



**Institut für Elektroenergiesysteme
und Hochspannungstechnik (IEH)**

Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried

ERZEUGUNG ELEKTRISCHER ENERGIE

VORLESUNGSBEGLEITENDES SKRIPTUM

von

Dr.-Ing. Bernd Hoferer

Inhaltsverzeichnis

1 Konventionelle Erzeugung elektrischer Energie	1
1.1 Arten und Nutzung von Kraftwerken	1
1.1.1 Arten von Kraftwerken	1
1.1.2 Nutzung von Kraftwerken	2
1.2 Thermodynamische Grundbegriffe	5
1.2.1 Gasgesetze	5
1.2.2 Zustandsänderungen von Gasen	6
1.2.3 Kreisprozesse und Carnot-Prozeß	8
1.2.4 Entropie und Enthalpie	11
1.2.5 Dampfgehalt von Wasserdampf	13
1.3 Dampfkraftwerke	14
1.3.1 Clausius-Rankine-Kreisprozeß	14
1.3.2 Gesamtwirkungsgrad eines Dampfkraftwerkes	16
1.3.2 Möglichkeiten zur Steigerung des Wirkungsgrades	17
1.3.3 Hauptkomponenten eines Dampfkraftwerks	18
1.3.4 Umweltschutz bei konventionellen Dampfkraftwerken	20
1.4 Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke	22
1.4.1 Gasturbinenkraftwerke	22
1.4.2 GuD-Kraftwerke	25
1.5 Kraft-Wärme-Kopplung	26
1.6 Beispiel: Kraftwerk Schwarze Pumpe in Sachsen	28
1.7 Kernkraftwerke	30
1.7.1 Einige Grundlagen der Kernphysik	30
1.7.2 Kernspaltung	32
1.7.3 Arten und Funktion von Kernreaktoren und deren Leistungsregelung	33
1.7.3.1 Prinzipielle Funktionsweise eines Kernkraftwerks	33
1.7.3.2 Siedewasserreaktor (SWR)	34
1.7.3.3 Druckwasserreaktor (DWR)	35
1.7.3.4 Brutreaktoren	38
1.7.4 Brennstoffkreislauf und Brennelemente	38
2 Regenerative Erzeugung elektrischer Energie	40
2.1 Bedeutung der regenerativen Energieerzeugung	40
2.2 Wasserkraftwerke	41
2.2.1 Theoretische Grundlagen	43
2.2.2 Bauarten von Wasserkraftwerken	44
2.2.2.1 Laufwasserkraftwerke	44

2.2.2.2	Speicherkraftwerke	46
2.2.2.3	Beispiel: Kraftwerksgruppe der Vorarlberger Illwerke AG	47
2.2.2.4	Gezeitenkraftwerke	49
2.2.2.5	Meereswellenkraftwerke	49
2.2.3	Turbinenarten und ihre Einsatzgebiete	52
2.2.3.1	Pelton-Turbine	54
2.2.3.2	Francis-Turbine	57
2.2.3.3	Kaplan-Turbine	59
2.3	Windenergieanlagen (WEA)	60
2.3.1	Theoretische Grundlagen und Wirkungsgrad	60
2.3.1.1	Wirkungsgrad einer Windkraftanlage	61
2.3.1.2	Antrieb des Windrades durch das Widerstandsprinzip	64
2.3.1.3	Antrieb des Windrades durch das Auftriebsprinzip	66
2.3.2	Bauarten von Windkraftanlagen	68
2.3.2.1	Vertikalachsenkonverter	68
2.3.2.2	Horizontalachsenkonverter	69
2.3.3	Generatorkonzepte bei Windkraftanlagen	73
2.3.4	Energieübertragung von Windkraftanlagen ins Netz: Systemlösungen	75
2.3.5	Problematik der Energieversorgung durch Windkraftanlagen	77
2.4	Solarenergieanlagen	78
2.4.1	Solarstrahlung	78
2.4.2	Photovoltaikanlagen (Solarzellen)	80
2.4.2.1	Funktionsweise von Solarzellen	80
2.4.2.2	Arten von Solarzellen	84
2.4.2.3	Solarzellen-Module	86
2.4.3	Solarthermik	87
3	Umwandlung mechanischer Energie in elektrische Energie	91
3.1	Aufbau und Vollpol- und Schenkelpolgeneratoren	91
3.2	Wirkungsweise von Synchrongeneratoren	91
3.2.1	Der Synchrongenerator im Leerlauf	92
3.2.2	Der Synchrongenerator bei Belastung	94
3.3	Stationäre Betriebszustände der Synchronmaschine	95
3.4	Phasenschieberbetrieb	96
4	Literatur	97

1 Konventionelle Erzeugung elektrischer Energie

1.1 Arten und Nutzung von Kraftwerken

1.1.1 Arten von Kraftwerken

Die großtechnische Umwandlung der Primärenergie in elektrische Energie erfolgt in Kraftwerken. Man unterscheidet dabei:

Konventionelle Kraftwerke

- Wärmekraftwerke
 - Dampfkraftwerke und Kernkraftwerke
 - Gasturbinenkraftwerke
 - GuD-Kraftwerke (Kombination aus Dampf- und Gasturbinenkraftwerk)

Regenerative Energieerzeugung

- Wasserkraftwerke
 - Laufwasserkraftwerke
 - Speicherkraftwerke
 - Pumpspeicherkraftwerke
 - Gezeitenkraftwerke, Wellenkraftwerke
- Windenergieanlagen (Windparks)
 - On-shore (an Land, meist in der Küstenregion)
 - Off-shore (auf Plattformen in Ozeanen)
- Solarenergieanlagen
 - Photovoltaikanlagen
 - Solarthermische Anlagen
- Brennstoffzellen
- Biomasseanlagen
- andere, z. B. Aufwindkraftwerke

Kernkraftwerke in Deutschland

In Deutschland gibt es 8 Kernkraftwerke an 7 Standorten. Praktisch alle Kernkraftwerke wurden in den 70er und 80er Jahren gebaut, mit zunehmenden Einheitenleistungen bis über 1000 MW.

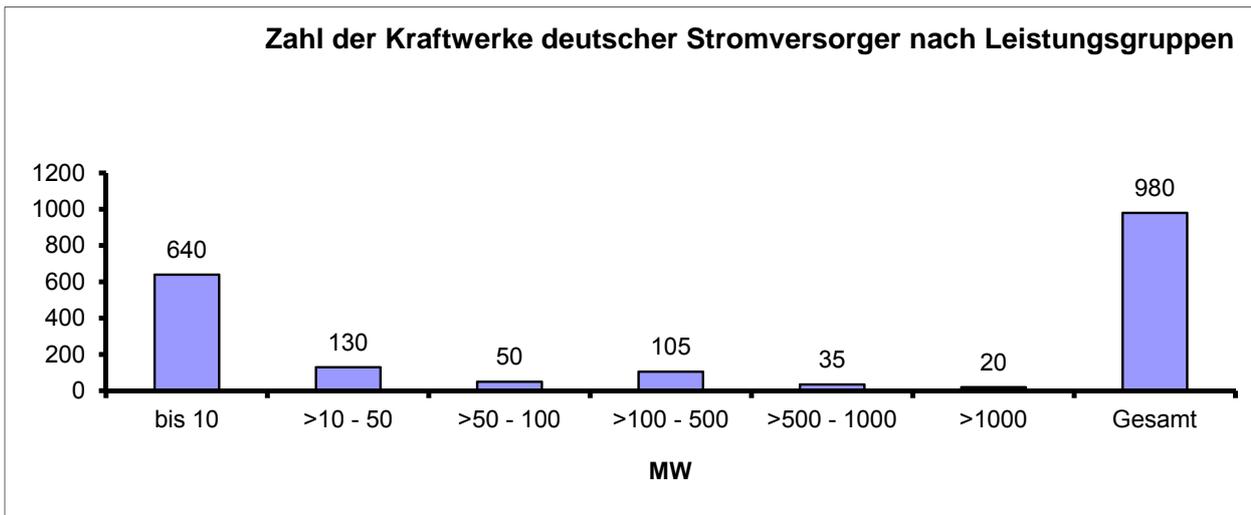


Bild 1.1 Zahl deutscher Kraftwerke in einzelnen Leistungsklassen (Quelle: VDEW, 1999)

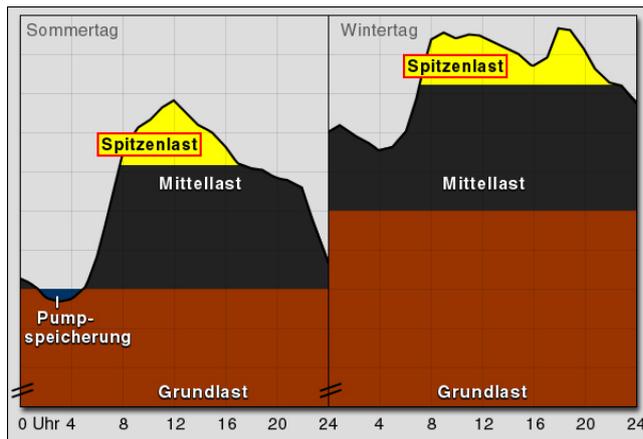
1.1.2 Nutzung von Kraftwerken

Die von Wärme- und Wasserkraftwerken erzeugte Energie ist deterministisch verfügbar und kann somit bei der Kraftwerkseinsatzplanung gezielt verplant werden. Bei den anderen Technologien fällt die Primärenergie nicht immer zu dem Zeitpunkt an, zu dem sie gebraucht wird (z. B. Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen,...). Sie können bei der Kraftwerkseinsatzplanung daher nur mit einer geringeren Verfügbarkeit eingeplant werden. Das bedeutet, daß zusätzliche Reserven an deterministisch verfügbaren Kraftwerken vorgehalten werden müssen.

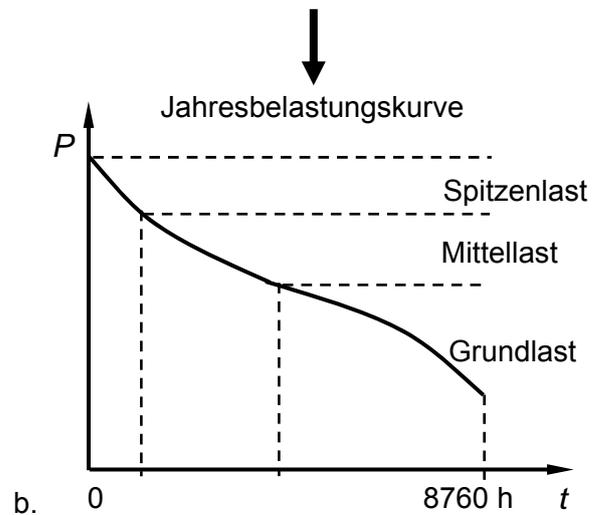
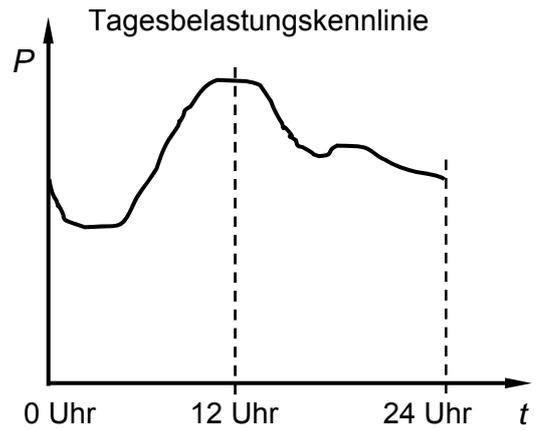
Der Bedarf an elektrischer Energie schwankt mit der Tageszeit, man bezeichnet dies als Tagesbelastungskurven (**Bild 1.2a**). Ordnet man die Tagesbelastungskurven über einen bestimmten Zeitraum, z. B. ein Jahr, nach der Häufigkeit des Auftretens einer bestimmten Leistung, so bekommt man so genannte *geordnete Leistungsdauerkurven*, z. B. die Jahresdauerkurve. Dieser Jahresdauerkurve können Wärme- und Wasserkraftwerke entsprechend ihrer Jahresnutzungsdauer T_a zugeordnet werden (**Bild 1.2b**). **Bild 1.2c** zeigt die Ausnutzungsdauer der Kraftwerke der Stromversorger im Jahr 1999.

Man unterscheidet:

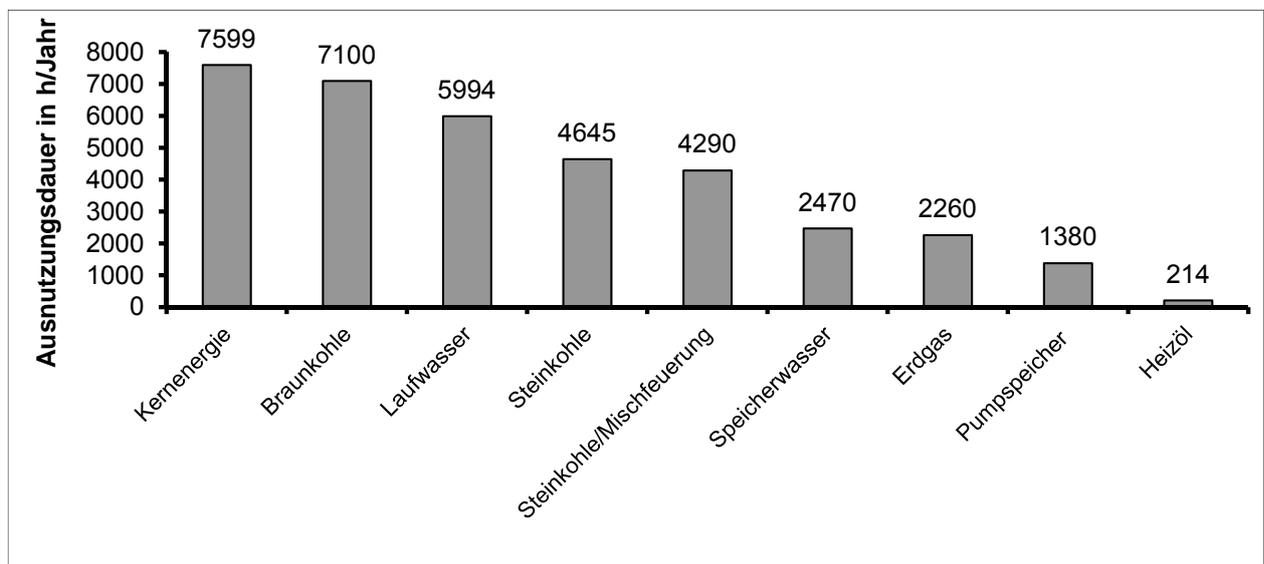
- Grundlastkraftwerke: Jahresnutzungsdauer $T_a > 5000$ h
 - Braunkohlekraftwerke
 - Kernkraftwerke
 - Laufwasserkraftwerke
- Mittellastkraftwerke: Jahresnutzungsdauer $T_a = 1500 \dots 5000$ h
 - Steinkohlekraftwerke
 - Speicherkraftwerke
 - Pumpspeicherkraftwerke
- Spitzenlastkraftwerke: Jahresnutzungsdauer $T_a < 1500$ h
 - Gasturbinenkraftwerke
 - Pumpspeicherkraftwerke



a.



b.



c.

