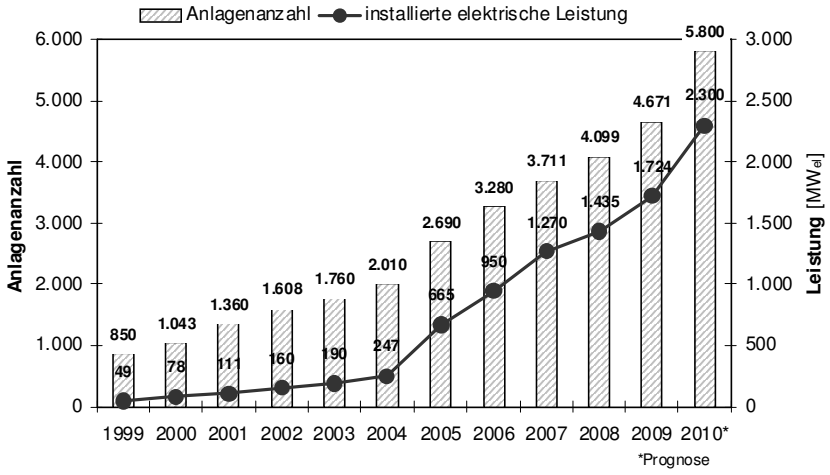


Abbildung 34: Entwicklung der Biogasanlagenzahl und der installierten elektrischen Leistung in Deutschland[2]

Der anaerobe Abbau erfolgt nach der derzeit angenommenen Modellvorstellung in vier Umwandlungsschritten bis zur Bildung des methanhaltigen Biogases (Abbildung 35).[3] Die einzelnen Abbauphasen werden als Hydrolyse, Acidogenese (Versäuerungsphase), Acetogenese und Methanogenese bezeichnet.[4]

1 Quelle: Kaiser, Dissertation, 2007
2 Quelle: nach Daten des Fachverband Biogas 2010 und des DBFZ 2010
3 Quelle: Kaltschnitt & Hartmann, Energie aus Biomasse, 2001
4 Quelle: Kunst, Mikrobiologische Grundlagen, 2005

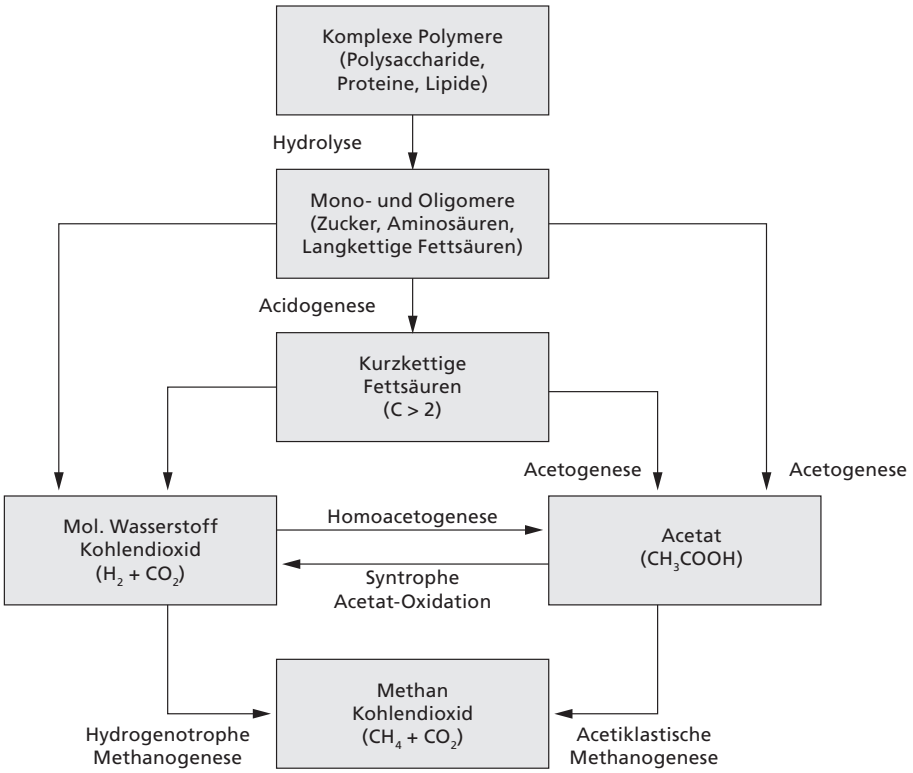


Abbildung 35:
Vereinfachte Darstellung der Biogasproduktion durch anaeroben Abbau

Wie in der Abbildung ersichtlich ist, entsteht beim anaeroben Abbau von Biomasse ein Gasgemisch das gemeinhin als Biogas bezeichnet wird. Die Konzentrationen der jeweiligen Gasgemischbestandteile sind abhängig vom eingesetzten Substrat. Einen Überblick über die möglichen Konzentrationsbereiche der jeweiligen Biogasbestandteile gewährt Tabelle 3.

Bestandteil	**Konzentration**
Methan (CH_4)	50 bis 75 Vol.-%
Kohlenstoffdioxid (CO_2)	24 bis 45 Vol.-%
Wasser (H_2O)	2 (20 °C) bis 7 Vol.-% (40 °C)
Schwefelwasserstoff (H_2S)	20 bis 20 000 ppm (2 Vol.-%)
Stickstoff (N_2)	< 2 Vol.-%
Sauerstoff (O_2)	< 2 Vol.-%
Wasserstoff (H_2)	< 1 Vol.-%

Tabelle 3:
Inhaltstoffe von Biogas (Durchschnittswerte)[1]

1 Quelle: Kaltschnitt & Hartmann, Energie aus Biomasse, 2001

Bedingt durch die vielen Biogasbestandteile ist eine Reinigung des Gasgemisches in Abhängigkeit von der energetischen Nutzung notwendig. Das Biogas ist ein wasserdampfgesättigtes Gasgemisch sodass eine Kondensation und Abscheidung des Wassers vor der energetischen Nutzung erfolgen muss. Darüber hinaus besteht mit dem Anteil des Schwefelwasserstoffs im Gasgemisch ebenfalls eine erhebliche Korrosionsgefahr für nachfolgende Anlagenapparaturen, sodass dieser ebenfalls durch interne oder externe Aufbereitungsmethoden abgeschieden wird. Sollte das Biogas nach der Trocknung und Entschwefelung zu Biomethan (vgl. Kapitel 3.5) aufbereitet und anschließend in das Erdgasnetz eingespeist werden, ist eine Abtrennung des CO_2 notwendig. Hierfür kommen üblicherweise Druckwasserwäschen, Druckwechseladsorptionsverfahren sowie drucklose Aminwäschen zum Einsatz. Wenn das zu Biomethan aufbereitete Biogas auf das Druckniveau des Gasnetzes verdichtet, mit einem Geruch versehen (odoriert) sowie der Brennwert des Gases an die vor Ort herrschende Erdgasqualität im Gasverteilnetz angepasst wurde, kann die Einspeisung des Biomethan in das Erdgasnetz erfolgen.
Beim Betrieb von Biogasanlagen werden bestimmte Leistungsparameter (Abbildung 36) zur Beurteilung der Biogasproduktion herangezogen. Diese ergeben sich aus den vorhandenen Stoffströmen und damit aus den Grund- und Betriebsparametern. Die Betriebsparameter Faulraumbelastung (BR) und Verweilzeit (HRT) ergeben sich wiederum aus den Grundparametern, also dem zugeführten Substratstrom bezogen auf die Fermentergröße sowie aus der Zeit die dieses Substratgemisch im Fermenter verbleibt. Der Abbaugrad beschreibt hingegen wie viel vom Inputsubstrat durch die Mikroorganismen im Fermenter abgebaut wurde. Diese Angabe kann sich auf die Frischmasse, den TS-Gehalt oder auf den Kohlenstoffanteil beziehen. Zur Beschreibung des Milieuzustandes im Fermenter stehen in Abhängigkeit von der installierten Messtechnik verschiedene Milieufaktoren zur Verfügung. So können neben der Prozesstemperatur, der pH-Wert, Wasserstoffpartialdruck, das Redoxpotenzial, der Gehalt an flüchtigen Fettsäuren, das FOS/TAC-Verhältnis, die Nährstoffversorgung sowie der Gehalt an Spurenelementen gemessen und dann den Bedürfnissen der Mikroorganismen entsprechend angepasst werden. Störend auf den Biogasprozess wirken sich Hemmstoffe (O_2, H_2S, Säuren, NH_3, Schwermetalle) sowie sekundäre Inhaltsstoffe (Sand, Steine, Glas, Kunststoffe, Desinfektionsmittel, Biozide, Schwefelverbindungen etc.) aus.

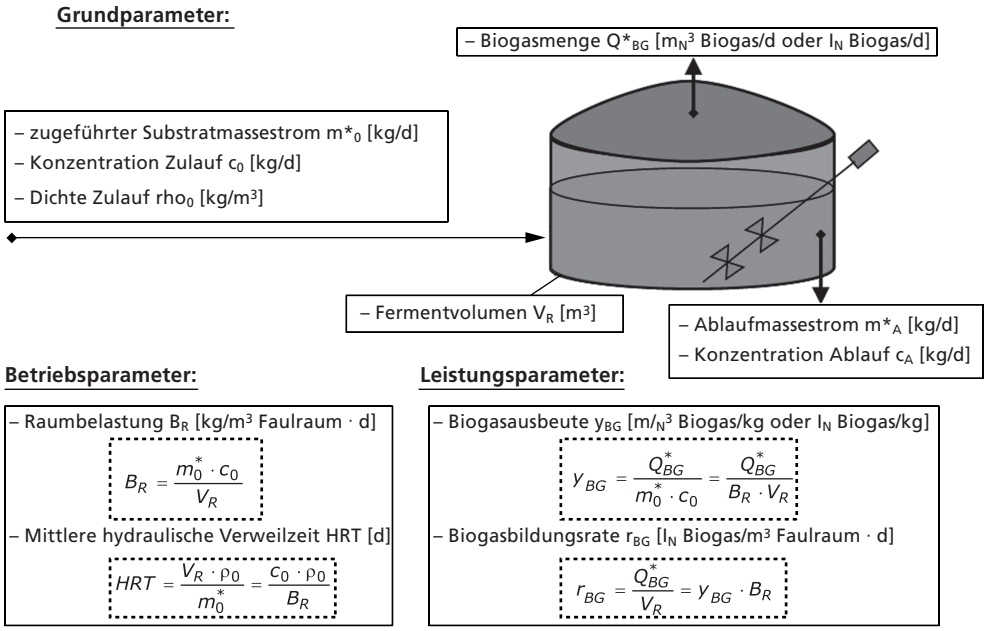


Abbildung 36: Einteilung der Prozessparameter bei der Biogasproduktion (Der Stern * soll die Ableitung einer Größe nach der Zeit darstellen)

Ungeachtet der vielen verschiedenen Anlagentypen ist der grundsätzliche Verfahrensablauf der Biogasanlagen identisch. So gliedern sich die Betriebsbereiche einer Biogasanlage allgemein in die Substratbereitstellung- und Aufbereitung, den Vergärungsreaktor (Fermenter), die Gasstrecke mit Gasspeicherung, Gasreinigung und Gasverwertung sowie die Wärmenutzung und die anschließende Lagerung und Ausbringung der Gärrückstände auf. Eine grundsätzliche Einteilung der Biogasanlagentypen ist, wie in Tabelle 4 dargestellt, nach der Beschickungstechnologie, nach der Art der Mischung, nach der Anzahl der Prozessstufen und nach dem Trockensubstanzgehalt des Gärsubstrates möglich. Weiterhin werden verschiedene Prozesstemperaturen und damit auch verschiedene Bakterienstämme zur Biogasproduktion eingesetzt.

Was versteht man unter einem anaeroben Abbauprozess? K ⇨ 18

Welche Reaktionsprodukte entstehen beim anaeroben Abbauprozess? K ⇨ 22

Wie kann das produzierte Biogas energetisch genutzt werden? K ⇨ 32

Nennen Sie die 4 Stufen des anaeroben Abbaus. K ⇨ 25

Wie groß ist der Methananteil im Biogas? K ⇨ 30

Kriterium	Anlagentyp	Merkmale
Beschickung	Kontinuierlich	tgl. Substratmenge wird ein- und ausgetragen
	Diskontinierlich	Komplettbefüllung, Komplettentleerung, Wechselbehälter erforderlich
Durchmischung	Mechanisch	langsam laufendes zentrales Rührwerk, schnell laufendes seitliches Rührwerk, Paddelrührwerk (liegender Fermenter)
	Hydraulisch	externe Pumpe
	Pneumatisch	Einblasen von Biogas, Nutzung des Gasdrucks zur Erzeugung von hydraulischem Gefälle
Stufigkeit	Einstufig	alle Abbaustufen gleichzeitig nebeneinander
	Zweistufig	Trennung von Hydrolyse und Methanbildung
Trockensubstanzgehalt	Nassvergärung	von 8-10 % TS-Gehalt (bei weiterer Angabe 5 – 15 %), pumpfähig
	Feststoffvergärung	≥ 30 % TS-Gehalt (breiig bzw. stapelfähig)

Tabelle 4: Übersicht der Verfahrensvarianten bei Biogasanlagen

3.5 Bio-Kraftstoffe

Biokraftstoffe sind den konventionellen Kraftstoffen in vielen Parametern ähnlich und können demzufolge in herkömmlichen Verbrennungsmotoren ohne große technische Umbau- und Anpassungsmaßnahmen eingesetzt werden. Außerdem sind sie leicht zu speichern (meist flüssiger Zustand) und über schon bestehende Verteilungsnetze trans-

portierbar. Zu den Biokraftstoffen zählen Pflanzenöl, Biodiesel (RME), Bioethanol, Biomethan sowie BtL (Biomass to Liquid)-Kraftstoffe.

Pflanzenöl/Biodiesel

Pflanzenöl und Biodiesel wird durch das Auspressen von Pflanzen gewonnen, es handelt sich um eine Physikalisch-Chemische Umwandlung. Als Lieferanten werden hauptsächlich einheimische Pflanzen genutzt. So lässt sich Raps vor allem aus klimatechnischen Gründen hierzulande am kostengünstigsten anbauen und verwerten. Auch Sonnenblumen werden zur Pflanzenölherstellung verwendet, jedoch ist ihr Öl in der Produktion deutlich teurer.

Tabelle 5: Eigenschaften der Biokraftstoffe Pflanzenöl und Biodiesel[1]

	Pflanzenöl	**Biodiesel**
Rohstoffe	Rapsöl	Rapsöl
Jahresertrag	ca. 1 480 l/ha	ca. 1 550 l/ha
Kraftstoff-Äquivalent	1 l Rapsöl ersetzt ca. 0,96 l Diesel	1 l Biodiesel ersetzt ca. 0,91 l Diesel
Marktpreis	1,18 €/l (05/2008)	1,40 € (06/2008)
CO_2-Minderung	> 80 % gegenüber Diesel	> 65 % gegenüber Diesel
Technische Hinweise	Umrüstung des Motors erforderlich	Umrüstung des Motors erforderlich

Bioethanol

Ethanol wird durch die alkoholische Gärung des in Pflanzen enthaltenen Zuckers und anschließender Destillation und Entwässerung gewonnen. Bei dieser biochemischen Umwandlung wird der Zucker in einem Fermentationsprozess mithilfe von Hefepilzen und Enzymen zu Ethanol vergoren. Da sich hierfür grundsätzlich zucker-, stärke- und cellulosehaltige Pflanzen eignen, werden vor allem Weizen, Roggen, Zuckerrüben sowie Mais (USA) und Zuckerrohr (Brasilien) für die Ethanolproduktion verwendet. Werden stärkehaltige Pflanzen eingesetzt, muss zunächst die Stärke durch Enzyme in Zucker umgewandelt werden. Die Schlempe als Abfallprodukt aus der Destillation wird als Tierfutter oder Kosubstrat in Biogasanlagen genutzt.