Bild 1.2 a. Tagesbelastungskurve (prinzipiell)
 b. geordnete Leistungsdauerkurve, hier Jahresbelastungskurve
 c. Ausnutzungsdauer der Kraftwerke der Stromversorger nach Energieträgern im Jahr 1999 in Stunden/Jahr (Quelle: VDEW Statistik, 1999)

Für die Jahresnutzungsdauer T_a gilt:

$$T_a = \frac{E}{P_{\max}} = \frac{\text{jährliche Brutto - Erzeugung (in kWh)}}{\text{maximale Höchstlast (in kW)}} \quad (0.1)$$

Die mittlere abgegebene Leistung eines Kraftwerkes ist:

$$P_{\text{mittel}} = \frac{E}{T} \quad , \quad (0.2)$$

wobei T die Jahresstundenzahl (8760 h) oder Tagesstundenzahl (24 h) ist. Man kann dann noch einen *Belastungsfaktor* m und einen *Ausnutzungsfaktor* n definieren:

$$m = \frac{P_{\text{mittel}}}{P_{\max}} = \frac{E}{T \cdot P_{\max}} \quad (0.3)$$
$$n = \frac{P_{\text{mittel}}}{P_E} = \frac{E}{T \cdot P_E}$$

Darin sind P_{\max} die maximal abgegebene Leistung und P_E die so genannte Engpaßleistung. Die Engpaßleistung ist die maximale Leistung, die ein Kraftwerk ohne Überlastung der Anlagen liefern kann.

Für den Betrieb ist die Reserve, d. h. die Differenz zwischen der maximal abgegebenen Leistung P_{\max} und der maximal verfügbaren Leistung P_E wichtig. Man definiert dazu den Reservefaktor:

$$r = \frac{P_E}{P_{\max}} \quad . \quad (0.4)$$

Die Grundlast wird von Kraftwerken gedeckt, die rund um die Uhr arbeiten. In Deutschland sind das vorwiegend Laufwasserkraftwerke und Wärmekraftwerke. Sie zeichnen sich durch hohe Investitionskosten, aber geringe Betriebskosten aus. Wenn mehr Strom erzeugt wird, als man im Moment benötigt, kann die Überschussenergie dazu verwendet werden, Wasser in höher gelegene Speicherseen zu pumpen. So kann es im Bedarfsfall später genutzt werden.

Die zweite Ebene des Strombedarfs ist die Mittellast. Dabei handelt es sich um die regelmäßigen Mehrbelastungen, nämlich den vermehrten Stromverbrauch der morgens, mittags und abends in den Haushalten z. B. zum Kochen, benötigt wird. Diese stundenweise Belastung des Stromnetzes ist vorhersehbar und wird vor allem von Laufwasserkraftwerken mit Schwellbetrieb, Tages- und Wochenspeichern und von Wärmekraftwerken abgedeckt.

Wenn oberhalb der Mittellast zusätzliche Belastungsspitzen auftreten, so werden Spitzenlastkraftwerke (Speicher- und Gasturbinenkraftwerke) eingesetzt. Sie sind durch geringe Investitionskosten, aber hohe Betriebskosten gekennzeichnet. Innerhalb von wenigen Minuten erbringen die Generatoren von Spitzenlastkraftwerken ihre volle Leistung.

Die Kraftwerkeinsatzplanung erfolgt durch die Lastverteiler, welche – rechnergestützt - die erforderliche Leistung abhängig von den Betriebskosten auf die Kraftwerke verteilen. Ziel ist es, die vorhandenen Kraftwerke möglichst optimal einzusetzen.

Wärme­kraftwerke leisten in Deutschland einen überwie­genden Beitrag zur Energieerzeugung (ca. 95 %). In Wärme­kraftwerken wird die in fossilen Brennstoffen gespeicherte chemische Energie (Atombindungsenergie) und die bei der Kernspaltung freiwerdende Energie zunächst in thermische Energie umgewandelt. Diese wird anschließend über eine Wärme­kraftmaschine oder eine Verbrennungsmaschine in mechanische Energie gewandelt, die wiederum einen Generator (i. a. Synchron­generator) antreibt. Dieser wandelt die mechanische in elektrische Energie.

Zur Umwandlung der thermischen Energie in mechanische Energie werden Gase oder Dämpfe (z. B. Wasserdampf) unter hohem Druck auf eine hohe Temperatur gebracht. Die Energie­wandlung erfolgt durch Expansion dieser Gase bei gleichzeitiger Temperaturabsenkung. Die Expansion bewirkt ein Drehmoment auf die beweglichen Teile einer Wärme­kraftmaschine (z. B. Lauf­rad einer Turbine oder Kolben in einer Kolbenmaschine).

Zum Verständnis von Wärme­kraftwerken sind einige thermodynamische Grundlagen erforderlich.

1.2 Thermodynamische Grundbegriffe

1.2.1 Gasgesetze

Ein Gas ist durch seine Zustandgrößen gekennzeichnet. Dies sind die direkt meßbaren Zustandsgrößen:

- Druck p
- Volumen V
- Temperatur T

sowie die abgeleiteten Größen

- Innere Energie U
- Entropie S
- Enthalpie h .

Aus experimentellen Untersuchungen ergaben sich die folgenden Gasgesetze:

- Gesetz von Boyle und Mariotte:

$$\text{für } T = \text{const. gilt: } p \cdot V = \text{const.} \quad (0.5)$$

- 1. Gesetz von Gay-Lussac:

$$\text{für } p = \text{const. gilt: } V = V_0 \cdot (1 + \alpha(T - T_0)) \quad (0.6)$$

- 2. Gesetz von Gay-Lussac:

$$\text{für } V = \text{const. gilt: } p = p_0 \cdot (1 + \alpha(T - T_0)) \quad (0.7)$$

Für ideale Gase und auch für die meisten realen Gase, insbesondere in Zuständen fern der Kondensation, ist

$$\alpha = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{273,15 \text{ K}}. \quad (0.8)$$

Damit ergibt sich aus den Gleichungen (0.5) bis (0.8) das Gasgesetz

$$\frac{p \cdot V}{T} = \text{const.} = \frac{p_0 \cdot V_0}{T_0} \quad (0.9)$$

Daraus kann – unter Zuhilfenahme von Beziehungen für Teilchenzahl und Molmasse - das allgemeine Gasgesetz

$$p \cdot V = \nu \cdot R \cdot T \quad (0.10)$$

abgeleitet werden. Darin sind ν die Stoffmenge des Gases und R ist die allgemeine Gaskonstante mit $R = 8,31451 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$.

1.2.2 Zustandsänderungen von Gasen

1. Hauptsatz der Thermodynamik (Energieerhaltungssatz)

Die innere Energie U eines Gases kann durch Wärmezufuhr dQ oder durch Arbeitsverrichtung dW um den Wert dU geändert werden, d. h. es gilt

$$1. \quad dU = dQ + dW \quad (0.11)$$

Das Vorzeichen von Wärme Q und Arbeit W ist positiv, wenn sie dem System zugeführt werden, anderenfalls ist es negativ.

Man unterscheidet folgende Zustandsänderungen von Gasen:

- isochore Zustandsänderung, d. h. $V = \text{const.}$ (**Bild 1.3a**)
- isobare Zustandsänderung, d. h. $p = \text{const.}$ (**Bild 1.3b**)
- isotherme Zustandsänderung, d. h. $T = \text{const.}$ (**Bild 1.4a**)
- adiabatische Zustandsänderung. (**Bild 1.4b**)

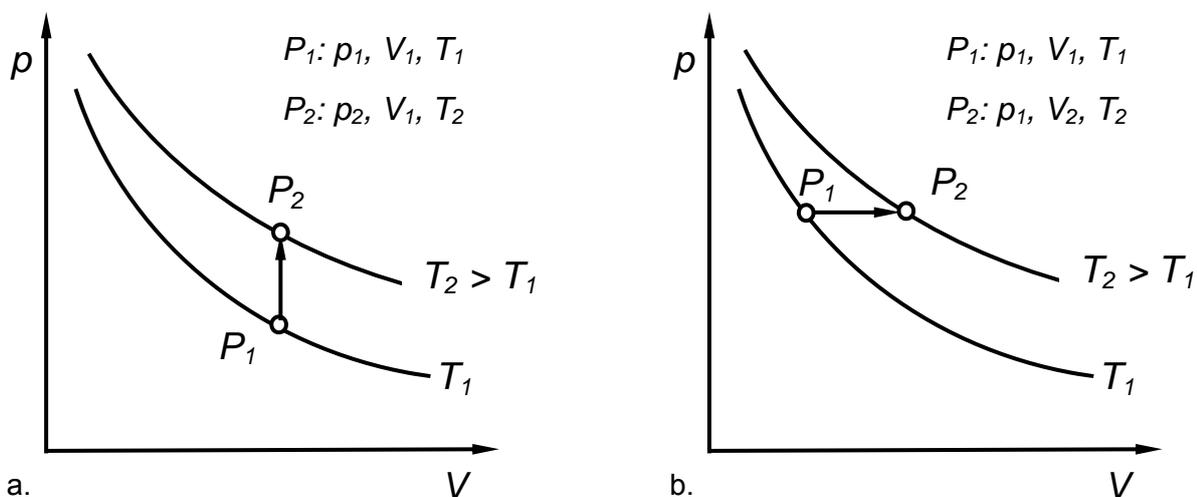


Bild 1.3 Zustandsänderungen von Gasen im p-V-Diagramm

a. Isochore Zustandsänderung ($V = \text{const.}$)

b. Isobare Zustandsänderung ($p = \text{const.}$)

Die innere Energie eines Gases kann durch Betrachtung der kinetischen Energien zu

$$U = \nu \cdot C_{mV} \cdot T \quad (0.12)$$

mit der molaren Wärmekapazität C_{mV} eines Gases bei konstantem Volumen V bestimmt werden.

Von Bedeutung für die technischen Prozesse, die wir hier weiter betrachten wollen, sind die isotherme und die adiabatische Zustandsänderung.

Für die *isotherme* Zustandsänderung gilt für die Arbeit, die zum Übergang des Zustandes 1 (p_1, V_1) zum Zustand 2 (p_2, V_2) verrichtet werden muß (**Bild 1.4a**)

$$W_{12} = - \int_{V_1}^{V_2} p \cdot dV = - \int_{V_1}^{V_2} \frac{\nu \cdot R \cdot T}{V} \cdot dV = \nu \cdot R \cdot T \cdot \ln \left(\frac{V_1}{V_2} \right) \quad (0.13)$$

W_{12} muß dem System zugeführt werden und ist deshalb positiv. Die innere Energie U eines Gases hängt gemäß (0.12) nur von der Temperatur ab. Bei konstanter Temperatur folgt aus dem 1. Hauptsatz

$$dU = dQ + dW = 0 \quad (0.14)$$

Die bei der Kompression zugeführte Arbeit W_{12} muß als Wärme – bei konstanter Temperatur des Systems – an die Umgebung abgeführt werden. Der Temperaturanstieg muß vernachlässigbar sein, d. h. das System muß an eine Masse mit hoher Wärmekapazität thermisch gut gekoppelt sein und der Prozeß muß sehr langsam (theoretisch unendlich langsam) ablaufen.

Bei einem *adiabatischen* System findet keine Wärmeübertragung zur Umgebung statt, d. h. es ist $dQ = 0$. Für die adiabatische Zustandsänderung gilt

$$p \cdot V^\kappa = \text{const.} \quad \text{oder} \quad p = \frac{\text{const.}}{V^\kappa} \quad (0.15)$$

Dabei ist κ der Adiabatenexponent mit $\kappa = C_{mp}/C_{mV} > 1$, wobei C_{mp} die molare Wärmekapazität des Gases bei konstantem Druck p und C_{mV} die molare Wärmekapazität des Gases bei konstantem Volumen V ist. Im p - V -Diagramm ist die Steigung der Kurve $p = \text{const.}/V^\kappa$ steiler als $p = \text{const.}/V$ (**Bild 1.4b**).

Ein Sonderfall der *adiabatischen* Zustandsänderung ist die *isentropische Zustandsänderung*. Darunter versteht man eine *reversibel (verlustfrei) durchlaufene Adiabate*. Für die adiabatische und isentrope Kompression gilt gemäß dem p - V -Diagramm mit $dQ = 0$:

$$dU = dW \quad (0.16)$$

Durch Betrachtung der inneren Energie mehratomiger Gase kann die zu verrichtende Arbeit bei einer isentropen Kompression zu

$$W_{12} = \nu \cdot C_{mV} \cdot (T_2 - T_1) > 0 \quad (0.17)$$

berechnet werden. Zum selben Ergebnis gelangt man aber auch durch den Ansatz

$$W_{12} = - \int_{V_1}^{V_2} p \cdot dV \quad \text{mit} \quad p_1 \cdot V_1^\kappa = p_2 \cdot V_2^\kappa, \quad p \cdot V = \nu RT \quad \text{und} \quad \frac{p_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{p_2 \cdot V_2}{T_2} \quad .$$

Ein wichtiger Zusammenhang für adiabatische (und isentrope) Zustandsänderungen folgt aus den Gasgesetzen (0.15) und (0.9)

$$T_1 \cdot \frac{V_1^\kappa}{V_1} = T_1 \cdot V_1^{\kappa-1} = T_2 \cdot V_2^{\kappa-1} = T_2 \cdot \frac{V_2^\kappa}{V_2} \quad (0.18)$$

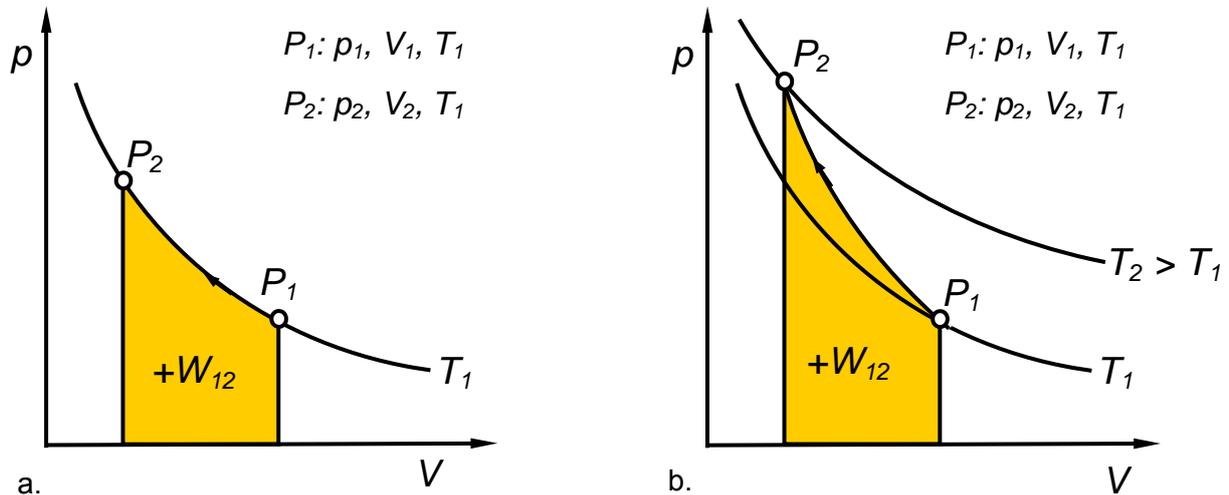


Bild 1.4 Für die Kraftwerkstechnik wichtige Zustandsänderungen von Gasen im p-V-Diagramm

- a. Isotherme Zustandsänderung ($T = T_1 = \text{const.}$)
- b. Adiabatische Zustandsänderung ($pV^\kappa = \text{const.}$)

1.2.3 Kreisprozesse und Carnot-Prozeß

Ein Kreisprozeß liegt vor, wenn ein System eine Folge von Zustandsänderungen durchläuft, wobei der Anfangszustand und Endzustand übereinstimmen. Kreisprozesse von Gasen werden zur Umwandlung thermischer in mechanische Energie genutzt. Es soll hier zunächst nicht interessieren, wie eine Wärmekraftmaschine zur Realisierung eines bestimmten Kreisprozesses konstruktiv aufgebaut sein müßte.

Als idealer Vergleichsprozess für die technischen Kreisprozesse (z. B. Stirling-Prozeß oder Clausius-Rankine-Prozeß) gilt der *Carnot-Prozeß*.

Der Carnot-Prozeß besitzt den besten (optimalen) Wirkungsgrad, den ein Kreisprozeß haben kann. Anders ausgedrückt: Der Wirkungsgrad eines technischen Kreisprozesses ist immer kleiner als jener des Carnot-Prozesses.

Diese Aussage soll hier nicht bewiesen werden. Interessenten seien auf die entsprechende Literatur thermodynamischer Grundlagen verwiesen.

Der Carnot-Prozeß läuft im p-V-Diagramm zwischen zwei Isothermen und zwei Isentropen ab (**Bild 1.5**). Ausgehend von $P_1 (p_1, V_1, T_1)$ erfolgt zunächst eine isotherme Kompression zu $P_2 (p_2, V_2, T_2)$. Von dort erfolgt eine isentrope Kompression zu $P_3 (p_3, V_3, T_3)$. Das Gas wird von dort isotherm nach $P_4 (p_4, V_4, T_4)$ expandiert. Schließlich erfolgt eine isentrope Expansion zum ursprünglichen Zustand $P_1 (p_1, V_1, T_1)$.

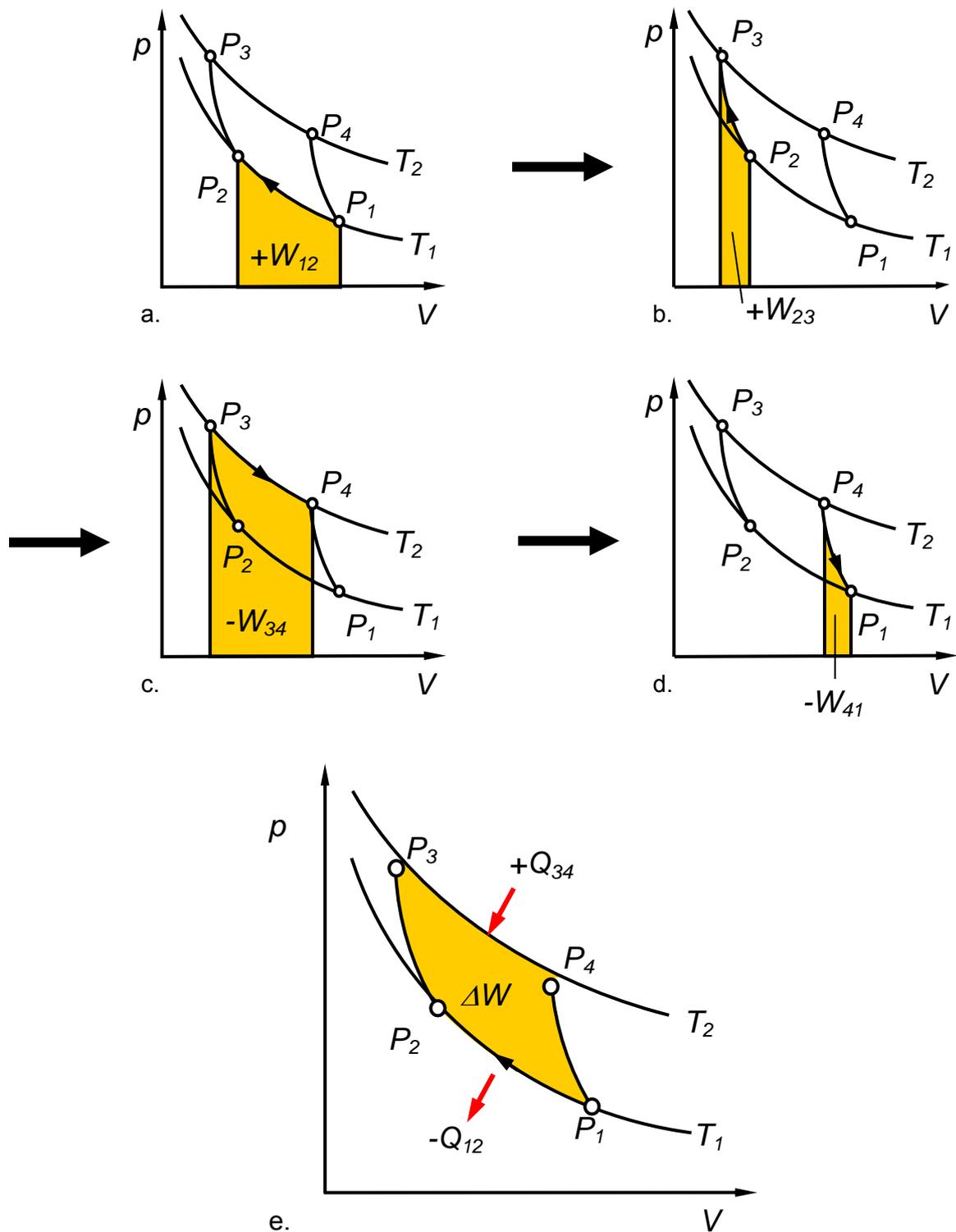


Bild 1.5 Carnot-Kreisprozess: Zustandsänderungen im p-V-Diagramm

- Isotherme Zustandsänderung ($P_1 \Rightarrow P_2$)
- Isentrope Zustandsänderung ($P_2 \Rightarrow P_3$)
- Isotherme Zustandsänderung ($P_3 \Rightarrow P_4$)
- Isentrope Zustandsänderung ($P_4 \Rightarrow P_1$)
- gesamter Prozess

① Isotherme Kompression $P_1 \Rightarrow P_2$

Dem System muß gemäß (0.13) die Arbeit $W_{12} = \nu RT_1 \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right)$ zugeführt werden. Dies

bedeutet, daß die Wärme $Q_{12} = -W_{12} = -\nu RT_1 \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right)$ isotherm, d. h. ohne (wesentliche) Temperaturänderung an die Umgebung abgeführt werden muß, da wegen $T = \text{const.}$ $dU = 0$ ist.

② Isentrope Kompression $P_2 \Rightarrow P_3$

Gemäß (0.17) muß die Arbeit $W_{23} = \nu \cdot C_{mv} \cdot (T_2 - T_1)$ aufgewendet werden. Wegen $dQ = 0$, führt dies direkt zur Erhöhung der inneren Energie U des Gases. Es gilt ferner:
 $T_1 \cdot V_2^{\kappa-1} = T_2 \cdot V_3^{\kappa-1}$

③ Isotherme Expansion $P_3 \Rightarrow P_4$

Dem System muß gemäß (0.13) die Wärme $Q_{34} = -W_{34} = \nu RT_2 \cdot \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right)$ zugeführt werden. Gleichzeitig leistet das System die Arbeit $W_{34} = -\nu RT_2 \cdot \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right)$.

④ Isentrope Expansion $P_4 \Rightarrow P_1$

Gemäß (0.17) wird die mechanische Arbeit $W_{41} = \nu \cdot C_{mv} \cdot (T_1 - T_2)$ frei. Wegen $dQ = 0$, führt dies direkt zur Verringerung der inneren Energie U des Gases. Es gilt ferner:
 $T_2 \cdot V_4^{\kappa-1} = T_1 \cdot V_1^{\kappa-1}$

Für die beiden isentropen Zustandsänderungen (Schritt ② und Schritt ④) gilt:

$$\frac{T_2 \cdot V_4^{\kappa-1}}{T_1 \cdot V_1^{\kappa-1}} = \frac{T_2 \cdot V_3^{\kappa-1}}{T_1 \cdot V_2^{\kappa-1}} \quad \text{oder} \quad \frac{V_4}{V_3} = \frac{V_1}{V_2} \quad (0.19)$$

Die mechanische Arbeit beim Carnot-Kreisprozeß ergibt sich mit Gleichung (0.19) zu

$$\begin{aligned} \Delta W &= \oint dW = W_{12} + W_{23} + W_{34} + W_{41} \\ &= \nu RT_1 \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right) + \nu \cdot C_{mv} (T_2 - T_1) - \nu RT_2 \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right) - \nu \cdot C_{mv} (T_2 - T_1) \\ &= \nu \cdot R \cdot (T_1 - T_2) \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right) = \nu \cdot R \cdot (T_1 - T_2) \cdot \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right) < 0 \end{aligned} \quad (0.20)$$

ΔW ist negativ, d. h. die mechanische Arbeit ΔW wird von dem System nach außen abgegeben. **Bild 1.5e** zeigt, daß die von den Zustandsänderungen umfahrene Fläche gleich dem vom Carnot-Prozeß abgegebenen mechanischen Arbeit ΔW ist.

Im Schritt ③ muß dem System die Wärme

$$Q_{34} = \nu RT_2 \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right) > 0 \quad (0.21)$$

zugeführt werden. Im Schritt ① wird zwar die Wärme $-Q_{12}$ abgeführt, wegen der isothermen Kompression ist sie aber nicht direkt nutzbar.

Wichtig ist der thermische Wirkungsgrad η_{th} , also das Verhältnis von abgegebener Arbeit und zugeführter Wärme:

$$\eta_{th} = \frac{|\Delta W|}{Q_{34}} = \frac{v \cdot R \cdot (T_2 - T_1) \cdot \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right)}{vRT_2 \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right)} = \frac{T_2 - T_1}{T_2} < 1 \quad (0.22)$$

Der maximal erreichbare Wirkungsgrad einer Wärmekraftmaschine ist also stets kleiner 1, unabhängig davon, daß bei einem technischen Prozeß nichtideale Bedingungen herrschen (reales Gas, Wärmeverluste, Reibungsverluste, etc.). Er wird als theoretischer thermischer Wirkungsgrad bezeichnet. Nur für $T_1 = 0$ läßt sich theoretisch $\eta_{th} = 1$ erreichen.

Im Gegensatz zu allen anderen Energieformen (z. B. elektrische Energie) läßt sich Wärme infolge ihrer statistisch ungeordneten Natur nicht vollständig in andere Energieformen überführen.

1.2.4 Entropie und Enthalpie

Technische Prozesse laufen nicht verlustfrei ab. Bei Zustandsänderungen treten stets Reibungsverluste und Wärmeverluste auf. Auch eine isotherme Zustandsänderung kann in der Praxis nur näherungsweise realisiert werden. Technische Prozesse sind daher stets irreversibel. Im obigen Fall muß zur Wiederherstellung des Ausgangszustandes P_1 (p_1, V_1, T_1) mehr Energie aufgewendet werden, als dies $+Q_{34}$ entspricht. Der Wirkungsgrad sinkt dadurch unter den theoretischen thermischen Wirkungsgrad gemäß (0.22) ab.