Biomethan

Der Ausgangsstoff für Biomethan ist Biogas, das hauptsächlich durch die Vergärung von Gülle, Energiepflanzen und organischen Reststoffen gewonnen wird (vgl. Kapitel 3.4). Als Kraftstoff ist nur das Methan nutzbar (chemisch betrachtet identisch mit Erdgas), sodass eine Abtrennung der anderen Gasbestandteile die Voraussetzung für die Nutzung als Kraftstoff ist. Vor allem in Schweden und der Schweiz wird Biomethan schon vielfach als Treibstoff für den öffentlichen Busverkehr eingesetzt.

1 Quelle: http://www.bio-kraftstoffe.info

	Bioethanol	Biomethan
Rohstoffe	Getreide, Zucker	Energiepflanzen (Mais), Gülle, org. Reststoffe
Jahresertrag	ca. 2 560 l/ha	ca. 3 560 kg/ha
Kraftstoff-Äquivalent	1 l Ethanol ersetzt ca. 0,66 l Ottokraftstoff	1 kg Methan ersetzt ca. 1,4 l Ottokraftstoff
Marktpreis	0,85 – 1,00 €/l (07/2008)	0,80 – 0,90 €/kg
CO_2-Minderung	ca. 30 – 70 % gegenüber Ottokraftstoff	keine Angaben
Technische Hinweise	kann Kraftstoff (E10) bis zu 10 % beigemischt werden	in Erdgasfahrzeugen ohne Einschränkung nutzbar

Tabelle 6: Eigenschaften der Biokraftstoffe Bioethanol und Biomethan[1]

Synthese- und BtL-Kraftstoffe

BtL steht für Biomass-to-Liquid und zählt wie GtL (Gas-to-Liqiud) und CtL (Coal-to-Liquid)-Kraftstoffe zu den synthetischen Kraftstoffen, deren Bestandteile genau auf die Anforderungen moderner Motorenkonzepte zugeschnitten werden. Für die Herstellung von BtL-Kraftstoffen können verschiedenste Biorohstoffe genutzt werden. Einsetzbar sind somit Reststoffe wie Stroh oder Restholz aber auch Energiepflanzen, die eigens mit dem Zweck der Kraftstofferzeugung angebaut und verwertet werden. In der folgenden Abbildung 37[2] ist die prinzipielle Prozesskette der BtL-Erzeugung dargestellt.

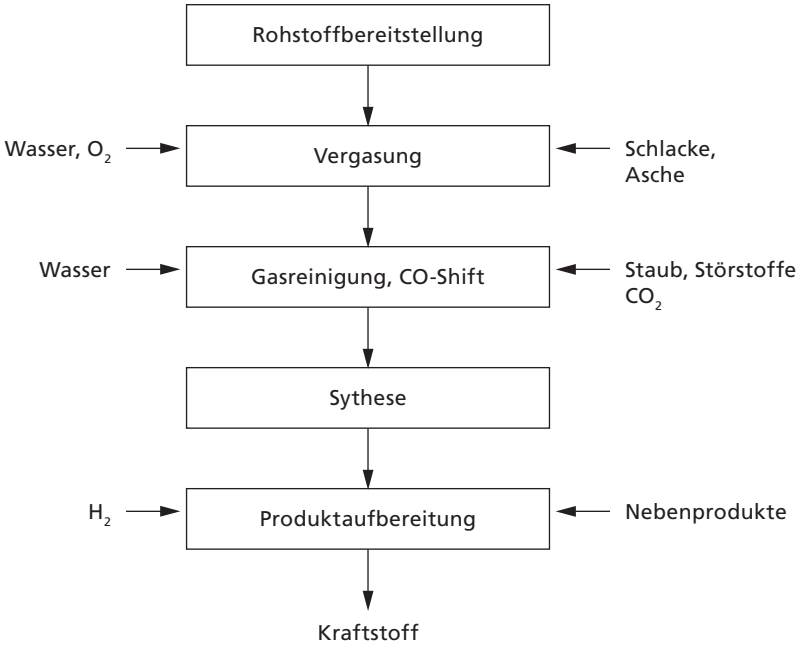


Abbildung 37: Prozesskette zur BtL-Erzeugung

1 Quelle: http://www.bio-kraftstoffe.info
2 Quelle: http://www.btl-plattform.de

Die Eigenschaften von BtL-Kraftstoff können Sie Tabelle 7 entnehmen.

Tabelle 7: Eigenschaften von BtL-Kraftstoff[1]

	BtL-Kraftstoff
Rohstoffe	Energiepflanzen, Holz
Jahresertrag	ca. 4 030 l/ha
Kraftstoff- Äquivalent	1 l BtL-Kraftstoff ersetzt ca. 0,97 l Diesel
Marktpreis	0,50 – 1,00 €/l
CO_2-Minderung	> 90 % gegenüber Diesel

K ⇨27 Nennen Sie Biokraftstoffe.

K ⇨13 Welche drei Umwandlungsverfahren werden bei der energetischen Nutzung angewandt? Nennen Sie zu jedem Verfahren Beispiele.

Lassen Sie uns das letzte Kapitel wie folgt zusammenfassen:

Sämtliche Stoffe organischer Herkunft (Pflanzen, Tiere, Menschen) werden unter dem Begriff Biomasse zusammengefasst. Die durch die Photosynthese in C-H-O-Verbindungen umgewandelte und gespeicherte Sonnenenergie in der Biomasse bildet die Grundsubstanz aller natürlichen Brennstoffe. Organische Rest- und Abfallstoffe werden ebenfalls der Biomasse zugeordnet.
Die Umwandlung der Biomasse in Nutz- und Endenergie erfolgt durch

- Thermo-chemische
- Physikalisch-chemische
- Bio-chemische

Umwandlungsverfahren. Die thermische Nutzung fester Biomasse erfolgt durch die Verbrennung. Die Verbrennung von pflanzlicher Biomasse umfasst dabei eine Reihe verschiedener physikalischer und chemischer Prozesse, von der Trocknung über die Vergasung durch partielle Luftzufuhr bis hin zur anschließenden Oxidation von brennbaren Gasen und festen Kohlenstoff.
Durch die vollständige Umsetzung von polymeren organischen Verbindungen unter Luftabschluss, als anaerober Abbauprozess bezeichnet, wird die aus Kohlenhydraten, Fetten, Eiweißen, Wasser und Mineralien bestehende organische Substanz in ihre ursprünglichen Bestandteile Kohlendioxid, Mineralien und Wasser zerlegt.
Der anaerobe Abbau des methanhaltigen Biogases erfolgt in vier Umwandlungsschritten. Die einzelnen Abbauphasen werden als

- Hydrolyse,
- Acidogenese (Versäuerungsphase),
- Acetogenese und
- Methanogenese

bezeichnet.

1 Quelle: http://www.btl-plattform.de

Das entstehende Biogas kann in BHKW oder Microgasturbinenanlagen verstromt werden. Die dabei anfallende Wärme wird für Heiz- oder Trockenprozesse genutzt. Zu den Biokraftstoffen zählen Pflanzenöl, Biodiesel (RME), Bioethanol, Biomethan sowie BtL (Biomass to Liquid)-Kraftstoffe.

4
Geothermie

Wie in der Einleitung schon beschrieben, muss in die Tiefengeothermie, auch nur als Geothermie bezeichnet, und in die oberflächennahe Thermie (entspricht der Umweltwärme) unterschieden werden. Das Potential der geothermischen Energie beträgt 996 000 PJ/a. Im Vergleich dazu betrug im Jahr 2007 der gesamte deutsche Endenergiebedarf 8 815 PJ. Der Primärenergieverbrauch der Europäischen Union erreichte im Jahr 2009 einen Wert von ca. 75 300 PJ. Das entspricht etwa 7,6 % der vorrätigen geothermischen Energie. Damit könnte nur mit dem Anteil der aus der Tiefengeothermie stammenden Energie der europäische Energiebedarf gedeckt werden. Die nachfolgenden Zahlen zeigen, dass wir hiervon noch weit entfernt sind. Im Jahr 2008 betrug für Europa der Anteil der Geothermie am Primärenergieverbrauch, einschließlich der oberflächennahen geothermischen Potentiale, 3,9 %.
Der Anteil der Geothermie an der Stromerzeugung lag im Jahr 2009 bei 18,6 GWh und bei 5 031 GWh für die Wärmeversorgung. In Studien der Bundesregierung zur Nutzung der erneuerbaren Energien[1] wird für die Zukunft von einem realisierbaren Ertrag von 90 000 GWh/a (entspricht einer Leistung von ca. 15 GW) bei der Stromerzeugung und von 300 000 GWh/a bei der Wärmebereitstellung ausgegangen. Die Schlussfolgerung aus diesen Zahlen kann nur sein, dass bei der Anwendung noch eine Vielzahl von Problemen zu lösen ist. Ein Hauptproblem ist die genaue Kenntnis des Untergrundes. Ein anderes, das zur Verfügung stehende Temperaturpotential. Auch bei den Bohrtechnologien müssen Verfahren entwickelt werden um sicher und wirtschaftlich Bohrungen in große Tiefen durchführen zu können.
In Deutschland sind die Potentiale stark unterschiedlich verteilt. Die höchsten Untergrundtemperaturen kommen im Oberrheingraben vor. In Einzelfällen wird die Temperatur von 100 °C bereits in 1 km Tiefe erreicht (z. B. Landau).

4.1
Quellen

Zunächst werden die Quellen für die Geothermie als Energiepotential betrachtet.

- 99 % der Erdmasse sind wärmer als 1.000 °C
- vom Rest (1 %) sind wieder 99 % wärmer als 100 °C
- nur 0,01 % sind kälter als 100 °C

Zum Verständnis soll kurz auf den Aufbau der Erde eingegangen werden.

Der innere Kern besteht aus festem Eisen und rotiert wahrscheinlich schneller (in 400 Jahren 1 Umdrehung mehr) als die Erdkruste. Der Durchmesser des inneren Kerns beträgt 2400 km. Im äußeren flüssigen Kern, mit einer Stärke von 2200 km, befinden sich Eisen und Nickel. Der innere Erdmantel besteht aus flüssigem Gestein.
Im äußereren Erdmantel ist das Gestein zähflüssig bis fest. Die Dicke beträgt 640 km. Die Erdkruste ist fest und besteht aus mineralischem Gestein und Lagerstätten mit organischen Stoffen.

1 Errneuerbare Energien in Zahlen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

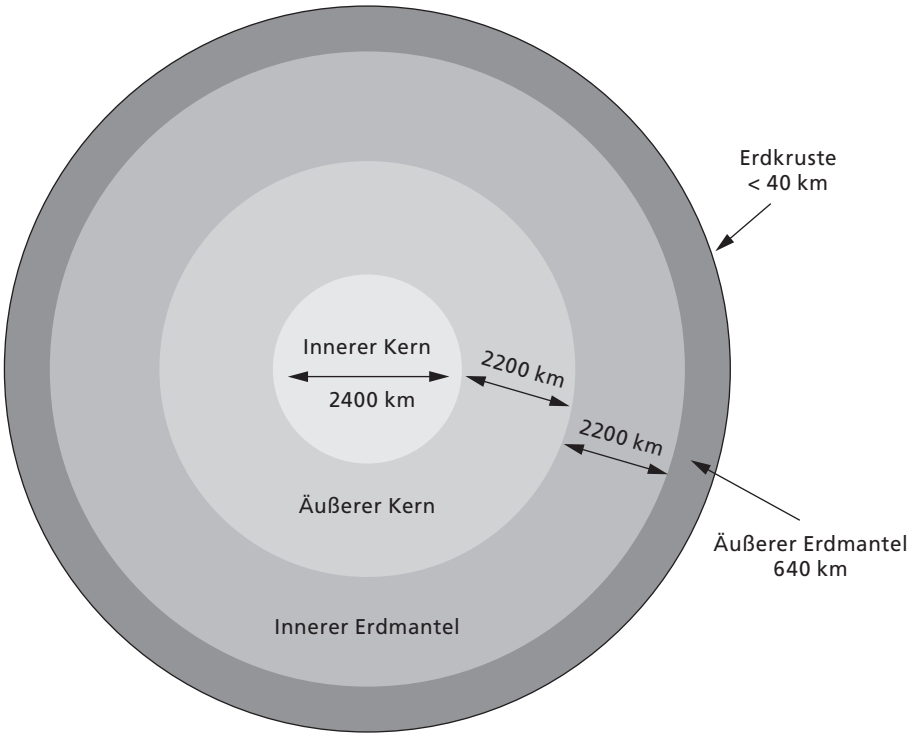


Abbildung 38:
Aufbau der Erde

Die thermische Energie in der (äußeren) Erdkruste folgt zu ca. 80 % aus radioaktiven Zerfallsprozessen langlebiger Isotope wie Uran 235, Uran 238, Thorium 232, Kalium 40 und Kernspaltungen sowie zu ca. 20 % aus der gespeicherten Wärmeenergie aus der Zeit der Entstehung der Erde. Aufgrund des Temperaturgradienten zwischen Erdinnerem (geschätzt auf 2000 bis 5000 °C) und Erdkruste gelangt diese durch Wärmeleitung und Konvektion aus dem Erdinneren zur Erdoberfläche. Der Wärmestrom beträgt etwa 0,063 bis 0,42 W/m². Diese Größenordnung ist für die technische Nutzung nicht relevant. Deshalb sind für die Nutzung Tiefenbohrungen notwendig.
Die oberste Erdschicht wird stark von der aktuellen Strahlungswärmebilanz der Erde beeinflusst. Bis zu einer Tiefe von ca. 15 m ist die Erdtemperatur von der Jahreszeit abhängig.

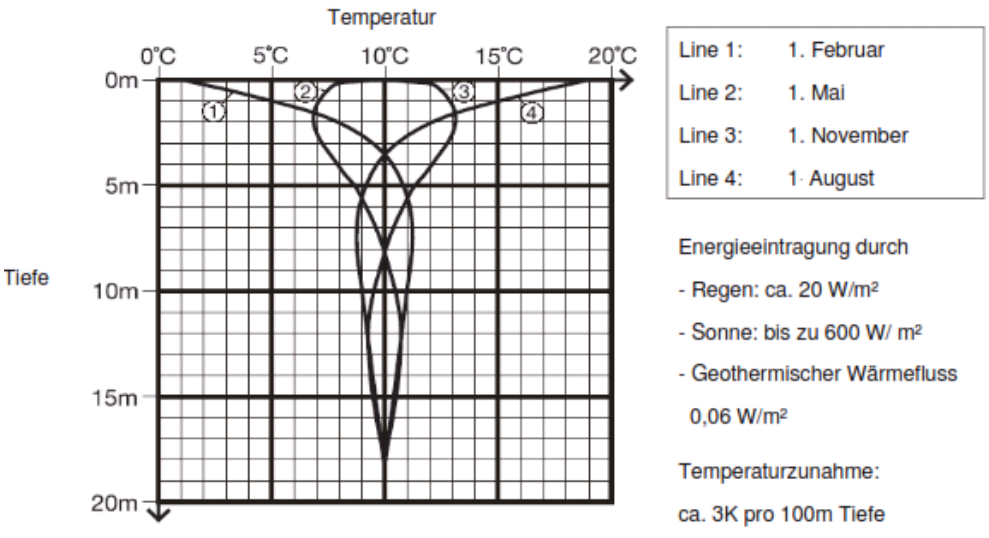


Abbildung 39:
Temperaturverlauf in Abhängigkeit der Jahreszeit

Diese Abhängigkeit muss besonders bei der Auslegung von Flächenkollektoren und sogenannten Energiekörben beachtet werden. Auf diese Probleme werden wir aber später noch eingehen.

Zur Abgrenzung von Geothermie und Umweltwärme (oberflächennahe Geothermie) wurden zwei Grenzwerte festgelegt:

- Minimale Temperatur der geothermischen Energie $t_{Geo,min} = 20\,°C$.
- Minimale Tiefe, von der ab geothermische Energie genutzt werden kann $\Delta z_{Geo,min} \approx 500$ m. Dieser Grenzwert gilt nicht bei geothermischen Anomalien, also bei Gebieten der Erdkruste, deren Temperaturen höher als die durchschnittlichen Werte sind.