Gemäß dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik ist

$$dS = \frac{dQ}{T} = \frac{dU + pdV}{T} \quad (0.23)$$

Mit $dU = v \cdot C_{mv} \cdot dT$ (0.12) und $p = v \cdot R \cdot T/V$ (0.10) kommt man auf

$$\Delta S = S_2 - S_1 = v \cdot C_{mv} \cdot \ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right) + v \cdot R \cdot \ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) \quad (0.24)$$

Bei isothermen Zustandsänderungen, z. B. $P_1 \rightarrow P_2$ und $P_3 \rightarrow P_4$ in ist

$$\Delta S = v \cdot R \cdot \ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) \quad (0.25)$$

Für den reversibel ablaufenden Carnot-Prozeß gilt:

$$\frac{Q_{12}}{T_1} + \frac{Q_{34}}{T_2} = -v \cdot R \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_2}\right) + v \cdot R \cdot T \cdot \ln\left(\frac{V_4}{V_3}\right) = 0 \quad (0.26)$$

Man kann zeigen, daß in einem adiabaten, geschlossenen System irreversible Prozesse stets einen Anstieg der Entropie bedeuten. Bei reversibler Prozeßführung (isentropes System) bleibt die Entropie konstant, d. h. $dS = 0$. Demnach gilt

$$dS = \frac{dQ}{T} \geq 0 \quad (0.27)$$

In der Thermodynamik ist die Definition einer weiteren Zustandsgröße, der Enthalpie h , sehr hilfreich. Die Enthalpie ist die Summe aus innerer Energie U und Strömungsenergie $p \cdot V$

$$h = U + p \cdot V \quad (0.28)$$

Bei thermischen Strömungsmaschinen, z. B. Dampfturbinen, ergibt sich eine Änderung der Enthalpie h nur durch Zu- oder Abführung von Wärme oder mechanischer Energie (Arbeit).

Für technische Berechnungen thermischer Strömungsmaschinen ist das *Mollier-h-S-Diagramm* gebräuchlich, da sich Enthalpiedifferenzen, d. h. die geleistete mechanische Arbeit, bequem als Strecken ablesen lassen. Das h-S-Diagramm (**Bild 1.6**) besteht aus einem Gebiet des Naßdampfes und einem Gebiet überhitzten Dampfes, getrennt durch eine Grenzkurve G. Im Naßdampfgebiet fallen die Isobaren und Isothermen zusammen und sind Geraden. Im Gasgebiet verlaufen die Isobaren als gekrümmte Kurven mit zunehmender Steigung. Die Isothermen sind rechtsgekrümmte Kurven und verlaufen dann praktisch waagrecht.

Ausgehend vom Frischdampfzustand $h_1 = U_1 + p_1 \cdot V_1$, der einem System zugeführt wird, und dessen Endzustand $h_2 = U_2 + p_2 \cdot V_2$, läßt sich die geleistete Arbeit als Strecke Δh ablesen. Bei einer isentropen (adiabatisch reversiblen) Zustandsänderung wird ausgehend vom Punkt 1 der Punkt 2 erreicht, d. h. $\Delta h = h_1 - h_{2is}$. Es erfolgt keine Entropiezunahme. Durch Reibung und andere nichtideale Effekte expandiert der Dampf adiabatisch, verbunden mit einer Entropiezunahme, so daß der Punkt 2' erreicht wird und die geleistete Arbeit etwas geringer wird: $\Delta h = h_1 - h_{2ad}$.

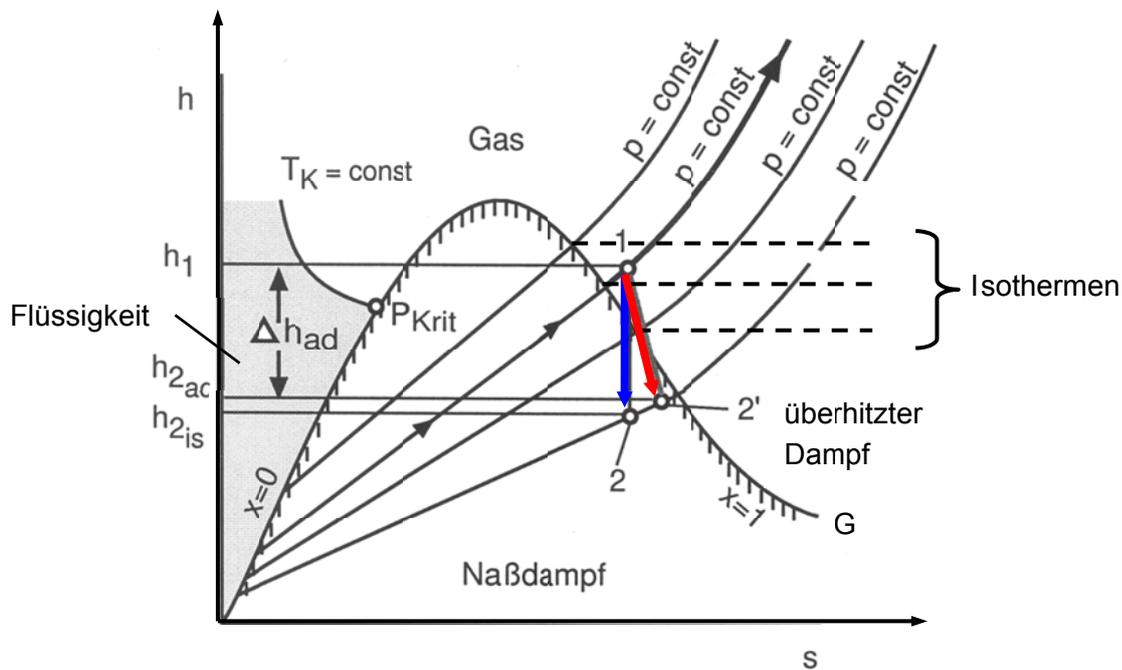


Bild 1.6 h-S-Diagramm mit Phasengebieten und Grenzkurven

1.2.5 Dampfgehalt von Wasserdampf

Für technische Kraftwerksprozesse spielt Wasserdampf eine dominierende Rolle. Von Bedeutung ist der Dampfgehalt des Wasserdampf-Gasgemischs. Für das Verständnis der Zustandsgröße Dampfgehalt sind Kenntnisse der Vorgänge bei isobarer Verdampfung hilfreich. Als Gedankenexperiment kann man sich vorstellen, daß sich Wasser in einem Gefäß mit einem Kolben befindet. Der Kolben ist mit einem konstanten Gewicht belastet. Es wird nun stetig Wärme zugeführt.

Im Einzelnen ergeben sich folgende Zustände (**Bild 1.7**):

- Unterhalb der Siedetemperatur T_{siede} liegt Wasser in flüssiger (kondensierter) Form vor.
- Wärmezufuhr über die Siedetemperatur T_{siede} hinaus (Verdampfungswärme) bewirkt ein stetiges Verdampfen des Wassers. Oberhalb des Flüssigkeitsspiegels bildet sich *Sattdampf* (wasserfreier Dampf von Siedetemperatur) und mitgerissenen, siedenden Wassertröpfchen. Das Gemisch aus Sattdampf und siedendem Wasser nennt man *Naßdampf*. Der Dampfgehalt x ist definiert zu

$$x = \frac{m_{\text{Sattdampf}}}{m_{\text{Naßdampf}}} = \frac{m_{\text{Sattdampf}}}{m_{\text{siedende Flüssigkeit}} + m_{\text{Sattdampf}}} \quad (0.29)$$

Der Naßdampfbereich beginnt mit $x = 0$ (d. h. $m_{\text{Sattdampf}} = 0$) und endet bei $x = 1$ (d. h. $m_{\text{siedende Flüssigkeit}} = 0$).

- Ab $x = 1$ bewirkt eine weitere Wärmezufuhr (Überhitzungswärme) eine Temperaturerhöhung über die Siedetemperatur T_{siede} hinaus. Der Sattdampf geht dann in *Heißdampf* über. Heißdampf kann noch in Trockendampf und Realgas unterschieden werden.

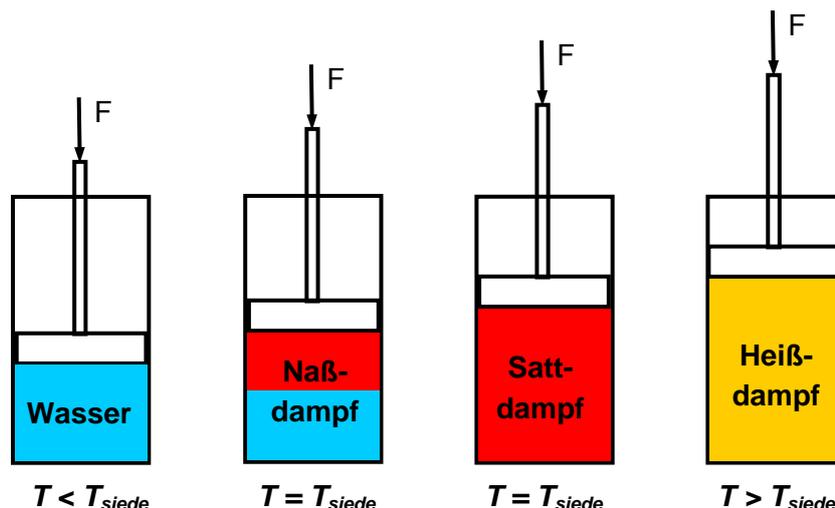


Bild 1.7 Dampfstadien von Wasserdampf bei isobarer Verdampfung

1.3 Dampfkraftwerke

1.3.1 Clausius-Rankine-Kreisprozeß

In Dampfkraftwerken erfolgt die Umwandlung thermischer in mechanische Energie in einem Kreisprozeß mit Wasserdampf als Arbeitsmedium. **Bild 1.8** zeigt den grundsätzlichen Aufbau eines Dampfkraftwerkes.

Im Kessel wird Wasser unter Kesseldruck isobar verdampft. Im Überhitzer wird der Satttdampf in Heißdampf mit Frischdampf Temperatur überführt. Der überhitzte Dampf expandiert in der Turbine unter Abgabe mechanischer Energie adiabatisch auf Kondensatdruck und Kondensattemperatur. Der aus der Turbine austretende Dampf wird in dem direkt an die Turbine angeschlossenen Kondensator kondensiert, wobei die Kondensationswärme abgeführt werden muß. Durch die Kondensation ändert sich der Aggregatzustand des Dampfes: es entsteht Wasser. Dies bewirkt eine erhebliche Volumenreduktion und damit am Austritt der Turbine einen Unterdruck. Die Turbine muß also nicht gegen den Atmosphärendruck arbeiten. Anschließend wird das Kondensat durch die Speisepumpe wieder auf Kesseldruck gebracht. Hierbei muß mechanische Arbeit aufgewendet werden.

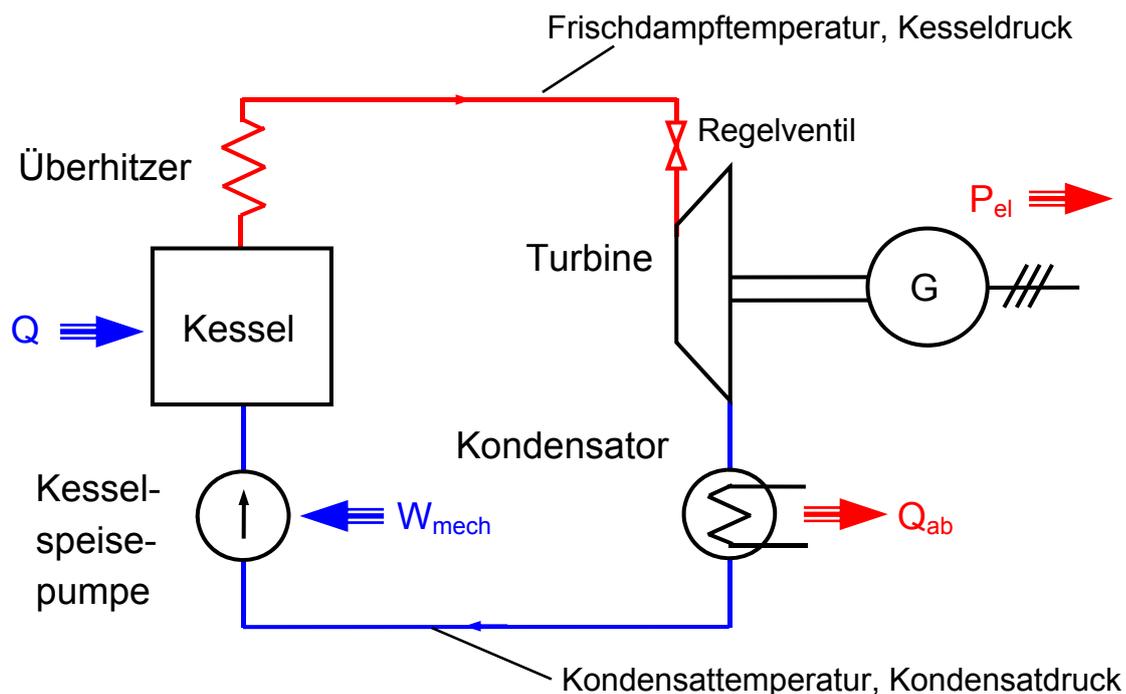


Bild 1.8 Vereinfachter Wasser/Dampf-Kreislauf

Als theoretischer Vergleichsprozess für den Kraftwerksprozess kann der *Clausius-Rankine-Prozess* herangezogen werden. In **Bild 1.9** ist das zugehörige *h-S*-Diagramm dargestellt. Im Einzelnen laufen die folgenden Prozesse ab:

a → b: Im Verdampfer des Kessels wird das unter Kesseldruck und Kondensattemperatur stehenden Speisewasser vollständig verdampft, d. h. in Satttdampf umgewandelt.