Die maximalen Werte von t_{Geo} und z_{Geo} ergeben sich aus betriebswirtschaftlichen Bedingungen. Mit steigender Temperatur wächst die Qualität der geothermischen Energie. Das führt zu einer Verbesserung der Nutzungsmöglichkeit, besonders für die Stromerzeugung. Die dafür nötige größere Tiefe z_{Geo} hat aber einen erhöhten Erschließungsaufwand zu Folge.
Gegenwärtig gilt eine Tiefe von $z_{Geo,max} \approx 3\,000$ m als wirtschaftlich vertretbares Maximum.
Der den Wärmestrom treibende geothermische Temperaturgradient beträgt im Mittel

dT /dz = 30 K/km,

und ist durch Messungen bis in Tiefen von 10 000 m bestätigt. Der Kehrwert dieses Gradienten wird als geothermische Tiefenstufe bezeichnet.
Die Bestimmung des spezifischen Erdwärmestromes erfolgt nach Gleichung (13).

$$q_{Geo} = \lambda_{Geo,m} \cdot \frac{t_{Geo}}{z_{Geo}} \tag{13}$$

mit $\lambda_{Geo,m}$: mittlere spezifische Leitfähigkeit des Gesteins in der Erdkruste

In Tabelle 8 sind basierend auf der Richtlinie VDI 4640-2 Werte für die spezifische Wärmeleitfähigkeit von Untergrundmaterialien zusammengestellt.

Tabelle 8: Wärmeleitfähigkeit von Untergrundstoffen

Sand trocken	1,2 W/mK
Kies gesättigt	1,8 bis 2,2 W/mK
Kalksandstein, Ton	2,2 bis 2,8 W/mK
Sandstein	1,48 W/mK
Granit	2,6 bis 3,6 W/mK
Salze	5,8 W/mK

Es kann mit einer mittleren Wärmeleitfähigkeit $\lambda_{Geo,m}$ von 2 W/ mK gerechnet werden. Daraus folgt die bereits angegebene mittlere Wärmestromdichte von

$$q_{Geo,\,m,\,rechn.} = 0{,}06\,W/m^2.$$

4.2
Tiefengeothermie

Generell werden im Bereich der Tiefengeothermie drei Erschließungstechnologien der Wärmeentnahme aus dem Untergrund unterschieden

- Hydrothermale Systeme
  Natürlich vorkommende Thermalwasservorräte (Aquifere) zirkulieren zwischen zwei Brunnen.
- Petrothermale Systeme
  Durch hydraulische Stimulationsmaßnahmen werden im trockenen Untergrund Risse und Klüfte erzeugt. In diesen zirkuliert künstlich eingebrachtes Wasser oder CO_2 zwischen zwei tiefen Brunnen. Das bekannteste Verfahren ist das Hot Dry Rock-Verfahren
- Tiefenbohrungen
  Das Wärmeträgermedium zirkuliert, wie bei den bekannten Erdwärmesonden der Sole-Wärmepumpenanlagen, in einem geschlossenen Kreislauf innerhalb einer Bohrung in einem U-Rohr oder einer Koaxialsonde.

Je nach Erschließungstechnologie und der damit unterschiedlichen Temperatur des geothermischen Fluids und des eingebrachten Wassers dient der Energieumwandlungsprozess zur

- Elektroenergieerzeugung oder
- Heizwärmebereitstellung.

4.2.1
Technologien zur Nutzung

Hot Dry Rock-(HDR-)Technologie

Diese Technologie wird angewendet, wenn der Untergrund aus kristallinem Gestein ohne eingelagertes geothermisches Fluid besteht. Die Nutzung der geothermischen Energie muss durch Einbringen von Wasser und CO_2 erfolgen. Zur Erwärmung des Wassers wird zwischen zwei Bohrlöchern ein künstliches Risssystem im heißen kristallinen Gestein hydraulisch (Hydraulic Fracturing) oder durch Sprengungen erzeugt. Durch dieses Risssystem soll das Wasser unter Aufnahme thermischer Energie vom Injektionsbohrloch zur Entnahmebohrung strömen. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von künstlicher Geothermie, Die HDR-Technologie wird seit einigen Jahren in Versuchsanlagen erprobt. Voraussetzung für eine groß- technische Anwendung ist die Erzeugung eines großflächigen Wärmeübertragungssystems im kristallinen Gestein und der Betrieb einer verlustarmen Zirkulation mit hohem Wasserdurchsatz zum Wärmeentzug aus dem Gestein.

Noch nicht genau geklärt ist,

- wie groß die von einem Bohrloch aus erzeugbare maximale Wärmeübertragerfläche ist
- wie sich künstlich erzeugte Risse im Gestein genau orten lassen (Voraussetzung für das Herstellen geschlossener Zirkulationen mit zwei Bohrungen)

- □ welches seismische Risiko der Wärmeentzug durch Großanlagen beinhaltet
- □ welche Stoffe aus den Gesteinen mit dem Wasser an die Erdoberfläche transportiert werden.

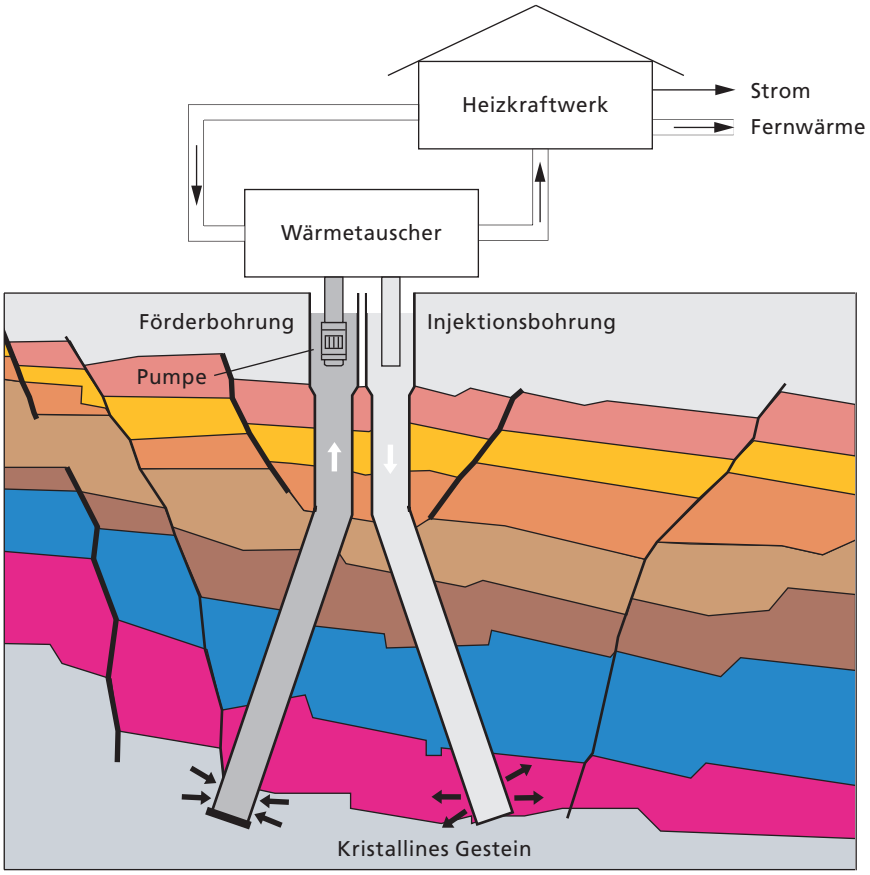


Abbildung 40: Das Prinzip der Nutzung der Geothermie aus heißem dichtem Gestein (HDR)

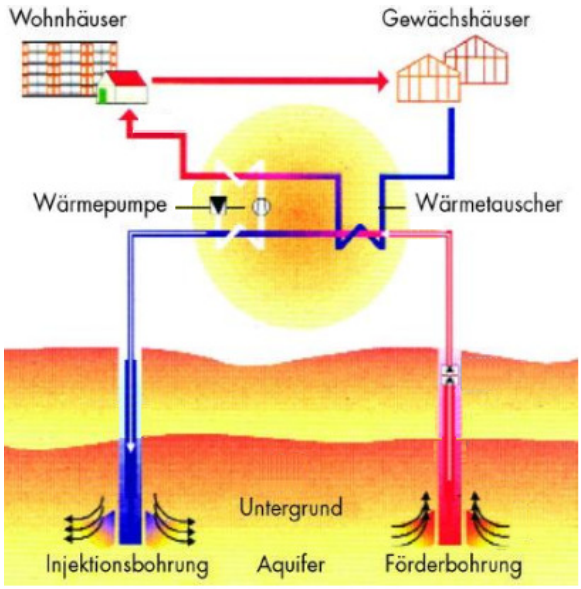


Abbildung 41: Hydrothermale Systeme Beispiel einer Hydrothermalen Energiegewinnung[1]

1 Quelle: www.energie-antworten.com

Die *hydrothermale* oder auch als *Aquifertechnologie* bezeichnete Technologie wird genutzt, wenn sich bei porösen Sedimentgesteinen ein geothermisches Fluid im Aquifer befindet. Es handelt sich hier meist um niedrigthermale geothermische Lagerstätten. Um die thermische Energie auf diesem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau nutzen zu können, werden *Wärmepumpen* eingesetzt. Dabei wird das Temperaturniveau des Wärmeübertragungsmediums in einem Thermodynamischen Kreisprozess durch Verdichtung vorübergehend angehoben, sodass eine optimale Verwertung möglich ist. Anschließend erfolgt die Abkühlung durch Expansion auf eine Temperatur unterhalb des Ausgangsniveaus.

Analog der Erdöl- oder Erdgasförderung erfolgt die Erschließung der geothermischen Lagerstätten über Bohrlöcher. Die Bohrverfahren erfordern hohe finanzielle Aufwendungen. Für die Ausbeutung von Aquiferen sind unter Berücksichtigung der

- hydrostatischen Verhältnisse der Lagerstätten und der
- Bohraufwendungen

unterschiedliche Verfahren entwickelt worden. Die beiden wichtigsten sind

- das Einschichtverfahren,
- das Zweischichtverfahren.

Zur Aufrechterhaltung der hydrostatischen Verhältnisse sind eine Förder- und eine Verpresssonde erforderlich. Da mit der Verpresssonde das abgekühlte geothermische Fluid in die Aquiferschicht eingebracht wird, breitet sich eine, durch das kalte Fluid hervorgerufene Kaltfront, kreisförmig aus und bewegt sich damit auch in Richtung der Fördersonde. Die Nutzung ist dann beendet, wenn die Kaltfront die Fördersonde erreicht hat. Die Nutzungszeit hängt davon ab, wie groß der Massestrom des geförderten Fluids ist, und wie weit beide Bohrungen voneinander entfernt sind. Die Entfernung zwischen zwei Bohrungen soll > 1000 m betragen, damit keine Wechselwirkung auftritt. Meist wird von einer Nutzungsdauer von 30 Jahren ausgegangen. Im jeweils konkreten Fall ist eine Optimierung von Förderstrom, Pumpenleistung und Sedimentation (Gesteinsablagerung im geothermischen Fluid) vorzunehmen. Die Schichtwässer weisen in der Regel eine hohe Mineralisation auf, wobei deren Konzentration mit der Tiefe zunimmt.

Thermodynamische Prozesse für die Stromerzeugung

Bei genügend hohem Temperaturniveau (Island, Hawaii) kann die Energie über Wärmeübertrager direkt im Dampfkraftprozess genutzt werden. In vielen Fällen sind die oben genannten Energiekonversionsverfahren nicht anwendbar, da die nötigen Temperaturen im geothermischen System nicht erreicht werden und dadurch der Wärmeübergang in den Turbinenkreislauf nicht ausreicht. Der Wärmeübergang kann aber durch Verwendung anderer Arbeitsfluide anstelle von Wasser verbessert werden.

- *Organic Rankine Cycle:*
  Der ORC-Prozess verwendet als Arbeitsmittel organische Fluide wie etwa Iso-Pentan oder Iso-Butan. Diese Fluide besitzen günstigere Verdampfungseigenschaften – niedrigere Siedepunkte (< 100 °C) – bei tieferen Drücken. Durch die richtige Wahl kann das Arbeitsmedium ideal an die Wärmequelle angepasst werden. Die Probleme bei diesem Prozess liegen bei den nicht gerade umweltfreundlichen Arbeitsfluiden (kurzkettige Kohlenwasserstoffe) und den größeren Aufwendungen für die Dichtheit der Kreisläufe. Trotz- dem werden ORC-Anlagen im elektrischen Leistungsbereich von (0,5... 1,54) MW weltweit seit über 15 Jahren betrieben.

- *Kalina-Prozess:*
  In den 1970er Jahren entwickelte der russischen Ingenieur ALEXANDER KALINA einen Kreisprozess mit einem Wasser-Ammoniak-Gemisch als Arbeitsfluid.

4.2.2 Beispiele zur geothermischen Strom- und Wärmeversorgung

Seit den 1920er Jahren wird geothermische Tiefenenergie aus niederthermalen Aquiferen in Island genutzt. Zunächst wurden Gewächshäuser beheizt, später die Fernwärmeversorgung von Reykjavik primärseitig mit geothermischem Fluid betrieben. Inzwischen sind mehr als 90 % aller isländischen Wohnhäuser an geothermisch beheizte Fern- und Nahwärmenetze angeschlossen.
In Frankreich, insbesondere im Pariser Becken, liegen günstige geothermische Bedingungen vor, die auch gut genutzt werden. In Beauvais, zwischen Paris und Rouen gelegen, wurde im Frühjahr 1983 erstmals eine gasmotorgetriebene Wärmepumpe zur Wärmetransformation in einer geothermischen Heizzentrale (GHZ), die einen Wohnkomplex beheizt, in Betrieb genommen. Die mit dem geothermischen Fluid beaufschlagten Wärmeübertrager wurden zur Korrosionssicherheit aus Titan gefertigt. Im Pariser Becken erlauben die günstigen geologischen Bedingungen eine hohe Wärmeausbeute bei geringstem Einsatz für den Kreislauf des geothermischen Fluids.

Daten:
- Tiefe der Schichtwässer $z_{Geo} < 2000$ m;
- Temperatur des geothermischen Fluids $t_{geo,F} = 80$ °C;
- Mineralisation (35... 50) g/l (nur 1/6 des Wertes in Nordostdeutschland!);
- Schichtwässer sind leicht gespannt und ermöglichen eine anteilige artesische Förderrate
- Fördervolumen pro Bohrloch $\dot{V}_F = 200 - 400\,m^3/h$

Im Pariser Raum sind schon seit vielen Jahren Gebäude aus energetischen Gründen mit niedertemperierten Heizflächen ausgerüstet. Damit sind günstige Voraussetzungen für den Geothermieeinsatz gegeben.

Das erste ganzjährig industriell nutzbare Geothermiekraftwerk Deutschlands wurde am 22. November 2007 offiziell in Betrieb genommen. Die hydrothermale Anlage in Landau hat eine Leistung von etwa 2,6 MW elektrisch und über 5 MW thermisch. Damit können mindestens 5 000 Haushalte mit Strom versorgt werden. 300 bis 1 000 Haushalte, sollen über ein Nahwärmenetz beheizt werden. Das Projekt wurde durch das Bundesumweltministerium mit mehr als 2,6 Millionen Euro unterstützt.
Weltweit sind rund 9 000 Megawatt geothermischer elektrischer Leistung installiert, vorrangig in Italien, den USA, den Philippinen, Indonesien und Mexiko.
Bisher konzentrieren sich deutsche Geothermieprojekte im Süden des Landes, aber auch das Norddeutsche Becken kommt für die geothermische Stromgewinnung in Frage. Die Nutzung geothermischer Wärme ist mit rund 2 000 Gigawattstunden pro Jahr in Deutschland bereits eine feste Größe. Rund 150 weitere Projekte zur Wärmenutzung oder zur Stromerzeugung sind hier derzeit in Bearbeitung.

In Deutschland wurde die Aquifertechnologie zur Gebäudebeheizung zuerst im Nordosten genutzt. Schon in der Heizperiode 1984/85 wurde am Standort Waren-Papenberg (Müritz) eine geothermische Heizzentrale für ein Wohngebiet versorgungswirksam,

nachdem diese Nutzung in einem kleintechnischen Versuch ab 1982 vorbereitet worden war. Beheizt wurden bei Inbetriebnahme 800 Wohnungen, 1 Supermarkt, 1 Schule und 1 kombinierte Kindereinrichtung mit Kindergarten und -krippe. Die installierte geothermische Leistung beträgt 1,5 MW. Im Zusammenwirken mit Wärmepumpen kann eine Grundheizleistung von 3,6 MW bereitgestellt werden. Das Verhältnis von gelieferter Heizwärme zur benötigen Elektroenergie beträgt ca. 5.

Für Prenzlau wurde eine bivalente Schaltung konzipiert, bei der 75 % der Wärmeleistung durch die Geothermie und 25 % durch Einkoppeln aus dem Dampfnetz der nahe liegenden Zuckerfabrik abgedeckt werden sollte.
Am 17. September 1993 fiel der Startschuss für ein Geothermieprojekt in Neustadt-Glewe (Mecklenburg- Vorpommern), für das schon Ende der 1980er Jahre die Vorbereitungen begannen. Seit der Heizperiode 1994/95 wird der Wärmebedarf von 640 Wohnungen mit einem geothermischen Fuid mit $t_{geo,F}$ =100 °C aus z_{Geo} = 2250 m Tiefe gedeckt. Von der Gesamtheizleistung Q_H = 9,5 MW werden 6,5 MW geothermisch bereitgestellt. Wegen der hohen Temperatur des geothermischen Fluids ist hier erstmals auf den Wärmepumpeneinsatz verzichtet worden.
In Erding (Oberbayern) war 1998 ein Projekt weitgehend realisiert, bei dem mit dem geothermischen Fluid geheizt, Thermalbäder betrieben und nach Abkühlung mit dem Trinkwasser vermischt wird. Letzteres darf erfolgen und macht das Trinkwasser zu Mineralwasser!
Das Geothermische KW Unterhaching gewinnt aus 3250 m Tiefe bis zu 150 l/s Thermalwasser. Die thermische Anschlussleistung beträgt 27 MW bis 70 MW. Die Stromerzeugung wird mit einer Leistung von 3,4 MW angegeben.

Wie wird die Geothermie eingeteilt? K ⇨ 24

Nennen Sie drei Technologien zur Gewinnung der Wärme aus tiefen Schichten. K ⇨ 2

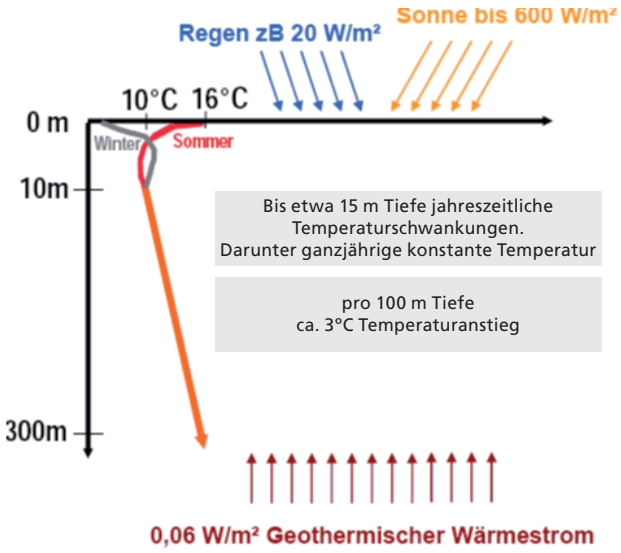
Nennen Sie zwei Thermodynamische Prozesse die für die Stromerzeugung bei der Tiefengeothermie eingesetzt werden. K ⇨ 29

4.3 Oberflächennahe Geothermie

4.3.1 Potentiale

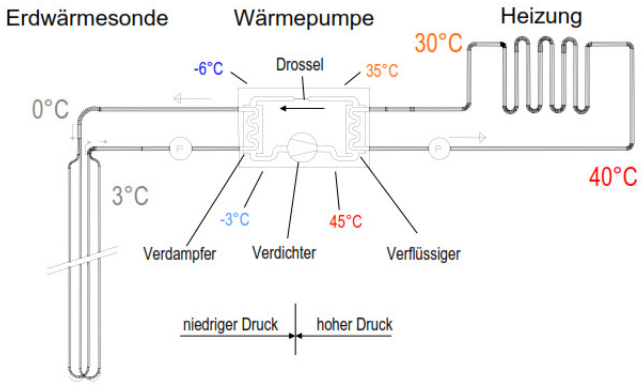
Wie schon erwähnt, erfolgt bei der oberflächennahen Geothermie eine indirekte Nutzung der Solarstrahlung. Im folgenden Bild sind die nutzbaren Wärmeströme dargestellt.

Abbildung 42:
Temperaturverlauf im Untergrund und Angabe der Wärmeströme



Der durchschnittliche Solarertrag beträgt in Deutschland ca. 800 kWh/m²a. Nehmen wir einmal den jährlichen Wärmebedarf von ca. 60 kWh/a m² für ein Gebäude an, dass gemäß der EnEV 2007 errichtet wurde. Das Gebäude soll eine beheizte Fläche von 200 m² haben. Will man die Energie über Sonne und Regen gemäß vorheriger Abbildung zur Verfügung stellen, so wird eine Fläche von ca. 15 m² benötigt. Wir sehen also, dass das Potential an Energie vorhanden ist. Entscheidend ist aber auch das Temperaturniveau. Bei einer durchschnittlichen Erdtemperatur von 10 – 15 °C im oberflächennahen Untergrund und einer durchschnittlichen Oberflächentemperatur von ca.14 °C, muss eine Möglichkeit zur Anhebung dieser Temperatur gefunden werden. Mit der Wärmepumpentechnologie steht uns eine solche zur Verfügung.

Abbildung 43:
Schema Wärmepumpe



Bei der Auslegung eines Flächenkollektors werden wir auch sehen, dass die Entzugsleistung, das heißt die Wärmemenge, die je Zeiteinheit einer Fläche entzogen werden kann, eine wesentliche Größe für die Dimensionierung ist. Bei mittleren Bodenqualitäten erreichen wir ca. 20 – 30 W/m².

4.3.2
Erschließungstechnologien

Im nachfolgenden Bild sind vier Möglichkeiten zur Erschließung der Erdwärme dargestellt.

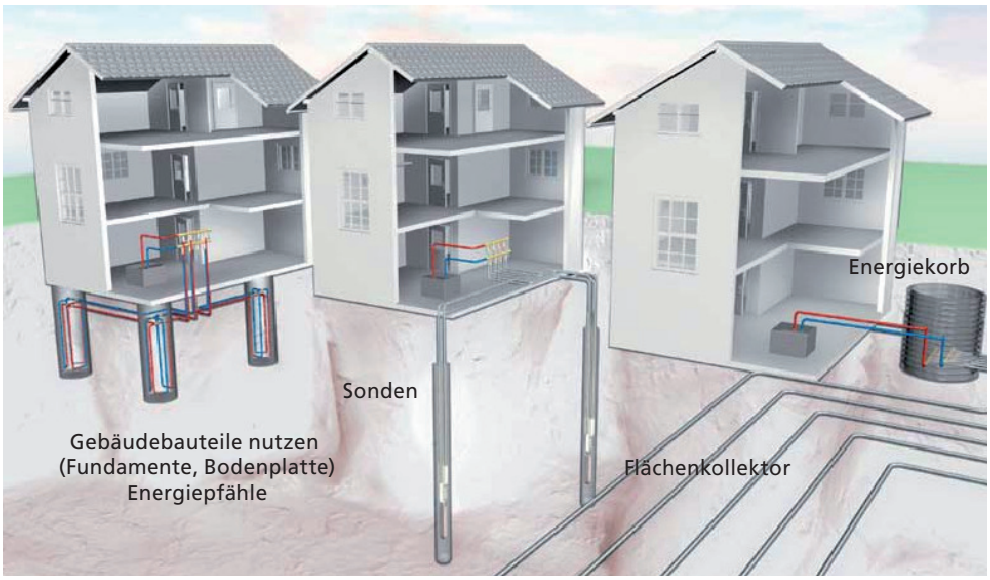


Abbildung 44: Erschließungsmöglichkeiten Erdwärme

Eine weitere wichtige Quelle ist Grundwasser. Wärmpumpenanlagen mit Grundwassernutzung erreichen die höchsten Arbeitszahlen, da die Grundwassertemperatur über das Jahr konstant ca.10 °C beträgt. Das Grundwasser wird dem Saugbrunnen entnommen- und mittels Umwälzpumpe der Wärmepumpe zugeführt. Nach erfolgter Wärmeabgabe wird es wieder über den Schluckbrunnen in den Untergrund gefördert. Bei der Errichtung solcher Anlagen ist die Kenntnis der unterirdischen Grundwasserströmungsrichtung für die Anordnung der Brunnen wichtig. Der Schluckbrunnen muss immer in Fließrichtung des Grundwassers angeordnet werden, damit sich das abgekühlte Wasser nicht mit dem wärmeren vermischen kann. Für die Auslegung ist weiterhin zu beachten

- Die entnehmbare Grundwassermenge des Saugbrunnens muss der Dauerentnahme bei Nennleistung entsprechen (ca. 250-300 l/h je kW Verdampferleistung bei $\Delta t = 3$ K)
- Der Schluckbrunnen muss gefördertes Wasser wieder aufnehmen können
- Ausreichender Abstand in Fließrichtung
- Rückspeisetemperatur $\leq \pm 6$ K[1]
- Wasserqualität hinsichtlich mineralischer Bestandteile

1 Das Wasser, das in den Schluckbrunnen gepumpt wird, darf nur um max. 6 K abgekühlt (bei Heizbetrieb) oder 6 K erwärmt (bei Kühlbetrieb, Speicherung) werden.

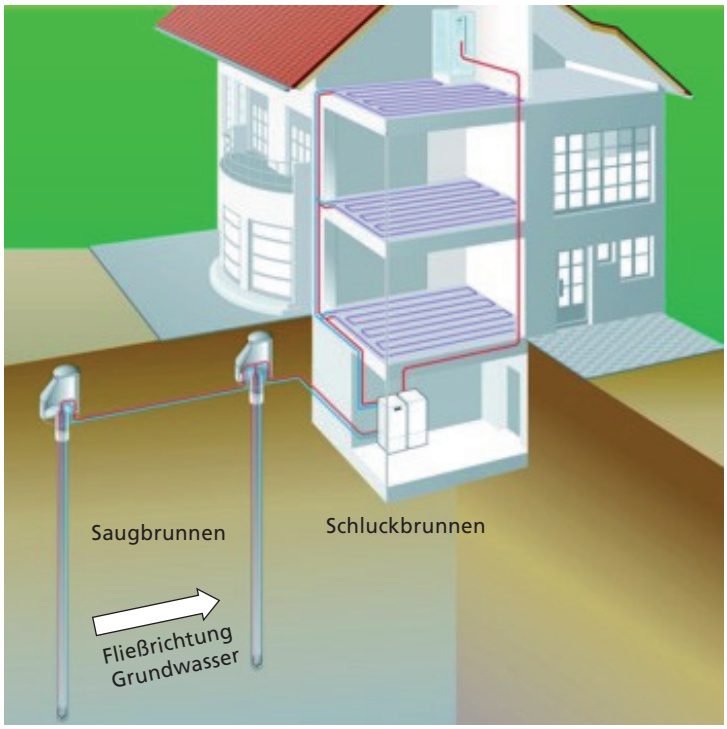


Abbildung 45: Grundwassernutzung mit Wasser-Wasser Wärmepumpe

Durch eine Nutzung der Wärmepumpe zum Kühlen in den Sommermonaten, erfolgt eine Verbesserung der Regeneration des Erdreiches, sodass die Quelltemperatur steigt und somit auch die Arbeitszahl. Dieser Sachverhalt ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

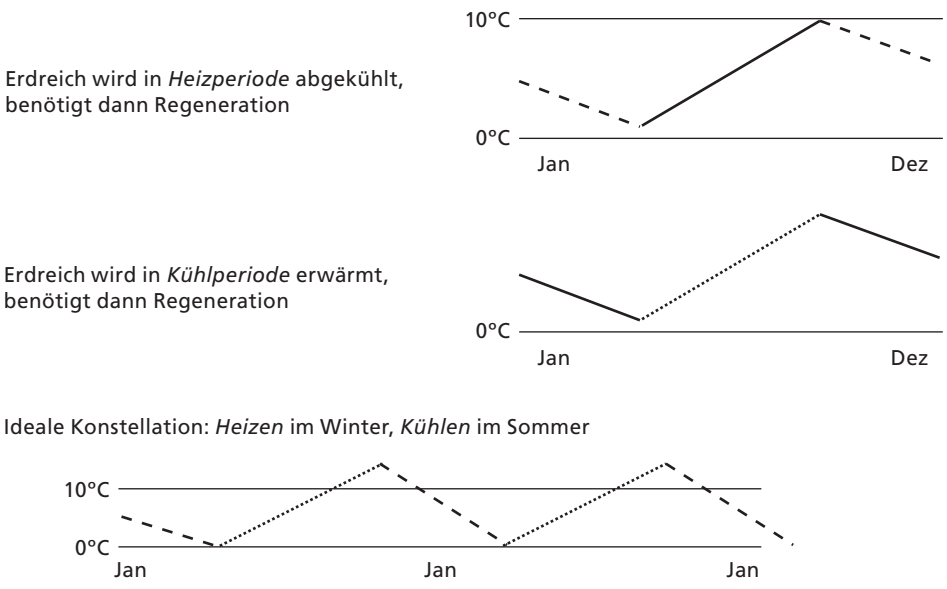


Abbildung 46: Temperaturverlauf beim Heizen und Kühlen

Die Regeneration des Untergrundes erfolgt durch die solare Einstrahlung und Regen. Deshalb dürfen Sondenbohrungen und Flächenkollektoren, die für den reinen Heizbetrieb eingesetzt werden nicht überbaut werden. Wird in den Sommermonaten ein gekühlt, dann erfolgt die Regeneration entsprechend der Abbildung und die Sonden bzw. Kollektoren können überbaut werden.

In den bisherigen Ausführungen wurde der Entzug der Wärme- oder Kühlenergie immer mit flüssigen Wärmeträgermedien beschrieben. Selbstverständlich kann auch Luft als Wärmeträgermedium eingesetzt werden. Aufgrund der physikalischen Eigenschaft sind aber bei gleicher zu übertragender Leistung etwa 4 000 mal so große Volumenströme notwendig. Das führt zu großen Strömungsquerschnitten. Trotzdem werden sogenannte Luft-Erdwärmetauscher eingesetzt. Im nächsten Kapitel finden Sie dazu ein Beispiel.

4.3.3 Nutzungsbeispiele

Die Nutzung oberflächennaher Bereiche für die Wärme- oder Kältebereitstellung erfolgt hauptsächlich in Verbindung mit Wärmepumpen. Dazu sind im nachfolgenden Gliederungspunkt Beispiele genannt. Die folgenden Bilder sollen nur einen kleinen Überblick zu den Bohrgeräten und Erdsonden geben.