- b → c: Dem Sattdampf wird weiter Wärme zugeführt.
- c → d: Im Überhitzer wird die Überhitzungswärme zugeführt, bis der Heißdampf die Frischdampftemperatur bei Überhitzerdruck (p_{Kessel}) erreicht.
- d → e_{is}: Entlang der Adiabate wird der überhitzte Dampf in der Turbine bis in das Naßdampfgebiet unter der Grenzkurve auf den Kondensatdruck (z. B. 0,05 bar) isentrop entspannt.
- e_{is} → f: Isobare und isotherme Kondensation. Der Naßdampf wird nach Austritt aus der Turbine durch Wärmeentzug in den Flüssigkeitszustand überführt. Dabei wird Wärme an das Kühlwasser abgegeben.
- f → a: Das Kondensat wird wieder auf Kesseldruck gebracht. Die Punkte f und a liegen im h-S-Diagramm wegen der Inkompressibilität von Wasser aufeinander.

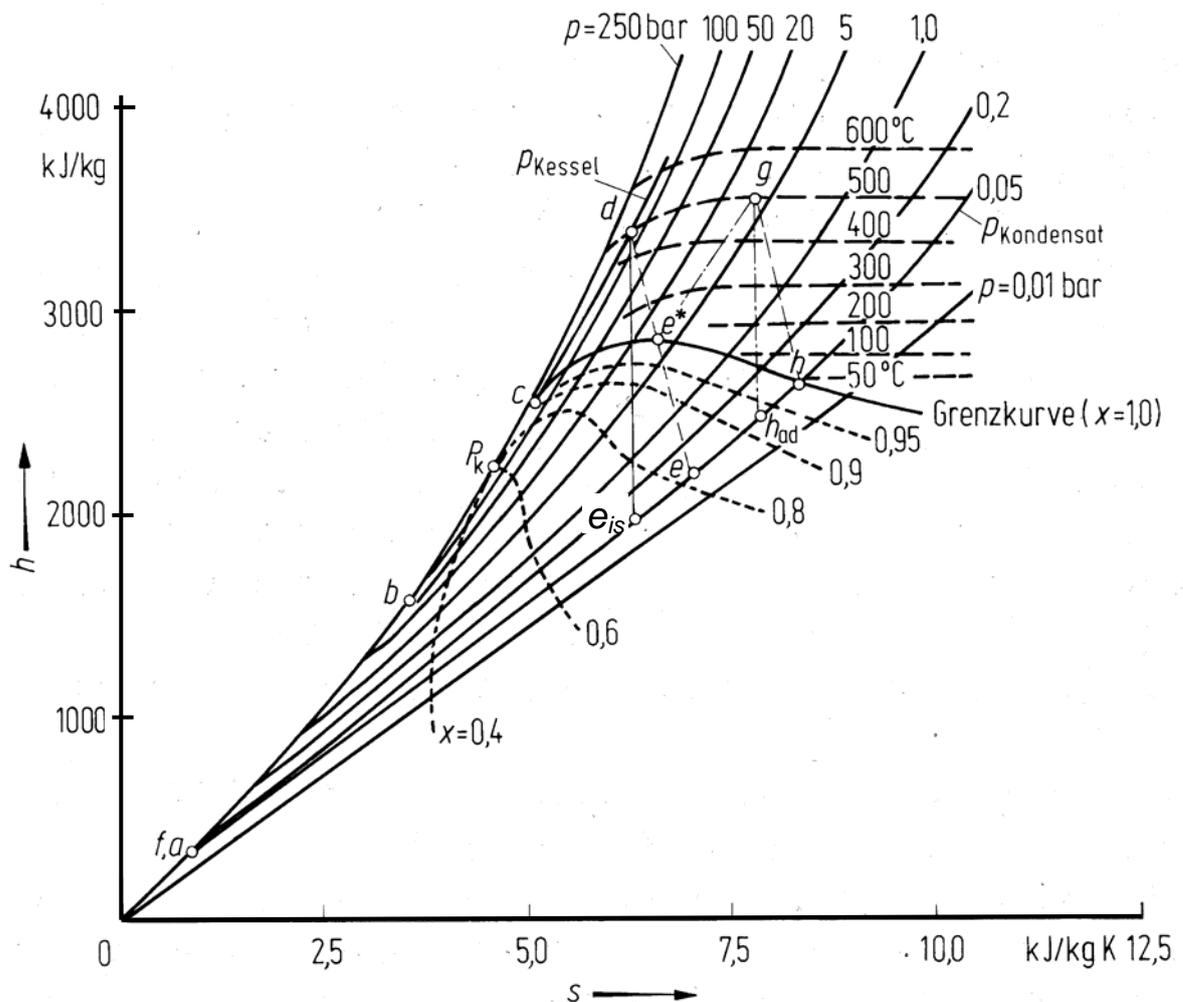


Bild 1.9 Clausius-Rankine-Prozess im h-S-Diagramm für Wasserdampf

Für den theoretischen thermischen Wirkungsgrad des Clausius-Rankine-Kreisprozesses ergibt sich

$$\eta_{th,CR} = \frac{h_d - h_{e,is}}{h_d - h_a} \quad (0.30)$$

In der Realität kann vor allem die isentrope Expansion in der Turbine nicht verlustfrei erfolgen. Dies ist durch die Wärmeströmung und durch Drosselung bedingt. In praktischen Prozessen geht die Expansion etwa entlang der Linie d→e vor sich. Das Enthalpiegefälle wird dadurch geringer. Diesen Verlust kann man durch einen thermischen Wirkungsgrad η_i der Turbine berücksichtigen. Es gilt für den thermischen Wirkungsgrad η_i der Turbine und den Wirkungsgrad η_{th} des realen Prozesses

$$\eta_i = \frac{h_d - h_e}{h_d - h_{e,is}} \quad (0.31)$$

$$\eta_{th} = \eta_{th,CR} \cdot \eta_i = \left(\frac{h_d - h_{e,is}}{h_d - h_a} \right) \cdot \left(\frac{h_d - h_e}{h_d - h_{e,is}} \right) = \frac{h_d - h_e}{h_d - h_a}$$

1.3.2 Gesamtwirkungsgrad eines Dampfkraftwerkes

Jede Komponente im Kreislauf der Energieerzeugung hat einen Wirkungsgrad $\eta < 1$. Der Gesamtwirkungsgrad ergibt sich zu

$$\eta_{ges} = \eta_{th,CR} \cdot \eta_K \cdot \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_G \cdot \eta_{EB} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{zu}} = \frac{P_{el}}{\dot{m} \cdot H_u} \quad (0.32)$$

Darin ist P_{el} die elektrische Leistung, die der Generator liefert. \dot{m} ist der Brennstoffbedarf pro Zeiteinheit (z. B. in kg/h) und H_u ist der untere Heizwert (in kJ/kg). Die einzelnen Wirkungsgrade haben folgende Wertebereiche:

$\eta_{th,CR} = 0,2 \dots 0,5$	Theoretischer thermischer Wirkungsgrad (Clausius-Rankine-Prozeß)
$\eta_K = 0,7 \dots 0,93$	Kesselwirkungsgrad (Abstrahlung, Rauchgasverluste)
$\eta_i = 0,7 \dots 0,97$	Thermischer Wirkungsgrad der Turbine
$\eta_m = 0,95 \dots 0,98$	Mechanischer Wirkungsgrad der Turbine (Lagerreibung)
$\eta_G = 0,92 \dots 0,98$	Generatorwirkungsgrad (ohmsche und Wirbelstromverluste)
$\eta_{EB} = 0,9 \dots 0,95$	Eigenbedarfswirkungsgrad (Kesselspeisepumpe, Gebläse, ...)

Im günstigsten Fall ergibt sich also ein Gesamtwirkungsgrad um die 45 %. Ursache für diesen relativ niedrigen Wert ist vor allem der thermische Wirkungsgrad des Clausius-Rankine-Prozesses. Der Wert von 45 % für den Gesamtwirkungsgrad wird jedoch nur für Grundlastkraftwerke bei optimalem Betrieb erreicht. Rauchgasreinigungsanlagen verringern den Wirkungsgrad nochmals um ca. 1 – 2 %.

1.3.2 Möglichkeiten zur Steigerung des Wirkungsgrades

Temperatur- und Druckerhöhung des Frischdampfes

Wie beim Carnot-Prozess, so sind auch beim Dampfkraftwerksprozess prinzipiell höhere Wirkungsgrade mit höheren Dampftemperaturen erreichbar. Gemäß **Bild 1.9** ergibt sich eine höhere Enthalpiedifferenz für höheren Druck und höhere Temperatur. Die heute erzielten Temperaturen liegen bei 550 °C für normale ferritische Werkstoffe, bei Verwendung besonderer Edelstähle lassen sich bis zu 650 °C erreichen. Grenzdrücke von bis zu 350 bar sind heute erreichbar. Anlagen mit Grenztemperatur und Grenzdruck besitzen zwar einen etwas höheren Wirkungsgrad, jedoch oft auch eine geringere Verfügbarkeit. Die Wirtschaftlichkeit kann außerdem durch Mehrkosten bei der Herstellung und durch Wartungs- und Reparaturmaßnahmen beeinträchtigt werden.

Zwischenüberhitzung

Mit steigendem Kesseldruck und gleich bleibend niedrigem Kondensatdruck kommt man gemäß **Bild 1.9** (Punkte e_{ad} bzw. e) weit in das Naßdampfgebiet ($x < 1$). Als Maßnahme gegen eine zu hohe Dampfnässe kann eine Zwischenüberhitzung eingeführt werden. Im Hochdruckteil (HD) einer Turbine expandiert der Dampf bis in die Nähe der Grenzkurve ($x = 1$), wird dann wieder überhitzt (zwischenüberhitzt) und dem Niederdruckteil (ND) der Turbine zugeführt (**Bild 1.10**). Üblicherweise besteht die Turbine aus einem Hochdruck(HD)-, Mitteldruck(MD)- und Niederdruckteil(ND). Zwischenüberhitzer werden auch *Economizer* genannt.

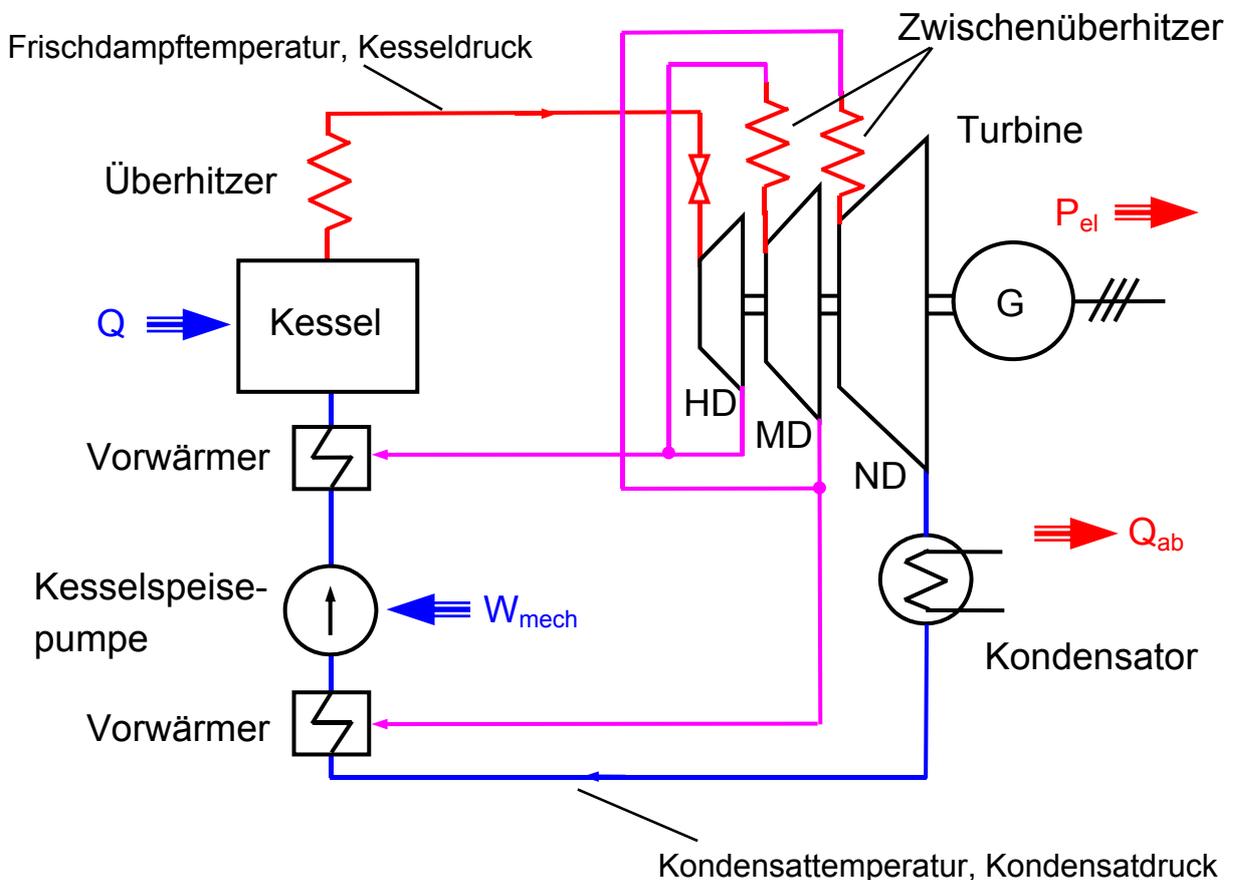


Bild 1.10 Erweiterter Wasser/Dampf-Kreisprozess (Clausius-Rankine-Prozess)

Speisewasservorwärmung

Eine wesentliche Wirkungsgradsteigerung läßt sich durch Vorwärmung des Speisewassers mit Anzapfdampf aus der Turbine erzielen. Der Gewinn des thermischen Wirkungsgrades ist größer als der Verlust an mechanischer Arbeit der Turbine durch die Anzapfdampfentnahme. Man unterscheidet Hoch- und Niederdruckdampfvorwärmer, je nachdem, ob sie vor oder nach der Speisewasserpumpe angeordnet sind.