Abbildung 47:
Kleinbohrgerät KB 20/10
Bohrtiefe bis 100 m

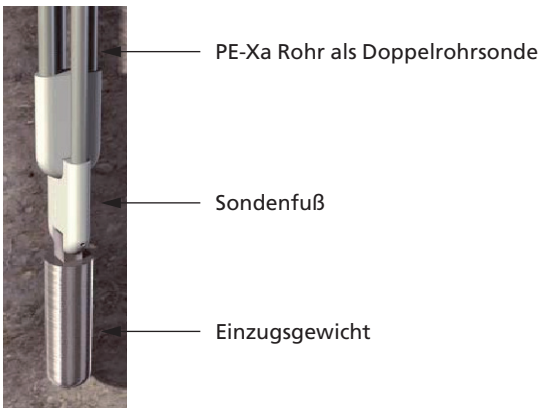
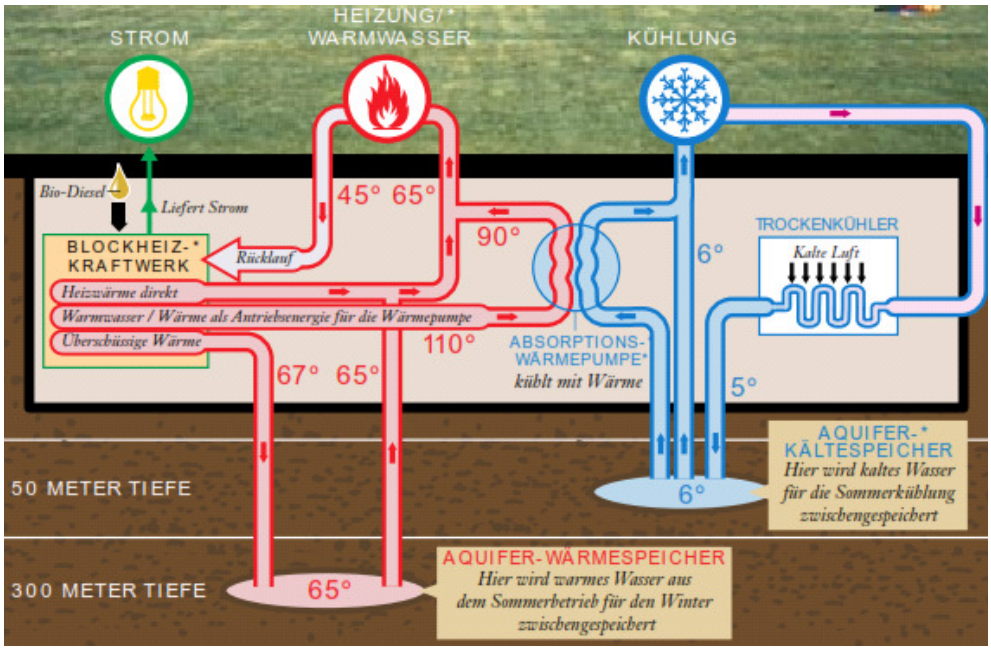


Abbildung 48:
Doppel-U-Rohrsonde

Mithilfe der Erdsonden kann der oberflächennahe Bereich aber auch zur Speicherung von Wärme oder Kälte aus Industrieprozessen, thermischen Solaranlagen, Motor-BHKW-Modulen oder aus der Klimatisierung genutzt werden. Ein klassisches Beispiel dafür ist die Wärme- und Kälteversorgung des Reichstages. Hier werden zwei Aquifere die sich in unterschiedlichen Tiefen befinden genutzt. Im Aquiferspeicher 1, der sich in einer Tiefe von ca. 300 m befindet wird im Sommer Überschusswärme aus dem BHKW-Betrieb, die nicht von den Absorptionskältemaschinen genutzt wird, eingelagert. Der zweite Aquiferspeicher (in 50 m Tiefe) dient als Kältespeicher. Die Winterkühle wird dann im Sommer für die direkte Kühlung eingesetzt.

Abbildung 49: Versorgungsschema Wärme, Kälte, Reichstag Berlin[1]



Als zweites Beispiel soll ein Luft-Erdwärmetauscher besprochen werden.

Bei dieser Technologie wird die Phasenverschiebung zwischen Außen- und Untergrundtemperatur genutzt. Aus Abbildung 39 ist dieser Zusammenhang bereits bekannt. Die folgende Abbildung soll das nochmals verdeutlichen.

1 Wissenschaft und Technik, Die Woche 10.7.1998

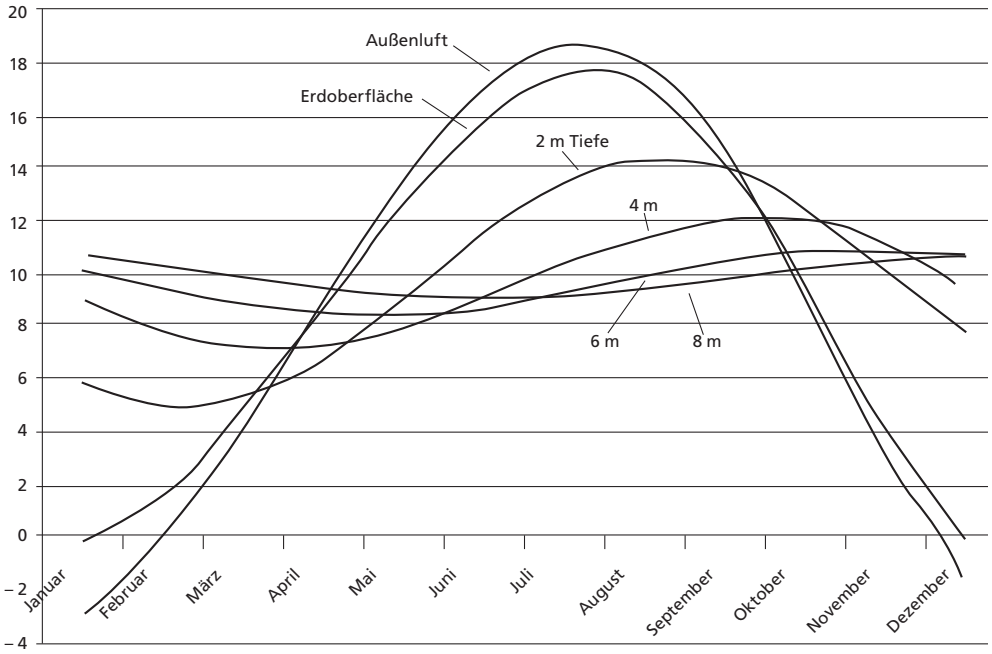
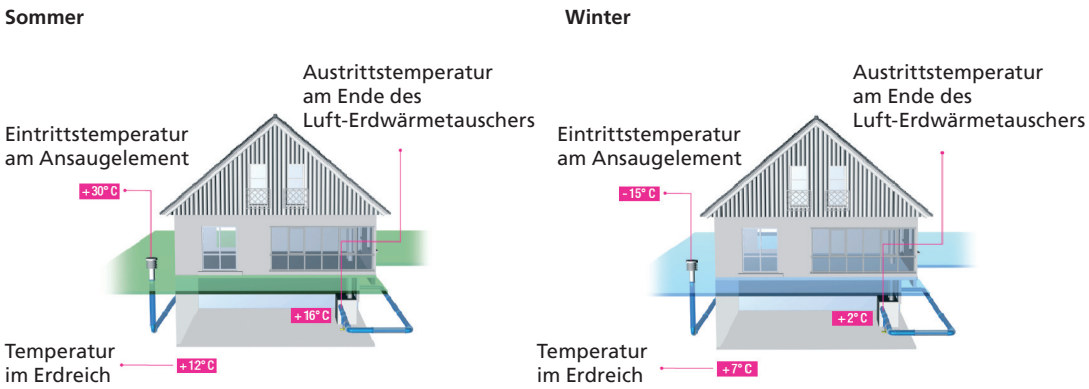


Abbildung 50:
Mittlerer Verlauf der Erdtemperatur als Funktion der Jahreszeit
(Quelle: Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien AEE INTEC)

Die technische Realisierung erfolgt nun durch die Verlegung von Kunststoffrohren mit einer speziellen antibakteriellen Beschichtung in ca. 1 bis 2 m Tiefe. Die Dimensionierung erfolgt so, dass im Winter die Zuluft für die Lüftungsgeräte mit ca. 0 bis 2 °C eintritt. Für den Sommerfall wird eine Zulufttemperatur nach dem Erdwärmetauscher von ca. 15 bis 20 °C angestrebt. Damit kann eine effektive Lüftung mit relativ geringem elektrischen Aufwand, gegenüber einer Kompressionskälteerzeugung, realisiert werden. Das folgende Bild stellt die Verhältnisse für ein Einfamilienhaus dar. Für ein Einfamilienhaus mit einem Lüftungsbedarf von ca. 200 bis 300 m³/h werden ca. 40 m Rohleitung DN 200 verlegt. Bei größeren Volumenströmen ergeben sich entsprechend der Auslegungsgeschwindigkeit, die unter 1 m/s liegen sollte, große Durchmesser. Kunststoffrohre sind bis zu einem Durchmesser von 1 200 mm für Verteilerrohre und bis DN 500 für die Registerrohre standardmäßig vorhanden.

Abbildung 51:
Beispiel für Temperaturverläufe eines Luft Erdwärmetauschers



Diese Anlagen werden nicht nur in Einfamilienhäusern eingesetzt, sonder auch für Industriehallen und Bürobauten ist der Einsatz möglich. Allerdings nehmen die Luftkanäle beträchtliche Abmessungen an. Das folgende Bild zeigt einen Ausschnitt eines Luft-Erdwärmetauschers bei der Verlegung.

Abbildung 52: Verteilerrohr eines Luft-Erdwärmetauschers[1]

Auch hier gilt, dass die Regeneration des Untergrundes gewährleistet werden muss. Da Luft-Erdwärmetauscher aber standardmäßig zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden ist eine Bebauung möglich. Allerdings müssen die Energiemengen für die Heizung und Kühlung annähernd übereinstimmen.

4.4 Berechnungsmethoden

In diesem Kapitel soll auf die Berechnungsmethoden für die Auslegung von Sonden, Flächenkollektoren und Energiekörben eingegangen werden. Dabei ist bei der Auslegung in Kleinanlagen mit einer Leistung von < 30 kW Heizlast und in Großanlagen mit einer Leistung > 30 kW zu unterscheiden.
Für Anlagen bis 30 kW gelten die Auslegungsregeln nach der VDI 4620 Bl.1 bis 4. Bei der Auslegung nach VDI 4620 wird davon ausgegangen, dass die Nutzung der Erdwärme mit Wärmepumpen erfolgt. Ausgangswert für die Auslegung einer Heizungsanlage ist die nach DIN EN 12831 berechnete Heizlast. Für die Dimensionierung der Sonden oder Flächenkollektoren ist die Verdampferleistung der Wärmepumpe entscheidend. Diese ergibt sich aus folgendem Zusammenhang:

$$\text{Verdampferleistung} = \frac{\text{Heizleistung} \cdot (\text{Leistungszahl} - 1)}{\text{Leistungszahl}}$$

Zum besseren Verständnis wird noch kurz auf die Definition der Leistungszahl von Wärmepumpen eingegangen. Die Leistungszahl ε, auch als coeffizient of performance (cop) bezeichnet, stellt das Verhältnis von abgegebener Wärmeleistung zur aufgewendeten elektrischen Leistung dar.

$$\varepsilon = \dot{Q}_{WP} / P_{el}$$

Die Leistungszahl stellt aber nur den Wirkungsgrad für einen bestimmten Arbeitspunkt der Wärmepumpe dar. Für Sole-Wärmepumpen (Wärmequelle ist die oberflächennahe Erdwärme) wird die Leistungszahl gemäß DIN EN 14511-2 für eine Soletemperatur von 0 °C und einer Vorlauftemperatur von 35 °C angegeben.

1 Werksbild Firma REHAU

Will man die Effizienz der Wärmepumpen-Heizungsanlage beurteilen, dann muss die Arbeit die aufgewendet wird mit der Nutzarbeit verglichen werden. Für diese Beurteilung wird bei Wärmepumpen-Heizungsanlagen die Jahresarbeitszahl berechnet. Dies muss auch bei der Beantragung von Fördermitteln nachgewiesen werden.

$$\beta = W_{Nutz}/W_{el}$$

Die Jahresarbeitszahl, β oder auch als JAZ bezeichnet, setzt die jährlich abgegebene Nutzarbeit in Form von Wärme zur, für die Wärmepumpe und periphere elektrische Anlagentechnik, aufgewendeten Elektroenergie ins Verhältnis. Die Berechnung erfolgt nach VDI 4650-Bl.1. Für die praktische Überprüfung muss neben einem gesonderten Elektroenergiezähler ein Wärmemengenzähler installiert werden.

Nachfolgend soll die Auslegung einer Erdsonde und eines Fächenkollektors für eine vorgegebene Heizlast beispielhaft dargestellt werden.

Für ein zu beheizendes Gebäude ist aufgrundlage der DIN EN 12831 eine Heizlast von 12 kW berechnet worden. Die Vorgehensweise für die Dimensionierung der Sonden und des Kollektors erfolgt gemäß VDI 4640 für Kleinanlagen bis 30 kW Entzugsleistung. Für die Festlegung der Verdampferleistung, die gleichzusetzen ist mit der Kälteleistung, muss eine Wärmepumpe ausgewählt werden. Aus dem technischen Datenblatt kann beispielsweise die Leistungszahl für eine Soletemperatur von 0 °C und 35 °C Heizmittelvorlauf mit 4,0 ermittelt werden.

Die Verdampferleistung ergibt sich aus der bekannten Beziehung:

$$\text{Verdampferleistung} = \frac{\text{Heizleistung} \cdot (\text{Leistungszahl} - 1)}{\text{Leistungszahl}} = \frac{12000\,\text{W} \cdot (4-1)}{4} = 9000\,\text{W}$$

Untergrund	Spezifische Entzugsleistung	
	für 1800 h	für 2400 h
Allgemeine Richtwerte:		
Schlechter Untergrund (trockenes Sediment) (λ < 1,5 W/(m * K))	25 W/m	20 W/m
Normaler Festgesteins-Untergrund und wassergesättigtes		
Sediment (λ = 1,5 - 3,0 W/(m * K))	60 W/m	50 W/m
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit (λ > 3,0 W/m * K))	84 W/m	70 W/m
Einzelne Gesteine:		
Kies, Sand, trocken	< 25 W/m	< 20 W/m
Kies, Sand, wasserführend	65 – 80 W/m	55 - 65 W/m
Bei starkem Grundwasserfluss in Kies und Sand, für Einzelanlagen	80-100 W/m	80-100 W/m
Ton, Lehm, feucht	35 – 50 W/m	30 - 40 W/m
Kalkstein (massiv)	55 – 70 W/m	45 - 60 W/m
Sandstein	65 – 80 W/m	55 - 65 W/m
Saure Magmatite (z.B. Granit)	65 – 85 W/m	55 - 70 W/m
Basische Magmatite (z.B. Basalt)	40 – 65 W/m	35 - 55 W/m
Gneis	70 – 85 W/m	60 - 70 W/m

Tab. 3.3: Mögliche spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmesonden (Doppel - U - Sonden) (nach VDI 4640 Blatt 2)

Tabelle 9: Entzugsleistungen für Erdwärmesonden in Abhängigkeit des Untergrundes und der Betriebszeit

Tabelle 9 zeigt einen Ausschnitt der VDI 4640-2 8. Daraus kann die spezifische Entzugsleistung für die bekannte Bodenqualität entnommen werden. Es ist noch darauf zu achten, mit wie vielen Volllaststunden die Anlage jährlichen betrieben wird. Die VDI unterscheidet zwei Werte:

- 1 800 h/a bei reinem Heizbetrieb und
- 2 400 h/a bei Heizbetrieb und bedeutendem Warmwasserbetrieb.

Diese Unterscheidung ist für die Funktion der Gesamtanlage sehr wichtig. Wird die Betriebszeit bei der Auslegung zu gering gewählt, wird im realen Betrieb dem Unter-

grund mehr Wärme entzogen als nachströmen kann. Das hat zur Folge, dass die Soletemperatur unzulässig absinkt, und die Wärmepumpe die berechnete Leistung nicht bereitstellen kann. Andererseits hat die Wahl einer zu großen Betriebsstundenzahl bei der Auslegung eine geringere spezifische Entzugsleistung zur Folge. Damit vergrößert sich die Sondenlänge oder Kollektorfläche und somit die Investitionskosten.
Für unser Beispiel wählen wir für die Auslegung des Flächenkollektors eine spezifische Entzugsleistung von 25 W/m² und für die Sonden 50 W/m aus.
Die Kollektorfläche bzw. die Sondenlänge ergeben sich für 1.800 Betriebsstunden zu:

$$\text{Erdkollektorfläche} = \frac{\text{Verdampferleistung}}{\text{Entzugsleistung}} = \frac{9000\,\text{W}}{25\,\text{W/m}^2} = 360\,\text{m}^2$$

Unter Festlegung eines Verlegeabstandes zwischen den einzelnen Rohren, zum Beispiel 70 cm, ergibt sich eine Rohrmenge von mindestens 500 m.
Für die Sonde ergibt sich folgendes:

$$\text{Benötigte Sondenlänge} = \frac{\text{Verdampferleistung}}{\text{Entzugsleistung}} = \frac{9000\,\text{W}}{50\,\text{W/m}} = 180\,\text{m}$$

Um den Druckverlust in vernünftigen Grenzen zu halten, werden zwei U-Rohr Doppel-Sonden a 90 m gebohrt.
In der folgenden Tabelle sind mittlere Entzugsleistungen für drei verschiedene Entzugstechnologien zusammengestellt.

Tabelle 10: Entzugsleistungen

Bodenqualität	Sonde	Flachkollektor	Energiepfahl
Schlechter Boden	25 W/m	10 W/m²	25 W/m
Mittlerer Boden	50 W/m	20-30 W/m²	50 W/m
Sehr guter Boden	80 W/m	40 W/m²	80 W/m
Soletemperatur	0 bis 6 °C	-3 bis 5 °C	4 bis 10 °C

Großanlagen mit Entzugsleistungen größer 30 kW müssen über spezielle Berechnungsverfahren ausgelegt werden. Da im allgenmeinen Sondenbohrungen nicht tiefer als 100 m gebohrt werden, ergeben sich bei entsprechend großen Leistungen viele Bohrungen. Es muss aber gewährleistet werden, dass sich die Sonden nicht gegenseitig beeinflussen, das heißt es muss die Regeneration gewährleistet werden, und die Temperaturfelder der einzelnen Sonden dürfen sich nicht überschneiden. Für Kleinanlagen ist ein Mindestanstand von 5 – 6 m zwischen den Bohrungen und zu Gebäuden einzuhalten.
Für Sondenfelder muss entsprechend des Untergrundes eine Simulationsrechnung bei Großanlagen durchgeführt werden. Das Ergebnis einer solchen Simulation für ein Sondenfeld ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

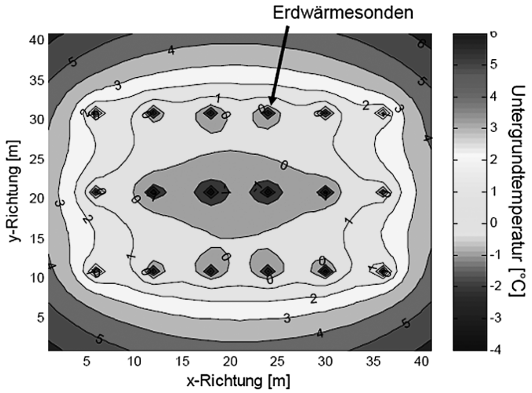


Abbildung 53: Temperaturverteilung in einem Sondenfeld[1]

Da die Eigenschaften des Untergrundes entscheidend für die richtige Auslegung sind, benötigt man Informationen über diesen. Eine Möglichkeit ist beispielsweise über die Landesämter für Geologie entsprechende Daten bzw. Karten zu bekommen. Liegen solche Erkenntnisse nicht vor bzw. wenn es sich um Großanlagen handelt, müssen die Eigenschaften des Untergrundes ermittelt werden. Ein Verfahren ist der *Thermal Response Test.* Bei diesem Test handelt es sich um ein Verfahren zur Bestimmung der thermischen Leitfähigkeit des Untergrundes und der Wärmeübertragungseigenschaften der Sonde (Bohrlochwiderstand). Durch dieses Verfahren können genauere Auslegungen in Verbindung mit den Simulationsprogrammen erfolgen. Es dient der Qualitätssicherung und zur Fehlerdiagnose bei ausgeführten Anlagen.

Genehmigung und Gesetze

Zum Schluss sollen noch einige Hinweise zu den Vorschriften folgen.

Gemäß § 3 Abs. 3 Nr. 2 b Bundesberggesetz (BBergG) wird die Erdwärme den bergfreien Bodenschätzen gleichgestellt. Einzelheiten in der Abgrenzung zwischen Bergrecht und Wasserrecht können länderspezifisch hiervon abweichen. Entsprechende Verordnungen und Leitfäden der Länder sind zu beachten (siehe hierzu Literaturangaben). Hinsichtlich des Wasserrechtes sind bei der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Energiegewinnungsanlagen, unter dem Gesichtspunkt der thermischen Nutzung des Untergrundes, die wasserrechtlichen Regelungen und die landesplanerischen Zielsetzungen, die in dem Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) in Verbindung mit den Wassergesetzen der Länder geregelt sind, zu beachten.

Hinsichtlich des Bergrechtes ist zu beachten, das bei Sondenbohrungen mit Bohrlochtiefen > 100 m (§ 127 Abs. 1 BbergG) und bei Anlagen bei denen die Gewinnung und Nutzung nicht auf ein und demselben Grundstück stattfinden, bergrechtliche Regelungen einzuhalten sind.
Die Gewinnung oberflächennaher Erdwärme (Bohrlochtiefe < 100 m) und für den privaten Gebrauch ist in der Regel nicht bergrechtlich zu behandeln.

Bohrunternehmen die Arbeiten im Rahmen der oberflächennahen Geothermie ausführen, müssen fachkundiges Personal einsetzen und gewährleisten, dass sie den Stand der Technik einhalten. Das erfolgt durch Vorlage der entsprechenden Zertifizierung nach DVGW W 120. Durch Bohrgeräte, Bohrgestänge und anderes Zubehör dürfen keine

1 Quelle SVS Planungsbüro für Erdwärmesystem GmbH Seminar Firma REHAU

bodenschädlichen Stoffe in den Untergrund eingetragen werden. Für Spülarbeiten sind nur zugelassene Stoffe einzusetzen und es sind die DIN EN ISO 22475-1 sowie die DVGW-Richtlinie W 116 zu beachten.

Materialien die in den Untergrund eingebaut werden, müssen ungiftig und korrosionssicher sein. Rohre, Filterkies, Quellton, Zement usw. müssen für den Einsatz im Grundwasser geeignet sein. Geeignet für Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden und Rohrleitungen sind vor allem reine Kohlenwasserstoff-Polymere wie Polyethylen (PE), Polypropylen (PP) oder Polybutylen (PB) in ausreichender Dichte (z. B. nach DIN 8074, DIN 8075). Details zur Eignung für einzelne Anwendungsfälle sind in der VDI 4640 Blatt 2 aufgeführt.

Die Wärmeträgermedien sind so auszuwählen, dass bei einer Leckage eine Grundwasser- und Bodenverschmutzung vermieden oder möglichst gering gehalten wird. Die eingesetzten Substanzen müssen möglichst ungiftig und (bei organischen Stoffen) biologisch gut abbaubar sind. Als Wärmeträgermedium werden Gemische aus Wasser und einem Frostschutzmittel eingesetzt. Das ist durch die Wärmepumpentechnologie bedingt. Bei Erdwärmesonden dürfen neben nicht wassergefährdenden, auch bestimmte Stoffe der WGK 1 gemäß LAWA-Beschluss (2002) eingesetzt werden. Dabei handelt es sich überwiegend um wässrige Lösungen der WGK 1 auf der Grundlage der Stoffe Ethylen-und Propylenglykol sowie Calciumchlorid.

Auf die Besonderheiten bei direkt verdampfenden Systemen wird hier nicht eingegangen.

4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Abschließend wollen wir uns noch einige Gedanken zur Wirtschaftlichkeit machen.

Geothermische Wärmeversorgung (Tiefengeothermie)

Einflussgrößen auf die Kosten sind die

- Temperatur des geothermischen Fluids
- Bohraufwendungen,
- Mineralisation,
- Förderraten,
- Schaltungsvarianten in der GHZ,
- lokale Abnehmerstrukturen,

Mit den Investitionskosten für die Anlagentechnik von 460 bis 2300 €/kW liegen die Wärmegestehungskosten im Bereich von 0,17 bis 1,15 €/kWh. Diese sind damit im Mittel noch weit über den Wärmegestehungskosten heute verfügbarer Konkurrenzprodukte. Mehrfachnutzungen des geothermischen Fluides z. B. als Mineralwasser nach dem Wärmeentzug, können diese Situation aber deutlich verbessern.

Oberflächennahe Geothermie

Die folgende Grafik zeigt einen Vergleich unterschiedlicher Heizsystem. Es ist zu erkennen, dass aufgrund der Nutzung von Umweltwärme die jährlichen Betriebskosten

der Wärmepumpen erheblich unter denen der konventionellen Heizsysteme liegen. Die betriebsgebundenen Kosten für die Erdreichwärmepumpe liegen infolge der Stromkosten für die Solepumpe über denen der Luft/Wasserwärmepumpe.

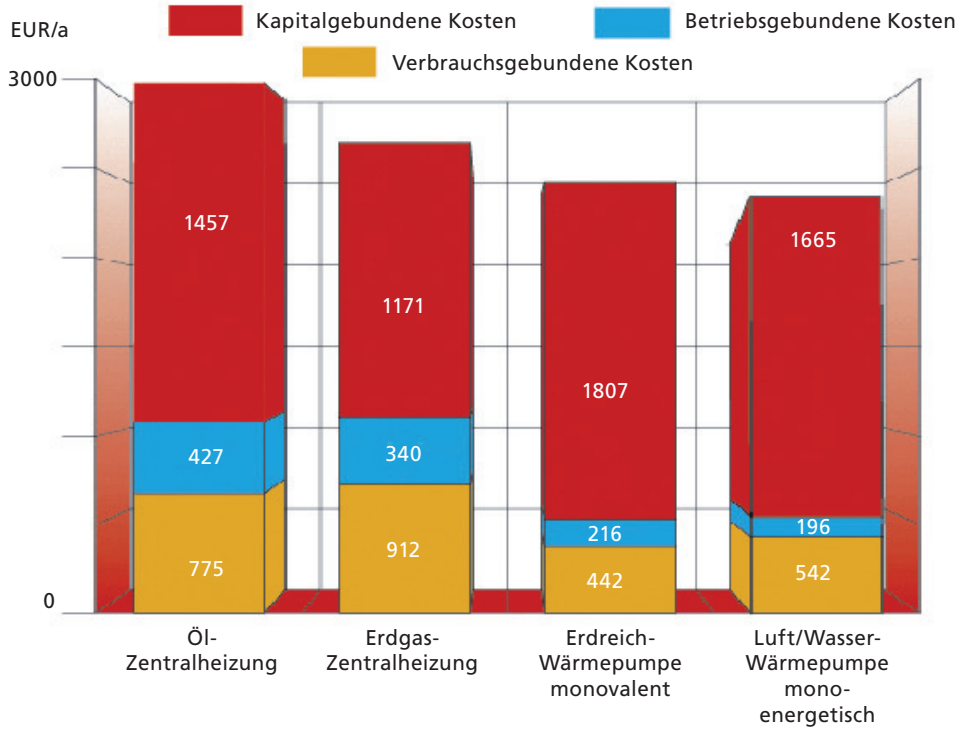


Abbildung 54: Kostenvergleich von Heizsystemen (Quelle: Arbeitsordner BWP)

Die Investitionskosten einer Doppel-U-Rohrsonde mit einer Abmessung von 32 x 2,9 mm, wie sie bei Sonden im Einfamilienhaus üblich ist, liegen gegenwärtig noch bei ca. 30,– bis 40,– € je m Sonde (incl. Erstellung der Bohrung). Für unser Beispiel mit einer Verdampferleistung von 9.000 W sind bei einer mittleren Entzugsleistung von 50 W/m 180 m Sondenlänge notwendig. Setzen wir den mittleren Preis von 35,– € an, so kosten nur die Sonden 6.300,– €. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit muss deshalb festgestellt werden, dass bei einer angenommenen Amortisationszeit von 10 Jahren, eine jährliche Brennstoffkosteneinsparung von 630,– € notwendig wäre. Dabei ist noch kein Kapitaldienst berücksichtigt. Kostensteigernd kommen noch die ca.2 bis 3 mal so großen Kosten einer Sole-Wärmepumpe gegenüber einem Brennwertkessel mit einer äquivalenten Nennwärmeleistung dazu.

Mit einer Solewärmepumpe erreichen wir aber durchaus Jahresarbeitszahlen um die 4. Damit wird für eine Wärmeleistung von 4 kW nur 1 kW Elektroenergie benötigt. Ohne Betrachtung des Kesselwirkungsgrades wird also nur noch ¼ CO_2 emittiert. Wenn die Elektroenergie aus einer regenerativen Quelle stammt, wäre also keine CO_2-Emission vorhanden. Zur Erläuterung sei auf die folgende Abbildung hingewiesen.

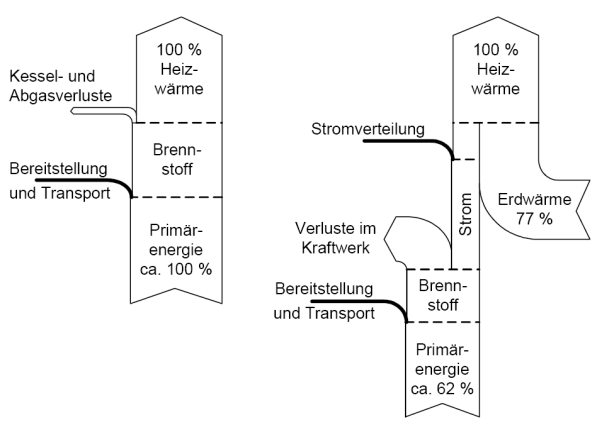


Abbildung 55: Energiefluss einer Ölzentralheizungsanlage und einer Elektro-wärmepumpenheizung[1]

Wir sehen an diesem Beispiel das die ökologische und die wirtschaftliche Bewertung nicht immer konform sind. Mit steigenden Preisen für die fossilen Energieträger verkürzt sich Amortisationszeit entsprechend.

K ⇨31 Nennen Sie Erschließungstechnologien die bei der oberflächennahen Geothermie angewendet werden.

K ⇨23 Wie erfolgt die Regeneration des oberflächennahen Bereiches?

K ⇨21 Was muss bei der Anordnung der Brunnen von Grundwassernutzungsanlagen zur Heizung und Kühlung beachtet werden?

K ⇨10 Wie unterscheiden sich Jahresarbeitszahl und COP einer Wärmepumpenanlage?

K ⇨3 Was versteht man unter dem Thermal response Test?

K ⇨35 Nennen Sie Einsatzfälle für Luft-Erdwärmetauscher.

Rekapitulieren Sie das Thema Geothermie mit dieser letzten Zusammenfassung:

Wir unterscheiden die Tiefengeothermie und die oberflächennahe Geothermie. Zur Abgrenzung von Geothermie und Umweltwärme (oberflächennahe Geothermie) wurden zwei Grenzwerte festgelegt:

- Minimale Temperatur der geothermischen Energie $t_{Geo,min} = 20\,°C$.
- Minimale Tiefe, von der ab geothermische Energie genutzt werden kann $\Delta z_{Geo,min} \approx 500$ m.

Dabei werden geothermische Anomalien nicht berücksichtigt. Der den Wärmestrom treibende geothermische Temperaturgradient beträgt im Mittel
dT /dz = 30 K/km

1 Im Vergleich (auf der Basis: Primärenergiefaktoren für Strommix Deutschland PEStrom = 2,7 nach DIN V 18599 und Gas PEGas = 1,1 nach DIN V 4701-10 sowie Erzeugeraufwandszahlen nach Gas-Brennwertgeräten eg = 1,00 und Erdreich/Wasser-Wärmepumpen eg = 0,23) Quelle VDI 4640-1

Generell werden im Bereich der Tiefengeothermie drei Erschließungstechnologien der Wärmeentnahme aus dem Untergrund unterschieden

- Hydrothermale Systeme
- Petrothermale Systeme
- Tiefenbohrungen

Die Energie aus dem Erdinneren wird zur Elektroenergieerzeugung und Wärmebereitstellung genutzt. Das bekannteste Verfahren zur Energieübertragung, das zu den Petrothermalen Sytemen zählt, ist die Hot Dry Rok Technologie.