Mit diesen Maßnahmen ergibt sich der in **Bild 1.10** dargestellte erweiterte Wasser/Dampf-Kreisprozeß.

1.3.3 Hauptkomponenten eines Dampfkraftwerks

- Dampferzeuger:
System aus Rohrleitungen zur Wärmeübertragung der heißen Rauchgase auf das Kesselwasser
 - *Großwasserraumkessel*: hohe Dampfreserve, niedrige Drücke, lange Anfahrzeiten
 - *Wasserrohrkessel*: geringe Dampfreserve, hohe Drücke (bis 350 bar), kurze Anfahrzeiten

Bei großen Leistungen finden ausschließlich Wasserrohrkessel Verwendung. Man unterscheidet hier Umlaufkessel und Durchlaufkessel. Bei den Durchlaufkesseln spielt der Benson-Kessel die größte Rolle.

Vorteile des Benson-Kessels sind:

- Benson-Kessel erreichen ihre Frischdampf Temperatur und die Dampfleistung auch bei unterschiedlicher Brennstoffqualität
- Hohe Wirkungsgrade durch hohe Dampftemperaturen und –drücke.

Beispiel: Braunkohlekraftwerk Lippendorf

elektrische Leistung: 930 MW, Dampfleistung: 672 kg/s, Frischdampf bei 285 bar und 554 °C, Querschnittsfläche der Brennkammer: 24 m × 24 m, Kesselhöhe: ca. 160 m

- Feuerung:

Kohlestaubfeuerung

Die Kohle wird in Kohlemühlen fein gemahlen, in den Feuerraum geblasen und unter Zufuhr von Verbrennungsluft verbrannt. Man unterscheidet Bauarten mit unterschiedlichem Abzug der Asche. Es werden Temperaturen von ca. 1400 °C bis 1600 °C erreicht.

Wirbelschichtfeuerung

Kohlengranulat wird durch einige hundert bis tausend Düsen in die Brennkammer geblasen und bildet dort eine Wirbelschicht von 2 bis 3 Metern Dicke. Die Wirbelschichtfeuerung eignet sich vor allem für schwefelreiche Kohle. Durch die geringen Brenntemperaturen (ca. 850 °C) ergibt sich ein geringer NO_x-Gehalt des Rauchgases.

Ölfeuerung

Mit Heizöl betriebene Feuerungen haben eine hohe Heizleistung, jedoch hohen Schwefelgehalt der Rauchgase; das Rauchgas muß aufwendig entschwefelt werden. Außerdem beschränkt der Brennstoffpreis den Einsatz von Öl als Primärenergieträger zur Elektrizitätserzeugung.

- Dampfturbinen:

Die Dampfturbine hat die Aufgabe, den mit einer bestimmten Energie (Enthalpie) beladenen Dampf zu entspannen und diese Energie in mechanische Energie umzuwandeln. Durch die Expansion des Dampfes ergibt sich eine Druckminderung und gleichzeitig eine dieser Druckminderung entsprechende Strömungsgeschwindigkeit. Der strömende Dampf übt auf die Schaufeln der Turbine eine Kraft aus, wodurch ein entsprechendes Drehmoment entsteht. Die Umfangsgeschwindigkeit der Turbine kann nicht beliebig gesteigert werden; damit ist auch die Strömungsgeschwindigkeit des Dampfes begrenzt. Der Druck muß also stufenweise abgebaut werden. Eine Turbine besteht deshalb aus mehreren Stufen: Hochdruck(HD)-, Mitteldruck(MD)- und Niederdruck(ND)stufe. Jede Stufe verarbeitet ein bestimmtes Druckgefälle.

In einer Turbine hat das feststehende Leitrad die Aufgabe, den Dampf so umzulenken, als käme er aus schräg angeordneten Düsen. Er trifft so optimal auf die Schaufeln des Laufrades auf (**Bild 1.11**). Nach jedem Laufrad folgt wieder ein Leitrad zur Umlenkung des Dampfes in eine für das nachfolgende Laufrad günstige Strömungsrichtung.

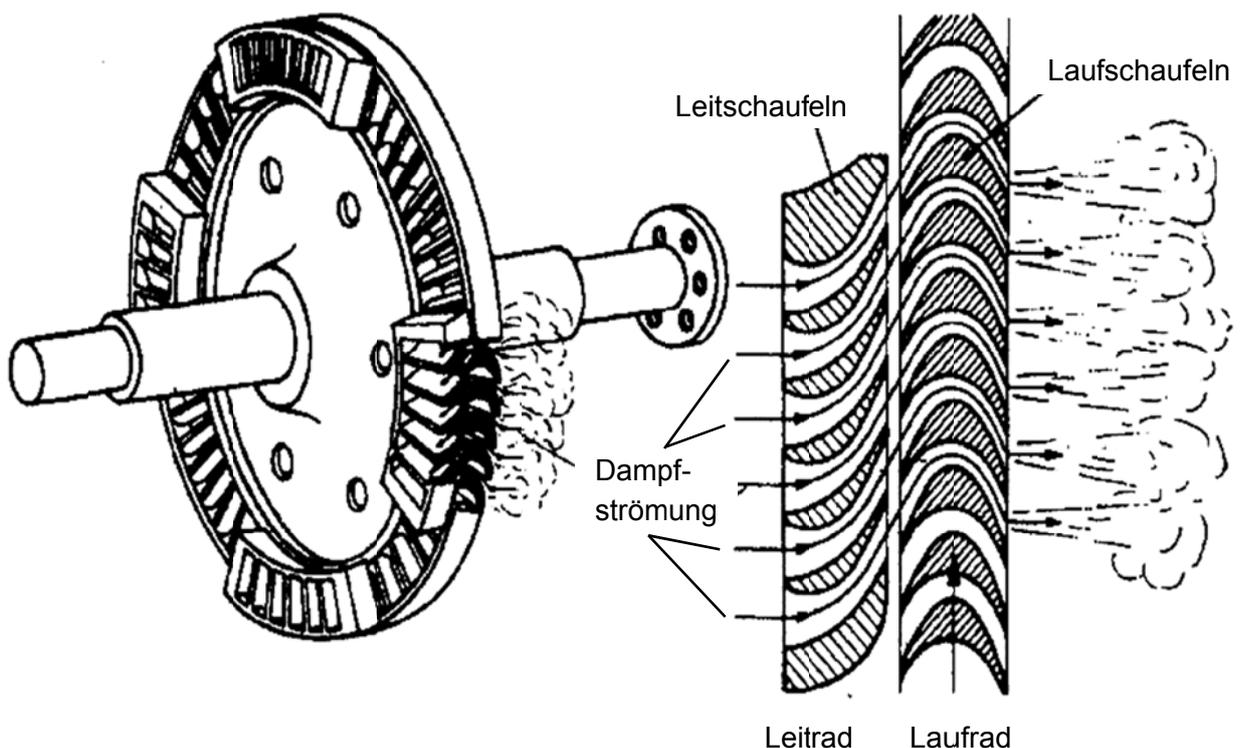


Bild 1.11 Prinzipieller Aufbau einer Dampfturbine (hier nur ein Leitrad und ein Laufrad dargestellt)

- Kondensator:

Der prinzipbedingt geringe Wirkungsgrad von Dampfkraftwerken hat seine Ursache im Wesentlichen darin, daß das Arbeitsmedium beim Austritt aus der Turbine noch immer als Dampf vorliegt. Würde man ihn frei ausströmen lassen, so müßte die Turbine gegen den Atmosphärendruck arbeiten, außerdem wäre die Abdampftemperatur ca. 100 °C. Dies wür-

de den Wirkungsgrad noch weiter verringern. Bei Verwendung eines Kondensators arbeitet die Turbine auf das Grobvakuum des Kondensators (z. B. 40 mbar bei 20 °C Kühlwassereintritts-temperatur). Außerdem hat der Dampf am Turbinenausritt eine Temperatur < 100 °C. Beides zusammen bewirkt eine geringere Austritts-enthalpie (Punkt e in **Bild 1.9**) und somit eine Wirkungsgradsteigerung. Das Vakuum stellt sich aufgrund der starken Volumenverringern bei Kondensation selbständig ein.

Der Kondensationsprozeß erfordert eine erhebliche Menge an Kühlmittel. Für einen 1000-MW-Block werden grob 2000 MW Kühlleistung benötigt. Deswegen werden Dampfkraftwerke immer an Flüssen oder großen Seen gebaut. Die Temperaturerhöhung des Flußwassers ist auf 3...5 °C begrenzt.

Kondensationskraftwerke führen eine erhebliche Wärmeenergie an die Umgebung ab. Prinzipiell ließe sich wenigstens ein Teil dieser Abwärme nutzen. Dazu muß aber der Transport und die Verteilung dieser Energie zu dezentralen Verbrauchern gelöst werden. Es läßt sich weiterhin zeigen, daß der Anteil der nutzbaren Energie in einem 2000-MW-Abwärmestrom, die so genannte Exergie, nur etwa 1 MW, also grob 0,5 Promille beträgt.

1.3.4 Umweltschutz bei konventionellen Dampfkraftwerken

Die Schadstoffemission einer Feuerungsanlage ist abhängig von

- den Brennstoffparametern (Art des Brennstoffs, chemische Zusammensetzung)
- dem Verbrennungsablauf
- den Verbrennungsrückständen (Bindung der Schadstoffe)

So entstehen bei der Verbrennung von Kohlestaub Staubpartikel (Flugasche) und gasförmige Schadstoffe, wie z. B. SO₂ und NO_x.

Beispiel: 700-MW-Steinkohlekraftwerk:

- 15 t Staub / h
- 4,5 t SO₂ / h
- 1,8 t NO_x / h

Das Bundesimmissionsschutzgesetz schreibt Grenzwerte für das Freisetzen dieser Stoffe vor. Notwendige Umweltschutzmaßnahmen sind daher:

- Entstaubung der Abgase
- Verringerung der gasförmigen Schadstoffe SO₂ und NO_x

Bild 1.12 zeigt die prinzipielle Anordnung der zur Einhaltung der Umweltschutzmaßnahmen notwendigen Anlagen in einem Kohlekraftwerk.

Entstaubung der Abgase:

Möglichkeiten der Entstaubung sind:

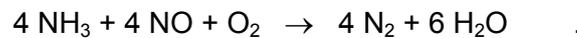
- mechanische Schwer- und Fliehkraftabscheider
- Gewebefilter
- Elektrofilter

Hier kommen überwiegend Elektrofilter zum Einsatz. Der Staub wird zunächst durch Hochspannungskoronaentladungen im Umfeld dünner Drähte elektrostatisch aufgeladen. Die geladenen Staubpartikel werden aufgrund der im elektrischen Feld auf sie ausgeübten Kraft zu einer Anscheideelektrode transportiert. Die Entstaubung durch Elektrofilter ist sehr effektiv (> 99,5 %). Nur sehr kleine Staubpartikel, die wenig Ladung aufnehmen und damit auch nur geringen Kräften im elektrischen Feld ausgesetzt sind, können den Elektrofilter passieren.

Entstickung der Abgase:

Bei hohen Verbrennungstemperaturen entstehen vermehrt Stickoxide (NO_x).

Das so genannte SCR-Verfahren (Selective Catalytic Reduction) arbeitet bei niedrigen Rauchgastemperaturen zwischen 200 °C und 400 °C. In das Rauchgas wird Ammoniak (NH_3) vermischt mit Luft eingesprüht. In großflächigen keramischen Katalysatoren läuft die folgende chemische Reaktion ab, die NO_x -Gase zu Wasser und Stickstoff umbildet:



Der Reaktionsbehälter ist zwischen Dampferzeuger und Luftvorwärmer (zur Vorwärmung der Zuluft zur Verbrennung) angeordnet.

Entschwefelung:

Rauchgase mit Temperaturen von ca. 100 °C werden in wässrige CaCO_3 -Lösung eingeleitet. SO_2 wird durch Zugabe von Sauerstoff zu SO_4 oxidiert. Dieses reagiert mit dem Calcium gemäß



zu CaSO_4 , also zu Gips. Das aus der Entschwefelungsanlage kommende Gas muß wieder erwärmt werden, daß es im Kamin nicht zu Betauung und damit zu Korrosion kommt.