Die Nutzung unterirdischer Aquifere zählt zu den hydrothermalen Systemen. Die in Deutschland bekannteste Anwendung ist die Wärme- und Kälteversorgung des Reistags.

Zur Elektroenergieerzeugung werden neben dem klassischen Dampfkraftwerksprozess der Organic Rankine Cycle und der Kalina- Prozess genutzt.

Der derzeitig technisch besser beherrschte Prozess, ist die Nutzung der oberflächennahen Geothermie. Durch die Wärmepumpentechnologie kann dieses Energiepotential, das durch niedrige Temperaturen gekennzeichnet ist, nutzbar gemacht werden. Im Gegensatz zur Tiefengeometrie, wo erdinnere Energieströme genutzt werden, erfolgt bei der oberflächennahen Geothemie die Nutzung der im oberflächennahen Untergrund gespeicherten Solarenergie. Zur Wärme-bzw. Kälteübertragung werden

- Erdsonden
- Flächenkollektoren
- Energiepfähle
- Energiekörbe
- Brunnenanlagen

eingesetzt. Das Wärmeträgermedium kann flüssig oder gasförmig sein. Für Lüftungsanwendungen werden Luft-Erdwärmetauscher zur Kühlung oder Erwärmung der Zuluft angewendet.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit bei der Geothermische Wärmeversorgung (Tiefengeothermie) ergeben sich folgende Einflussgrößen:

- Temperatur des geothermischen Fluids
- Bohraufwendungen,
- Mineralisation,
- Förderraten,
- Schaltungsvarianten in der GHZ,
- lokale Abnehmerstrukturen

Die Wärmegestehungskosten liegen noch weit über denen von konventionellen Technologien.

Etwas besser aber noch nicht zufriedenstellend ist die Kostensituation bei der oberflächennahen Geothermie. Auch hier liegen die Kosten für Bohrungen, Sonden und Wärmepumpen noch deutlich zu hoch. Das ist ein Grund, der die noch schnellere Verbreitung dieser Technologie hemmt. Aus Sicht der CO_2-Emissionsminderung ist die Anwendung der Geothermie weiter voranzutreiben, denn mit Strom aus regenerativen Quellen kann eine CO_2-freie Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme erfolgen.

Zusammenfassung

Wasserkraftwerke

Ein Speicherkraftwerk nutzt die Höhendifferenz H zur Energiespeicherung. Diese ist nach der Gleichung

$$E_{\text{Speicher}} = V_{\text{Oberbecken}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot g \cdot H$$

entscheidend für die Menge der speicherbaren Energie.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke haben bei der Bereitstellung von Spitzen- und Regelenergie größte Bedeutung, weil sie sehr schnell eingesetzt werden können. Hier kommen überwiegend Francis- und Peltonturbinen zum Einsatz. Der Speicherwirkungsgrad kann als Produkt der Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten geschrieben werden. Dabei muss sowohl das Laden im Pumpvorgang als auch das Entladen berücksichtigt werden.

$$\eta_{\text{PSP}} = \eta_{\text{Trafo}} \cdot \eta_{\text{Mot}} \cdot \eta_{\text{Pumpe}} \cdot \eta_{\text{Rohr}} \cdot \eta_{\text{Rohr}} \cdot \eta_{\text{Turbine}} \cdot \eta_{\text{Gen}} \cdot \eta_{\text{Trafo}}$$

Üblich ist ein Speicherwirkungsgrad von etwa 77 %.

Laufwasserkraftwerke verwenden aufgrund der geringen Fallhöhe und des großen Durchflusses Kaplanturbinen. Weil der Strom des Wassers nie abreißt, decken Flusskraftwerke die Grundlast.

Windkraftwerke

Die im Wind enthaltene Leistung P_0 steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v,

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

und somit ist der Standort einer WKA entscheidend für die Menge der gewinnbaren Energie. Daher sind in Küstennähe mehr Windenergieanlagen zu finden. Heute sind hauptsächlich Anlagen mit horizontal angeordneten 3-Blatt-Rotoren zu sehen, die zu den Auftriebsläufern gehören, obwohl auch andere Bauformen möglich sind: Widerstandsläufer (z. B. Savonius-Rotor) oder Auftriebsläufer mit vertikaler Achse (z. B. Darrieus-Rotor und H-Rotor). Sie haben sich durchgesetzt, weil der Leistungsbeiwert

$$c_{\text{P}} = \frac{P_{\text{N}}}{P_0}$$

eines Auftriebsläufers mit bis zu 0,5 viel größer ist als der eines Widerstandsläufers mit höchstens 0,2. Doch auch diese Zahl lässt sich nur dem theoretisch maximalen Wert von

$$c_{\text{P,Betz}} = \frac{16}{27} \approx 0{,}593$$

annähern, denn das Betz'sche Gesetz besagt, dass eine ideale Windkraftanlage höchstens 59, 3 % der Windenergie in mechanische Nutzenergie umwandeln kann.

Es lassen sich getriebelose Anlagen mit vielpoligem Synchrongenerator von den langgestreckten Gondeln mit Getriebe unterscheiden. Die Einsparung des Getriebes macht die Anlage langlebiger und verringert den Wartungsaufwand. Es kann in der Gondel einer WKA entweder ein Asynchron- oder ein Synchrongenerator installiert sein. In beiden Fällen ist eine Entkopplung von der Netzfrequenz über Leistungselektronik vorteilhaft. Die wichtigsten Konzepte dabei sind:

– Doppelgespeiste Asynchronmaschine mit Direktumrichter im Läuferkreis
– Synchronmaschine mit Gleichstromzwischenkreis zum Netzanschluss

Die Regelung der vom Rotor gelieferten Leistung kann prinzipiell durch Stallregelung, also Abriss der Luftströmung bei Vergrößerung des Anströmwinkels, oder durch Pitchregelung erfolgen. Letztere hat sich allgemein durchgesetzt, denn mit der aktiven Verstellung der Rotorblätter kann nicht nur bei übergroßer Windleistung der Generator geschützt werden. Die Pitchregelung ermöglicht auch die optimale Ausnutzung der Windleistung bei Teillast .

Bioenergie

Sämtliche Stoffe organischer Herkunft (Pflanzen, Tiere, Menschen) werden unter dem Begriff Biomasse zusammengefasst. Die durch die Photosynthese in C-H-O-Verbindungen umgewandelte und gespeicherte Sonnenenergie in der Biomasse bildet die Grundsubstanz aller natürlichen Brennstoffe. Organische Rest- und Abfallstoffe werden ebenfalls der Biomasse zugeordnet.

Die Umwandlung der Biomasse in Nutz- und Endenergie erfolgt durch

□ Thermo-chemische
□ Physikalisch-chemische
□ Bio-chemische

Umwandlungsverfahren. Die thermische Nutzung fester Biomasse erfolgt durch die Verbrennung. Die Verbrennung von pflanzlicher Biomasse umfasst dabei eine Reihe verschiedener physikalischer und chemischer Prozesse, von der Trocknung über die Vergasung durch partielle Luftzufuhr bis hin zur anschließenden Oxidation von brennbaren Gasen und festen Kohlenstoff.
Durch die vollständige Umsetzung von polymeren organischen Verbindungen unter Luftabschluss, als anaerober Abbauprozess bezeichnet, wird die aus Kohlenhydraten, Fetten, Eiweißen, Wasser und Mineralien bestehende organische Substanz in ihre ursprünglichen Bestandteile Kohlendioxid, Mineralien und Wasser zerlegt.
Der anaerobe Abbau in vier Umwandlungsschritten bis zur Bildung des methanhaltigen Biogases. Die einzelnen Abbauphasen werden als

□ Hydrolyse,
□ Acidogenese (Versäuerungsphase),
□ Acetogenese und
□ Methanogenese

bezeichnet.
Das entstehende Biogas kann in BHKW oder Mikrogasturbinenanlagen verstromt werden. Die dabei anfallende Wärme wird für Heiz- oder Trockenprozesse genutzt.

Zu den Biokraftstoffen zählen Pflanzenöl, Biodiesel (RME), Bioethanol, Biomethan sowie BtL (Biomass to Liquid)-Kraftstoffe.

Geothermie

In diesem Kapitel haben wir uns mit der Geothermie, deren Potentiale zur Absicherung unseres Energiebedarfs ausreichend, beschäftigt. Wir unterscheiden in die Tiefengeothermie und die oberflächennahe Geothermie. Zur Abgrenzung von Geothermie und Umweltwärme (oberflächennahe Geothermie) wurden zwei Grenzwerte festgelegt:

- Minimale Temperatur der geothermischen Energie $t_{Geo,min} = 20°C$.
- Minimale Tiefe, von der ab geothermische Energie genutzt werden kann $\Delta z_{Geo,min} \approx 500$ m.

Dabei werden geothermische Anomalien nicht berücksichtigt. Der den Wärmestrom treibende geothermische Temperaturgradient beträgt im Mittel

$dT/dz = 30$ K/km

Generell werden im Bereich der Tiefengeothermie drei Erschließungstechnologien der Wärmeentnahme aus dem Untergrund unterschieden

- Hydrothermale Systeme
- Petrothermale Systeme
- Tiefenbohrungen

Die Energie aus dem Erdinneren wird zur Elektroenergieerzeugung und Wärmebereitstellung genutzt. Das bekannteste Verfahren zur Energieübertragung, zu den Petrothermalen Sytemen zählt, ist die Hot Dry Rock Technologie.
Die Nutzung unterirdischer Aquifere zählt zu den hydrothermalen Systemen. Die in Deutschland bekannteste Anwendung ist die Wärme- und Kälteversorgung des Reistags. Zur Elektroenergieerzeugung werden neben dem klassischen Dampfkraftwerksprozess der Organic Rankine Cycle und der Kalina- Prozess genutzt.
Der derzeitig technisch besser beherrschte Prozess, ist die Nutzung der oberflächennahen Geothermie. Durch die Wärmepumpentechnologie kann dieses Energiepotential, das durch niedrige Temperaturen gekennzeichnet ist, nutzbar gemacht werden. Im Gegensatz zur Tiefengeometrie, wo erdinnere Energieströme genutzt werden, erfolgt bei der oberflächennahen Geothemie die Nutzung der im oberflächennahen Untergrund gespeicherten Solarenergie. Zur Wärme-bzw. Kälteübertragung werden

- Erdsonden
- Flächenkollektoren
- Energiepfähle
- Energiekörbe
- Brunnenanlagen

eingesetzt. Das Wärmeträgermedium kann flüssig oder gasförmig sein. Für Lüftungsanwendungen werden Luft-Erdwärmetauscher zur Kühlung oder Erwärmung der Zuluft angewendet.
Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit bei der Geothermische Wärmeversorgung (Tiefengeothermie) ergeben sich folgende Einflussgrößen:

- Temperatur des geothermischen Fluids,
- Bohraufwendungen,
- Mineralisation,
- Förderraten,
- Schaltungsvarianten in der GHZ,
- lokale Abnehmerstrukturen.

Die Wärmegestehungskosten liegen noch weit über denen von konventionellen Technologien.
Etwas besser aber noch nicht zufriedenstellend ist die Kostensituation bei der oberflächennahen Geothermie. Auch hier liegen die Kosten für Bohrungen, Sonden und Wärmepumpen noch deutlich zu hoch. Das ist ein Grund, der die noch schnellere Verbreitung dieser Technologie hemmt. Aus Sicht der CO_2-Emissionsminderung ist die Anwendung der Geothermie weiter voranzutreiben, denn mit Strom aus regenerativen Quellen kann eine CO_2-freie Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme erfolgen.

Antworten zu den Kontrollfragen

K1_Seite 10

$$P_{\mathrm{el,min}} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \cdot \eta_{\mathrm{ges}} = 10^3 \frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3} \cdot 9{,}81 \frac{\mathrm{N}}{\mathrm{kg}} \cdot 3{,}5\,\mathrm{m} \cdot 3{,}5 \frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{s}} \cdot 0{,}8 = 96{,}1\,\mathrm{kW}$$

$$P_{\mathrm{el,max}} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \cdot \eta_{\mathrm{ges}} = 10^3 \frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3} \cdot 9{,}81 \frac{\mathrm{N}}{\mathrm{kg}} \cdot 3{,}5\,\mathrm{m} \cdot 5{,}1 \frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{s}} \cdot 0{,}8 = 140{,}1\,\mathrm{kW}$$

K2_Seite 55

- □ Hydrothermale Systeme
  Natürlich vorkommende Thermalwasservorräte (Aquifere) zirkulieren zwischen zwei Brunnen.
- □ Petrothermale Systeme
  Durch hydraulische Stimulationsmaßnahmen werden im trockenen Untergrund Risse und Klüfte erzeugt. In diesen zirkuliert künstlich eingebrachtes Wasser oder CO_2 zwischen zwei tiefen Brunnen. Das bekannteste Verfahren ist das Hot Dry Rock-Verfahren.
- □ Tiefenbohrungen

Das Wärmeträgermedium zirkuliert, wie bei dem bekannten Erdwärmesonden der Sole-Wärmepumpenanlagen, in einem geschlossenen Kreislauf innerhalb einer Bohrung in einem U-Rohr oder einer Koaxialsonde.

K3_Seite 68

Beim Thermal Response Test handelt es sich um ein Verfahren zur Bestimmung der thermischen Leitfähigkeit des Untergrundes und der Wärmeübertragungseigenschaften der Sonde (Bohrlochwiderstand).

K4_Seite 14

Pumpspeicherkraftwerke haben einen Speicherwirkungsgrad von 75 bis 80 %.

K5_Seite 27

Folgende Begriffe charakterisieren einen Darrieus-Rotor:

() Widerstandsläufer	(x) Auftriebsläufer
(x) Vertikalachsen-WEA	() Horizontalachsen-WEA
() Langsamläufer	(x) Schnelläufer
() Luvläufer	() Leeläufer

Die Begriffe Luv- und Leeläufer werden nur zur Typisierung von Vertikalachsen-WEA verwendet.

K6__Seite 14

Gegebene Daten:

Turbinen: 2
Pumpen: 2
elektr. Leistungsabgabe je Turbinensatz: 66 MW
elektr. Leistungsaufnahme je Pumpensatz: 50 MW
Wassermenge je Turbine: 50 m^3/s
Wassermenge je Pumpe: 27,5 m^3/s
Generatorwirkungsgrad: 0,97
Motorwirkungsgrad: 0,94
Transformatorwirkungsgrad: 0,98
Wirkungsgrad der Pumpe: 0,94
Wirkungsgrad der Turbine: 0,95
Wirkungsgrad der Rohrleitung: 0,95
Nutzinhalt Speicherbecken: $1{,}53 \cdot 10^6\ m^3$
Jahresabgabe: 200 GWh
Jahresaufnahme: 300 GWh

Ermitteln Sie für den Nennbetrieb

a) die mittlere Fallhöhe:

$$P_{\mathrm{el}} = \rho \cdot g \cdot H(t) \cdot Q(t) \cdot \prod_i \eta_i$$

$$H = \frac{P_{\mathrm{el}}}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot \eta_{\mathrm{Rohr}} \cdot \eta_{\mathrm{Turbine}} \cdot \eta_{\mathrm{Gen}}}$$

$$H = \frac{66\,\mathrm{MW}}{10^3\,\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3} \cdot 9{,}81\frac{\mathrm{N}}{\mathrm{kg}} \cdot 50\frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{s}} \cdot 0{,}95^2 \cdot 0{,}97} = 153{,}7\,\mathrm{m}$$

b) die Zeit, nach der das Speicherbecken entleert ist:

$$t_{\mathrm{E}} = \frac{1{,}53 \cdot 10^6\ \mathrm{m}^3}{2 \cdot 50\frac{\mathrm{m}^3}{s} \cdot 3600\frac{s}{h}} = 4{,}25\,\mathrm{h}$$

c) die Pumpzeit für eine Füllung des Speicherbeckens:

$$t_{\mathrm{F}} = \frac{1{,}53 \cdot 10^6\ \mathrm{m}^3}{2 \cdot 27{,}5\frac{\mathrm{m}^3}{s} \cdot 3600\frac{s}{h}} = 7{,}73\,\mathrm{h}$$

d) die Volllaststunden im Generatorbetrieb (Kraftwerkseigenbedarf vernachlässigt):

$$t_{\mathrm{G}} = \frac{W_{\mathrm{ab}}}{\mathrm{P_T} \cdot \eta_{\mathrm{Trafo}}} = \frac{200\,\mathrm{GWh}}{2 \cdot 66\,\mathrm{MW} \cdot 0{,}98} = 1546\,\mathrm{h}$$

e) die Volllaststunden im Pumpbetrieb:

$$t_{\mathrm{G}} = \frac{W_{\mathrm{ab}}}{\mathrm{P_P} \cdot \eta_{\mathrm{Trafo}}} = \frac{300\,\mathrm{GWh}}{2 \cdot 50\,\mathrm{MW} \cdot 0{,}98} = 3061\,\mathrm{h}$$

f) den Pumpspeicherwirkungsgrad:

$$\eta_{PSP} = \eta_{Trafo} \cdot \eta_{Mot} \cdot \eta_{Pumpe} \cdot \eta_{Rohr} \cdot \eta_{Rohr} \cdot \eta_{Turbine} \cdot \eta_{Gen} \cdot \eta_{Trafo}$$

$$\eta_{PSP} = 0{,}98 \cdot 0{,}94 \cdot 0{,}94 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}95 \cdot 0{,}97 \cdot 0{,}98 = 0{,}706$$

K7_Seite 20

6 m/s: $$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 1{,}225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \pi \cdot 10^2\ \text{m}^2 \cdot \left(6 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 = 41{,}6\,\text{kW}$$

20 m/s: $$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 1{,}225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \pi \cdot 10^2\ \text{m}^2 \cdot \left(20 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 = 1{,}5\,\text{MW}$$

K8_Seite 10

Die gewinnbare elektrische Leistung lässt sich mit Gleichung (23) berechnen.

$$P_{el} = \rho \cdot g \cdot H(t) \cdot Q(t) \cdot \prod_i \eta_i$$

Beim Projekt „Fluss“ ist unter der Annahme identischer Wirkungsgrade die gewinnbare elektrische Leistung um den Faktor

$$\frac{500}{200} = 2{,}5$$

größer als beim Projekt „Gebirgsbach“.

K9_Seite 27

$$u_{max} = 2\pi \cdot n \cdot r = 2\pi \cdot 18{,}5 \frac{1}{\text{min}} \cdot 41\,\text{m} = 79{,}4\,\text{m/s}$$

$$\lambda_{opt} = \frac{u}{v_{Auslegung}} \quad \Rightarrow \quad v_{Auslegung} = \frac{u}{\lambda_{opt}} = \frac{79{,}4\,\text{m/s}}{7} = 11{,}3\,\text{m/s}$$

K10_Seite 68

Die Leistungszahl ε, auch als coeffizient of performance (cop) bezeichnet, stellt das Verhältnis von abgegebener Wärmeleistung zur aufgewendeten elektrischen Leistung dar. Die Jahresarbeitszahl, β auch als JAZ bezeichnet, setzt die jährlich abgegebene Nutzarbeit in Form von Wärme ins Verhältnis zur aufgewendeten Elektroenergie, die für die Wärmepumpe und periphere elektrische Anlagentechnik nötig ist.

K11_Seite 35

Stoffe organischer Herkunft (Pflanzen und Lebewesen) werden unter dem Begriff Biomasse zusammengefasst.

K12_Seite 28

Bei der Pitch-Regelung wird die Leistungsaufnahme der Anlage durch eine variable Einstellung des Rotorblattes gesteuert. Durch unterschiedliche Stellungen des Rotorblatteinstellwinkels ist es möglich, die Windleistung optimal zu nutzen und von der Nennwindgeschwindigkeit bis zur Sicherheitsabschaltung die Leistung der Anlage in etwa konstant zu halten.

Die Stall-Regelung erlaubt keine variable Blatteinstellung. Die Rotorblätter sind starr mit der Drehachse verbunden. Die Drehzahlregelung und -begrenzung erfolgt hier durch einen sich selbst regulierenden Mechanismus des Strömungsabrisses an den Rotorblättern. Der Strömungsabriss sorgt für eine Drosselung der Leistungsaufnahme der Anlage.

K13_Seite 46

- Thermochemische Umwandlung: Verkohlung, Vergasung, Pyrolyse
- Physikalisch-chemische Umwandlung: Pressung, Extraktion
- Biochemische Umwandlung: Alkoholgärung, Anaerober Abbau, Aerober Abbau

K14_Seite 35

- pflanzenölhaltige Früchte (Raps, Soja, Lein, Sonnenblume)
- stärkehaltige Früchte (Mais, Getreide, Kartoffel)
- zuckerhaltige Früchte (Zuckerrübe, Zuckerrohr)
- Lignocellulosepflanzen (Miscanthus, schnellwachsende Baumarten (Weide, Pappel) im Kurzumtrieb, auch bezeichnet als Kurzumtriebsplantage (KUP)).

K15_Seite 10

a) Peltonturbine
b) Francisturbine
c)Kaplanturbine

K16_Seite 37

- Festbettvergaser (Gleichstrom oder Gegenstrom)
- Wirbelschichtvergaser (stationär oder zirkulierend)
- Flugstromvergaser

K17_Seite 28

Eine Liste von Herstellern und deren Anlagenkonzepte finden Sie beispielsweise unter *http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Windkraftanlagenherstellern*.

K18_Seite 43

Die vollständige Umsetzung von polymeren organischen Verbindungen unter Luftabschluss.

K19_Seite 35
Organische Biomasse kann für die Wärme- und Elektrozeugung genutzt werden.

K20_Seite 39
Die Verbrennung von pflanzlicher Biomasse umfasst verschiedene physikalische und chemische Prozesse:
- □ Trocknung
- □ Vergasung durch partielle Luftzufuhr
- □ anschließende Oxidation von brennbaren Gasen und festem Kohlenstoff

K21_Seite 68
- □ Ausreichender Abstand in Fließrichtung. Schluckbrunnen muss in Fließrichtung nach Saugbrunnen liegen.

Weiterhin sollten folgende Auslegungshinweise beachtet werden

- □ Entnehmbare Grundwassermenge des Saugbrunnens muss der Dauerentnahme bei Nennleistung entsprechen (ca. 250-300 l/h je kW Verdampferleistung bei $\Delta t = 3$ K)
- □ Schluckbrunnen muss gefördertes Wasser wieder aufnehmen können
- □ Rückspeisetemperatur $\leq \pm 6$ K
- □ Wasserqualität hinsichtlich mineralischer Bestandteile

K22_Seite 43
Beim Abbauprozess entstehen Kohlendioxid, Mineralien und Wasser.

K23_Seite 68
Durch die Solarstrahlung erfolgt ein Energieeintrag von ca. 600 W/m² und durch den Regen 20 W/m². Der geothermische Wärmefluss aus dem Erdinneren beträgt etwa 0,06 W/m².

K24_Seite 55
Tiefengeothermie und oberflächennahe Geothermie.

K25_Seite 43
Hydrolyse, Acidogenese (Versäuerungsphase), Acetogenese, Methanogese

K26_Seite 10
Aufgrund der Fallhöhe wären Francis- oder Peltonturbinen geeignet. Beim Kraftwerk Goldisthal wurden Francis-Turbinen eingesetzt, da dieser Turbinentyp auch als Pumpe verwendet werden kann.

K27__Seite 46
Pflanzenöl, Biodiesel, Bioethanol, Biomethan, BtL-Kraftstoff

K28__Seite 37
Trocknung, Pyrolyse, Oxidation und Reduktion

K29__Seite 55
- □ O)rganic (R)ankine (C)ycle
- □ Kalina-Prozess

K30__Seite 43
50 bis 75 Vol.%

K31__Seite 68
Flächenkollektoren, Erdsonden, Energiepfähle

K32__Seite 43
- □ Verstromung in Blockheizkraftwerken, Mikrogasturbinen unter Nutzung der Abwärme
- □ Wärmeerzeugung durch Verbrennung in Kesselanlagen

K33__Seite 14
Wie Sie Tabelle 4 entnehmen können, ist der Abfluss des Rheins starken jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. Außerdem zeigt Abbildung 29, dass der Wirkungsgrad der Kaplanturbine im Bereich 0,1 bis 0,4 Q/Q_A stark abnimmt. Somit ist es sinnvoll durch Zu- oder Abschalten einzelner Turbinen den Kraftwerksdurchfluss dem Abfluss des Rheins anzupassen, sodass die wasserbeaufschlagten Turbinen im Bereich mit hohem Wirkungsgrad arbeiten. Dies gelingt mit sechs Turbinen besser als mit nur drei Turbinen.

K34__Seite 20
Bei einer Verdopplung der Windgeschwindigkeit wird sich die Leistung des Windes um den Faktor 8 erhöhen, da die Windgeschwindigkeit in Gleichung (28) mit der dritten Potenz eingeht.

K35__Seite 68
Luft-Erdwärmetauscher werden sowohl in Einfamilienhäusern als auch für Industriehallen und Bürobauten eingesetzt.

Literaturverzeichnis

QUASCHNING, VOLKER:
Regenerative Energiesysteme. München, Wien: Carl Hanser Verlag, 2006. – ISBN 3-446-40569-0.

KALTSCHMITT, M. (Hrsg.); WIESE, A. (Hrsg.); STREICHER, W. (Hrsg.):
Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 3. Heidelberg: Springer Verlag, 2003. – ISBN 3-540-43600-6.

KRUGER, PAUL:
Alternative Energy Ressources. WILEY-VCH, 2006. – ISBN 0-471-77208-9.

ZAHORANSKY, RICHARD A.:
Energietechnik. 2. Braunschweig: F.-Vieweg-Verlag, 2004. – ISBN 3-528-13925-0.

BINE Informationsdienst:
Nutzung der Windenergie, 5. erweiterte Auflage, Verlag Solarpraxis Karlsruhe 2007.

BINE Informationsdienst:
Wärmepumpen- Heizen mit Umweltenergie, 4. Erweiterte Auflage, Verlag Solarpraxis Karlsruhe 2008.

SCHMIDT, MANFRED:
Regenerative Energien in der Praxis. Berlin: Verlag Bauwesen, 2002. – ISBN 3-3456-00757-6.

HEINLOTH, K.:
Energie und Umwelt. Stuttgart: B. G. Teubner Verlag, 1996.

PASCHEN, H.; OERTEL, D.; R.GRÜNWALD:
Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland/Büro für Technologiefolgeabschätzung des Deutschen Bundestages. Mai 2003 (84). – TAB Arbeitsbericht.

BEHN, UDO:
Untersuchung des Betriebsverhaltens von verbrennungsmotorisch angetriebenen Wärmepumpen mit integriertem Wärmespeicher: Berechnungsverfahren u. Messungen. [Monographie], 1985.

OCHSNER, K.:
Wärmepumpen in der Heizungstechnik, 4. Auflage, Springer Verlag, Heidelberg 2007.

BONIN, J.:
Handbuch Wärmepumpen- Planung und Projektierung, Beuth Verlag Berlin, Wien, Zürich 2009.

BOLIN, E.:
Automation regenerativer Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden, Vieweg+Teubner Verlag 2009.

Normen und Richtlinien

VDI 4640 Blatt 2:
2001-09 Thermische Nutzung des Untergrundes; Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte, Berlin: Beuth Verlag.

VDI 4640 Blatt 2:
2001-09 Thermische Nutzung des Untergrundes; Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen Berlin: Beuth Verlag.

VDI 4640 Blatt 3:
2001-06 Thermische Nutzung des Untergrundes; Unterirdische Thermische Energiespeicher Berlin: Beuth Verlag.

VDI 4640 Blatt 4:
2004-09 Thermische Nutzung des Untergrundes; Direkte Nutzungen Berlin: Beuth Verlag.

DVGW W 116:
1998-04 Verwendung von Spülungszusätzen in Bohrspülungen bei Bohrarbeiten im Grundwasser Berlin: Beuth Verlag.

DVGW W 116:
1998-04 Verwendung von Spülungszusätzen in Bohrspülungen bei Bohrarbeiten im Grundwasser. Berlin: Beuth Verlag.

DIN EN ISO 22475-1:
2007-01 Geotechnische Erkundung und Untersuchung; Probenentnahmeverfahren und Grundwassermessungen; Teil 1: Technische Grundlagen der Ausführung (ISO 22475-1:2006); Deutsche Fassung EN ISO 22475-1: 2006 (ISO 22475-1:2006); German version EN ISO 22475- 1:2006). Berlin: Beuth Verlag.

DIN V 18599
Energetische Bewertung von Gebäuden; Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. Berlin: Beuth Verlag.

Stichwortverzeichnis

A

Abfall 33
Abfluss 11
anaerober Abbau 41
Anlagenwirkungsgrad 20
Aquifer 51
Aquifertechnologie 53
Asynchrongenerator 26
Aufbau der Erde 48
Auftriebsprinzip 21
Ausnutzungsdauer 6

B

Bergrecht 65
Betz 18 f.
Biodiesel 44
Bioenergie 33
Bioethanol 44
Biogas 39
Biogasanlagen 40
Biogasbestandteile 41
Biomasse 33
Biomethan 42, 44
BtL-Kraftstoffe 45

D

dena-Netzstudie 28

E

Entzugsleistung 63
Erdkollektorfläche 64
Erdtemperatur 56, 61

F

Festbettverbrennung 38
Festbettvergaser 36
Flugstromvergaser 36
Francis-Turbine 8
Freistrahl-Turbine 7

G

Geothermiekraftwerk 54
Gleichdruckbauweise 7
Gleichstromzwischenkreis 27
Gondel 24
Grundwasser 57

H

Hochdruckkraftwerk 7
Hochgebirge 7
Holzfeuerung 38
Holzgas 35
Hot Dry Rock-(HDR-)Technologie 51
Hydrothermale Systeme 51

J

Jahresarbeitszahl 63

K

Kalina-Prozess 54
Kaplan-Turbine 8
Kopswerk 12 ff.
Kostenvergleich von Heizsystemen 67

L

Langsamläufer 22
Laufwasserkraftwerk 10
Leeläufer 23
Leistungsbeiwert 18, 20
Leistungszahl 62
Luftströmungen 17
Luvläufer 23

N

Nachwachsende Rohstoffe 33
NawaRo 33
Netzstudie 28
Niederdruckkraftwerke 7

O

Oberflächentemperatur 56
Offshore 31
ORC-Prozess 53
organische Reststoffe 33

P

Pelton-Turbine 7
Petrothermale Systeme 51
Pflanzenöl 44
Pitch-Regelung 25
Produktgas 35
Pumpspeicherkraftwerk 11 ff.
Pumpturbine 13
Pyrolyse 35

R

Rauigkeit 17
Rohbiomasse 34
Rohr-Turbine 8
Rostfeuerung 38
Rotorformen 23

S

Saugbrunnen 57
Schleifringläufer 26
Schnellläufer 22
Schnelllaufzahl 21
Schwachgas 35
Sonderlänge 64
Speicherkraftwerk 11
Speicherverluste 12
Speicherwirkungsgrad 13
Stall-Regelung 25
Synchrongenerator 27
Synthesegas 35
Synthesekraftstoffe 45

T

Thermal Response Test 65
Tiefenbohrungen 51

U

Überdruckturbine 8
Umweltwärme 50
Untergrundmaterialien 50

V

Verbrennung 38
Verdampferleistung 62
Vergasung 35
Verkohlung 35
Volllaststunden 6

W

Wärmepumpe 53
Wärmestrom 50
Widerstandsprinzip 21
Windangebot 17
Wirbelschichtvergaser 36

Gabriele Sievers
luminoso
AKADart-Ausstellung
2006/2007

Studieren neben dem Beruf

»Ich mach was
für meine Karriere!
AKAD.de«

AKAD Bildungsgesellschaft mbH
Art.-Nr. 10008 N1051