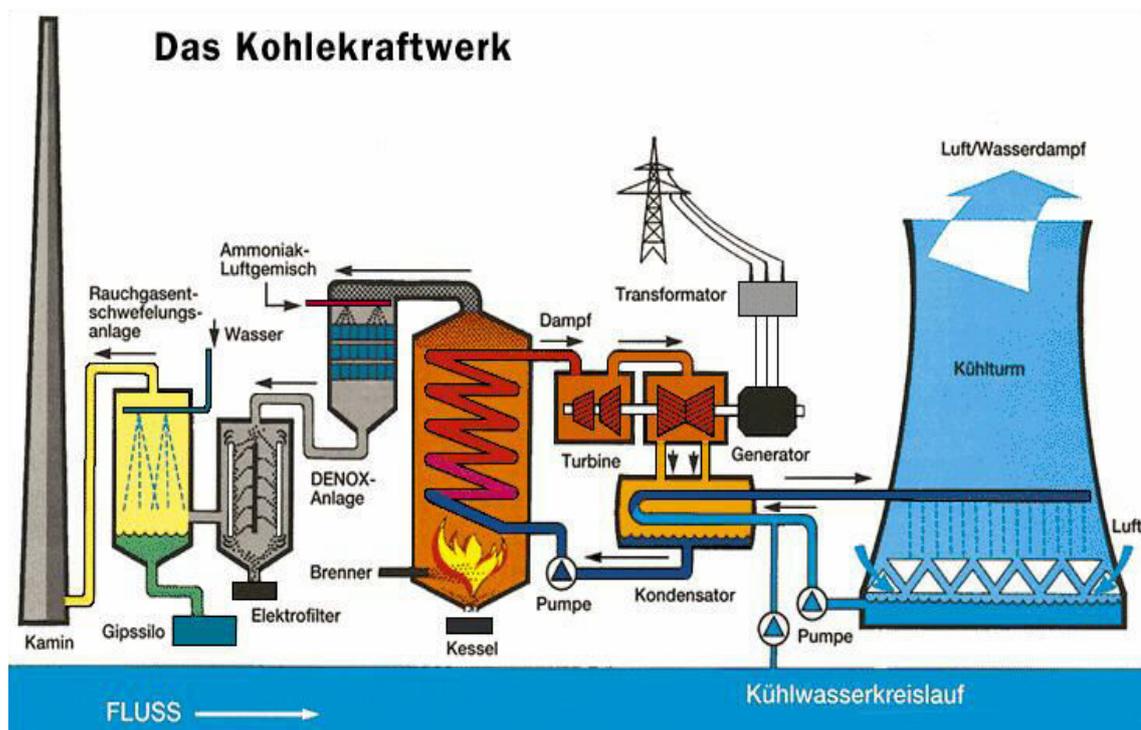


Bild 1.12 Rauchgasreinigung in einem modernen Kohlekraftwerk

1.4 Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke

1.4.1 Gasturbinenkraftwerke

Eigenschaften moderner Gasturbinenkraftwerke:

- Kurze Anfahrzeiten aufgrund des geringen Druckverhältnisses des thermodynamischen Prozesses (1:15) (siehe auch **Bild 1.13c**) im Vergleich zu Dampfkraftwerken.
- Im Vergleich zu Dampfkraftwerken geringe Anlagenkosten, wegen des geringeren technischen Aufwandes und weil weniger Hilfsaggregate (Kondensator, Dampferzeuger) benötigt werden.
- Aufgrund der kurzen Anfahrzeiten (2 ... 10 min) eignen sich Gasturbinenkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke.
- In Ländern mit preisgünstigem Öl- und Gasangebot werden Gasturbinenkraftwerke auch zur Deckung der Grundlast eingesetzt.

Man unterscheidet den offenen und den geschlossenen Prozeß. Der offene Prozeß ist der häufigste Fall (**Bild 1.13a**). In der Brennkammer wird der Brennstoff (z. B. Erdgas, Öl, Gichtgas) unter Luftzufuhr verbrannt. Der zur Luftverdichtung notwendige Verdichter ist dabei vielstufig ausgeführt und erfordert einen erheblichen Anteil (> 50 %) der Kraftwerksleistung, da das Arbeitsmedium Luft seinen Aggregatzustand nicht ändert. Es wird mehr Luft zugemischt, als dies für die Verbrennung notwendig wäre. Dadurch sinkt die Abgastemperatur ab, wodurch die NO_x-Bildung und die Materialbeanspruchung den Turbinenschaufeln reduziert werden. Die Temperaturen der Abgase beim Eintritt in die Turbine liegen bei über 1000 °C (z. B. 1185 °C im Kraftwerk Genelba in Argentinien, bis 1230 °C im Kraftwerk Seabank in England). Bei der neuesten Turbinengeneration liegt die Eintrittstemperatur zwischen 1150 °C und 1250 °C. Die Gasaustrittstemperatur liegt bei 400 bis 600 °C. Im Vollastbereich lassen sich Wirkungsgrade um 40 % erzielen. Der Teillastbereich ist ungünstiger, da sich im dort die Leistungsaufnahme des Verdichters nur wenig verringert.

Die heutigen Gasturbinen arbeiten mit stationärer isobarer Wärmezufuhr. Der Joule-Brayton-Vergleichsprozess stellt den Idealfall des verlustfreien Prozesses dar. Die einzelnen Prozessschritte des Joule-Brayton-Prozesses im h-s-Diagramm sind (**Bild 1.13b**):

1 → 2: Luft mit dem Umgebungszustand (p_1, T_1) wird im Turboverdichter isentrop auf den oberen Druck p_2 . Die isentrope Verdichtung erfolgt unter Zufuhr mechanischer Arbeit

$$W_{12} = h_2 - h_1 > 0 \quad . \quad (0.33)$$

2 → 3: In der stationär (d. h. gleichmäßig) durchströmten Brennkammer wird der verdichteten Luft Brennstoff zugegeben und das Gemisch verbrannt. Der Druck p_2 ist identisch mit dem Druck p_3 . Dies entspricht einer isobaren Wärmezufuhr

$$Q_{zu} = Q_{23} = h_3 - h_2 = v \cdot C_{mp} \cdot (T_3 - T_2) > 0 \quad . \quad (0.34)$$

3 → 4: Das heiße Rauchgas entspannt sich unter Abgabe mechanischer Arbeit in der Turbine und strömt in die Atmosphäre. Der Gegendruck der Turbine ist deshalb der Umgebungsdruck p_4 . Für die isentrope Entspannung unter Abgabe mechanischer Arbeit gilt

$$W_{34} = h_4 - h_3 < 0 \quad . \quad (0.35)$$

4 → 1: Das aus der Turbine strömende Abgas wird durch die Atmosphäre isobar abgekühlt. Es ist $p_1 = p_4$. Für die isobare Wärmeabfuhr gilt

$$Q_{ab} = q_{41} = h_1 - h_4 = v \cdot C_{mp} \cdot (T_1 - T_4) < 0 \quad (0.36)$$

Der Wirkungsgrad hängt nur von den Temperaturen ab. Er ergibt sich mit

$$h_i = v \cdot C_{mp} \cdot T_i \quad i = 1, 2, 3, 4 \quad (0.37)$$

zu

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{|W_{12} + W_{34}|}{Q_{23}} = \frac{|h_2 - h_1 + h_4 - h_3|}{h_3 - h_2} = \frac{h_3 - h_2 + h_1 - h_4}{h_3 - h_2} \\ &= 1 + \frac{h_1 - h_4}{h_3 - h_2} = 1 - \frac{v \cdot C_{mp} \cdot (T_4 - T_1)}{v \cdot C_{mp} \cdot (T_3 - T_2)} \\ &= 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} \end{aligned} \quad (0.38)$$

Aus dem allgemeinen Gasgesetz gemäß (0.9) und dem Adiabatangengesetz gemäß (0.15), d. h.

$$p_i \cdot V_i^\kappa = p_k \cdot V_k^\kappa \quad \text{und} \quad \frac{p_i \cdot V_i}{T_i} = \frac{p_k \cdot V_k}{T_k}$$

folgt

$$\left(\frac{p_k}{p_i} \right)^\kappa = \frac{T_i}{T_k} \quad (0.39)$$

Gemäß **Bild 1.13b** gilt

$$p_1 = p_4 \quad \text{und} \quad p_2 = p_3 \quad (0.40)$$

mit obiger Beziehung gilt damit

$$\frac{T_1}{T_4} = \frac{T_2}{T_3} \quad (0.41)$$

Die Beziehung (0.38) für den Wirkungsgrad kann noch etwas umgeschrieben werden

$$\begin{aligned} \eta &= 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 - T_2} = 1 - \frac{T_4 - T_1}{T_3 \cdot \left(1 - \frac{T_2}{T_3}\right)} = 1 - \frac{\frac{T_4}{T_3} - \frac{T_1}{T_3}}{1 - \frac{T_2}{T_3}} \stackrel{(1.44)}{=} 1 - \frac{\frac{T_1}{T_2} - \frac{T_1}{T_3}}{1 - \frac{T_2}{T_3}} \\ &= 1 - \frac{T_1}{T_2} \cdot \left[\frac{1 - \frac{T_1}{T_3} \frac{T_2}{T_1}}{1 - \frac{T_2}{T_3}} \right] = 1 - \frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{1-\kappa}{\kappa}} \end{aligned} \quad (0.42)$$

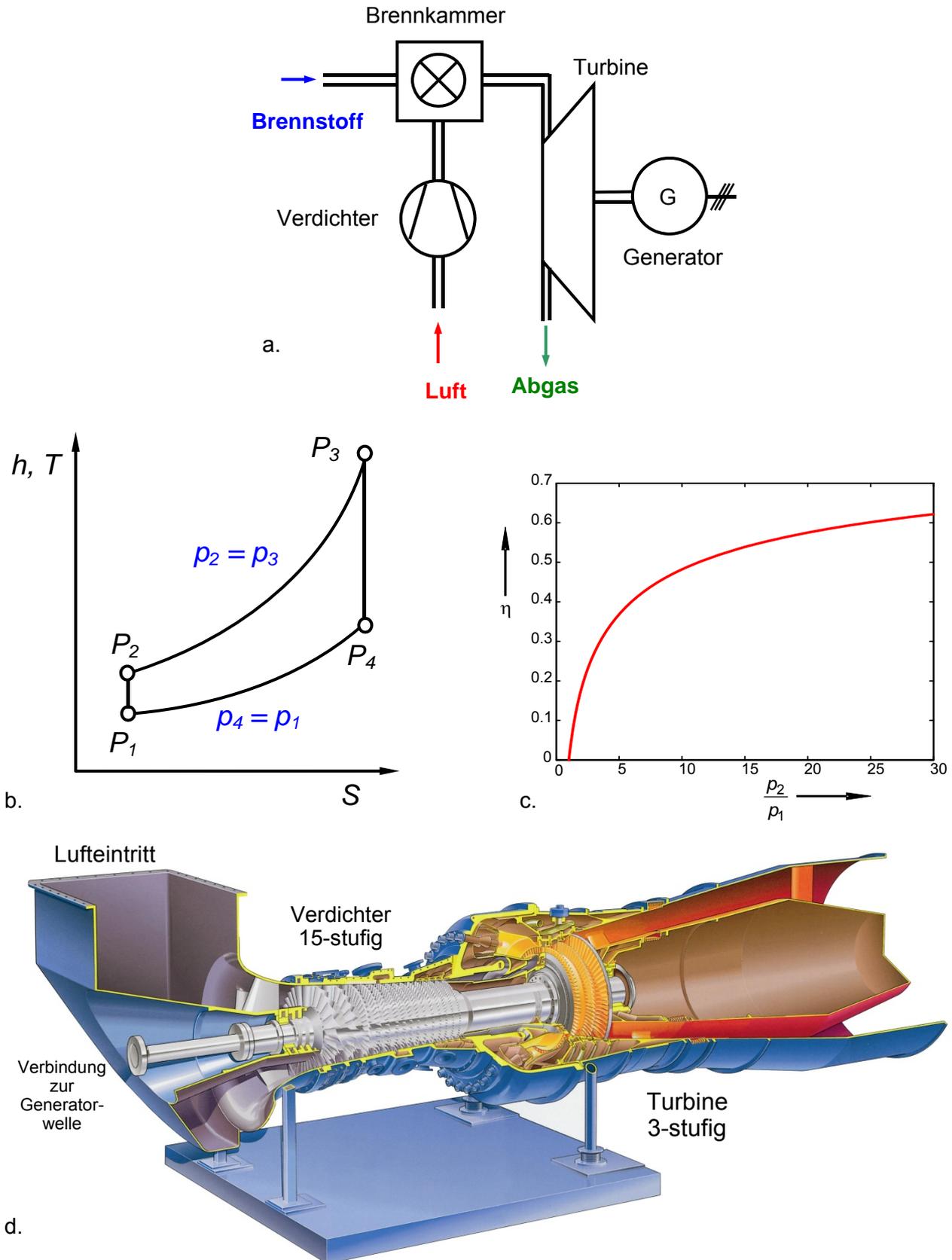


Bild 1.13 a. Prinzip des Gasturbinenkraftwerks (offener Prozeß)
 b. Joule-Brayton Gasturbinenprozeß im h - s -Diagramm
 c. Wirkungsgrad des Gasturbinenprozesses über dem Druckverhältnis für $\kappa = 1,4$
 d. Beispiel: Gasturbine GTX 100 (Alstom), 43 MW, Wirkungsgrad 37 %

Der Isentropenexponent liegt für Luft bei $\kappa = 1,4$ und bei Edelgasen bei $\kappa = 1,67$. Letztlich hängt der Wirkungsgrad vom Druckverhältnis p_2/p_1 ab. **Bild 1.13c** zeigt den Verlauf des Wirkungsgrades über dem Druckverhältnis p_1/p_2 .

In **Bild 1.13d** ist beispielhaft eine 45-MW-Gasturbine dargestellt (Wirkungsgrad: ca. 37 %).

1.4.2 GuD-Kraftwerke

Der Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerks läßt sich durch GuD-Kraftwerke (CCPP, Combined Cycle Power Plant), d. h. die Kombination von Gasturbinen- und Dampfturbinenbetrieb noch weiter steigern. Die heißen Abgase der offenen Turbine werden entweder:

- in einem Abhitzeessel ohne oder mit Zusatzfeuerung zur Erzeugung von Frischdampf für die Dampfturbine verwendet oder
- aufgrund des hohen Restsauerstoffgehaltes als vorgewärmte Verbrennungsluft für die Feuerung eines großen nachgeschalteten Dampferzeugers genutzt.

Beispiel: 990-MW-GuD-Kraftwerk Tapata do Outeiro in Portugal

Fertigstellung: 1999, deckt 20 % des Strombedarfs in Portugal, 3 Einwellenstränge mit einer Leistung von je 330 MW, Nettowirkungsgrad: 55,35 % im reinen Grundlastbetrieb

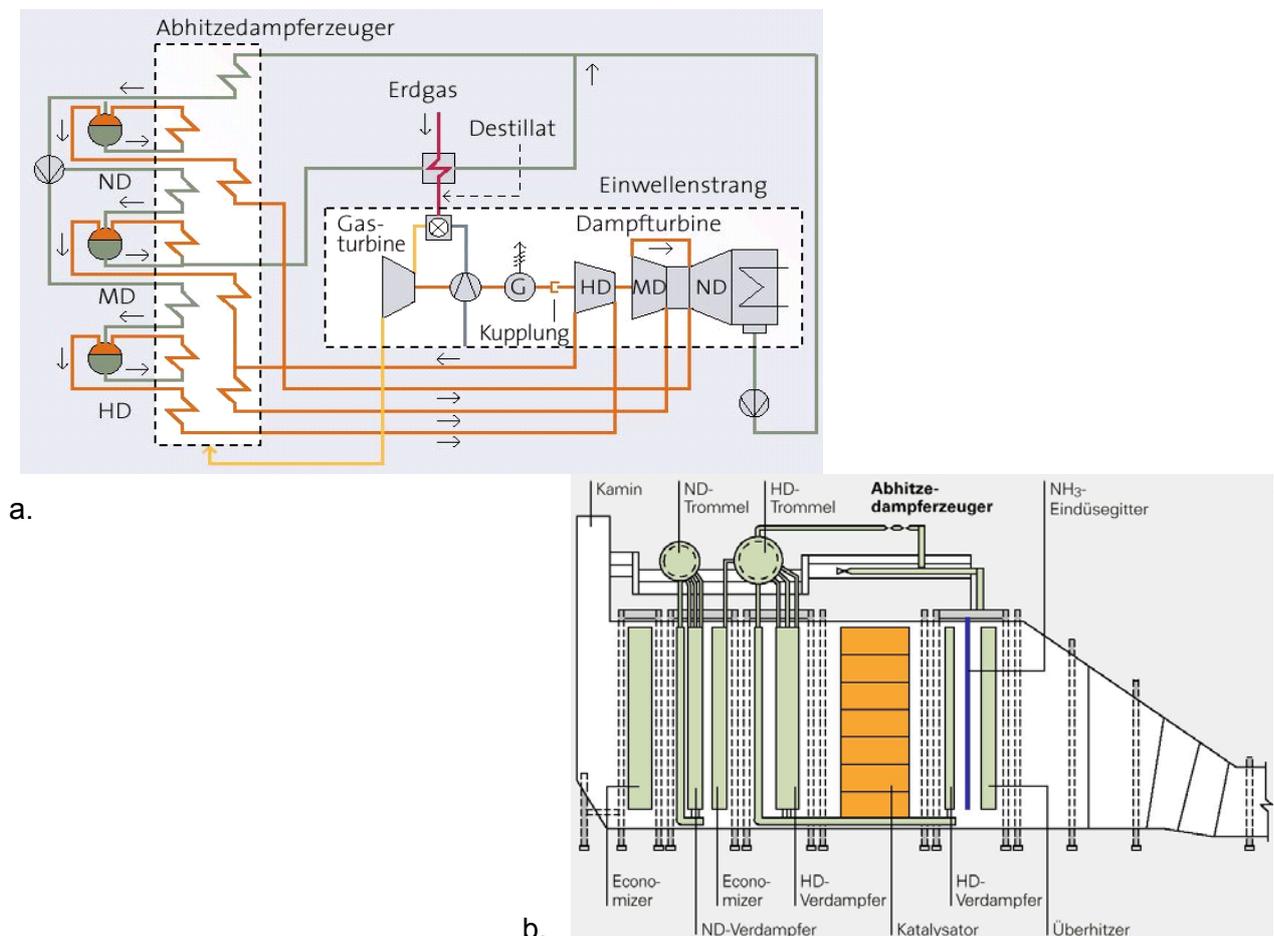


Bild 1.14 a. Wärmeschaltbild des 990-MW-GuD-Kraftwerks Tapata do Outeiro in Portugal
b. Realisierung in der Praxis

1.5 Kraft-Wärme-Kopplung

Der Deutsche Bundestag verabschiedete am 25.1.2002 das Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (*Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*). Das Gesetz sieht eine Zuschußregelung zur Förderung von Strom aus bestehenden und modernisierten KWK-Anlagen für die allgemeine Versorgung und zum Ausbau der KWK-Kapazitäten im Bereich der Industrie vor.

Kraft-Wärme-Kopplung bedeutet, daß in der KWK-Anlage aus den zugeführten Energien zeitgleich mehrere Zielenergien, d. h. mechanische Energie, elektrische Energie, Wärme und Kälte erzeugt wird. Diese Energien stehen dann z. B. in Form von Dampf als Arbeitsmedium für technische Prozesse oder zur Beheizung von Gebäuden bereit. Für die gekoppelte Erzeugung elektrischer Energie und Wärme eignet sich ein breites Spektrum von Primärenergieträgern: Kohle, Uran, Gas, Öl, Müll, Biomasse, Wasserstoff, etc..

Man unterscheidet KWK-Anlagen mit einem und mit zwei Freiheitsgraden. Bei KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad stehen die erzeugte elektrische Energie und die Wärme in einem festen Verhältnis zueinander. Ein Beispiel dafür ist die Nutzung der Abwärme von Gasturbinen. Bei einfachen Anordnungen wird der Wärmeinhalt der 400 °C - 600 °C heißen Abgase der Gasturbine genutzt, um Nutzwärme bereitzustellen (**Bild 1.15a**). Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Verbrennungsmotoren nutzen zur Wärmeauskopplung die Abwärme des Kühlwassers, des Schmieröls und der Abgase.

Bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden läßt sich das Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung in gewissen Grenzen variieren – die so genannte Stromkennzahl ist variabel. KWK-Anlagen mit zwei Freiheitsgraden erlauben in der Regel auch eine alleinige Stromerzeugung im so genannten Kondensationsbetrieb.

Entnahme-Kondensations-Dampfkraftwerke erlauben es, die Heizleistung gezielt an den Bedarf anzupassen. Ein Teil des Dampfmassenstroms wird zwischen Dampfeintritt in die erste Turbine (HD-Turbine) und dem Kondensator zur Heizwärmeerzeugung geregelt entnommen (**Bild 1.15b**). Entsprechend der Entnahmedampfmenge geht die elektrische Leistung zurück. Wird keine Heizwärme benötigt, so wird nur elektrische Energie erzeugt mit dem für Kondensationskraftwerke üblichen Wirkungsgrad zwischen 38 % und 44 %.

In der Industrie sind KWK-Anlagen dort sinnvoll, wo Strom und Prozeßdampf oder Wärme gleichzeitig benötigt werden. Typische Prozeßdampfzustände liegen bei Temperaturen zwischen 60°C und 150°C und Drücken von 0,2 bis 5 bar für Heizungs- und Trocknungszwecke bis hin zu Temperaturen von > 200°C bei Drücken von 16 bar bis 150 bar in der chemischen Industrie. Prozeßdampf wird in ein Dampfnetz eingespeist, das die Funktion des Kondensators übernimmt. In Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung (so genannte Großkraftwerke) übersteigt die anfallende Abwärme den lokalen Wärmebedarf, so daß eine Fortleitung und Verteilung der ausgekoppelten Wärme in einem Fernwärmenetz zu einer intensiveren Nutzung der Primärenergie führt. Die Errichtung eines kostenintensiven Fernwärmenetzes lohnt sich jedoch nur in Ballungsgebieten.

Ein Vergleich von Systemen der gekoppelten und getrennten Erzeugung von Strom und Wärme muss anhand einer konkreten Versorgungsaufgabe erfolgen. Diese muß charakterisiert sein durch den Wärme- und Strombedarf, sowie dem zeitlichen Verlauf der nachgefragten Wärmeleistung und der elektrischen Leistung.

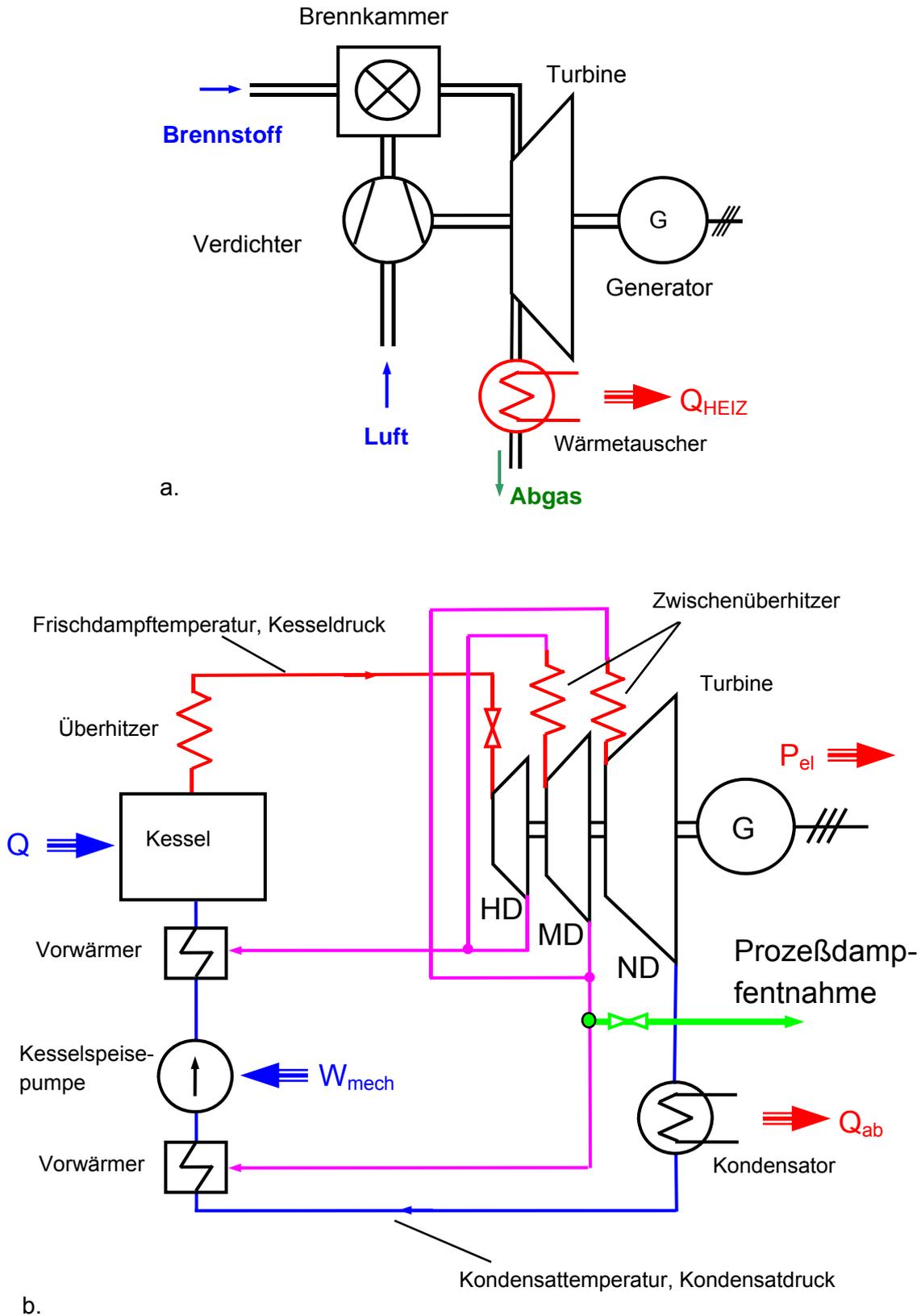


Bild 1.15 Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
 a. Nutzung der Wärmeenergie im Abgas einer Gasturbine zur Erzeugung von Nutzwärme
 b. Prozeßdampfentnahme in einem Entnahme-Kondensationskraftwerk

1.6 Beispiel: Kraftwerk Schwarze Pumpe in Sachsen

Verbrauchs und Eigenbilanz:

- Erzeugung:
- 1600 MW Elektroenergie (2×800 MW)
 - 2×60 MW_{th} Fernwärme
 - 2×400 t/h Prozeßdampf für die Brikettfabrik
 - 1600 t/Tag Gips
- Verbrauch:
- 36000 t/Tag Rohbraunkohle
 - 1000 t/Tag Kalkstein
 - 72000 m³/Tag Wasser
- „Abfall“:
- 1500 t/Tag Asche
 - 31000 m³/Tag Wasser
- Wirkungsgrade:
- Nettowirkungsgrad ca. 41 %
 - Brennstoffausnutzung ca. 55 %

Dampferzeuger: Benson-Kessel mit Anfahr- und Schwachlastsystem

- Dampfleistung: 2420 t / h
- Dampfzustand am Austritt: 268 bar bei 547 °C
- Dampftemperatur am Austritt des Zwischenüberhitzers: 565 °C

Dampfturbine: Viergehäusige Entnahme-Kondensations-Turbine

- Dampfeintrittstemperatur: 544 °C
- Dampfdruck am Kondensatoreintritt: 0,04 bar
- Kühlwassermassenstrom: 53600 m³/h

Generator: 2 Drehstromgeneratoren, 1000 MVA Scheinleistung, 27 kV Ausgangsspannung

Prozeßdampf: zum Betrieb der Brikettfabrik, Druck: 4,5 bar, Temperatur: 175 °C

In **Bild 1.18** ist beispielhaft das Wärmeschaltbild des *Kraftwerks Schwarze Pumpe* gezeigt.

Kohleversorgung

Grubenbahnen transportieren die Braunkohle direkt aus dem Tagebau in den Rohkohlebunker. In der Aufbereitungsanlage wird die Kohle zerkleinert, anschließend gelangt die Kohle in die Tagebunker. Von dort gelangt sie zu den Kohlemühlen, in denen sie mit Rauchgas getrocknet und zu Staub zermahlen wird. Der zum Trocknen abgezweigte Rauchgasstrom nimmt den Kohlestaub auf und befördert ihn zu den Brennern, wo er zusammen mit vorgewärmter Luft bei 1100...1200 °C verbrannt wird.

Der Weg der Rauchgase

Nach Verlassen des Dampferzeugers erwärmt das Rauchgas die angesaugte Verbrennungsluft und gelangt dann in das Elektrofilter, wo das Rauchgas zu mehr als 99,9 % von Staub befreit wird. Das Rauchgas gelangt dann in einen Wärmetauscher zur Vorwärmung des Speisewassers für den Dampferzeuger und wird auf 130 °C abgekühlt. Anschließend kommt das Rauchgas in die Entschwefelungsanlage, wo das SO₂ mit Kalkstein zu Gips reagiert. Nach der Entschwefelung wird das Rauchgas mit einer Temperatur von 65 °C in den Kühlturm geleitet und gelangt dort in die Atmosphäre.

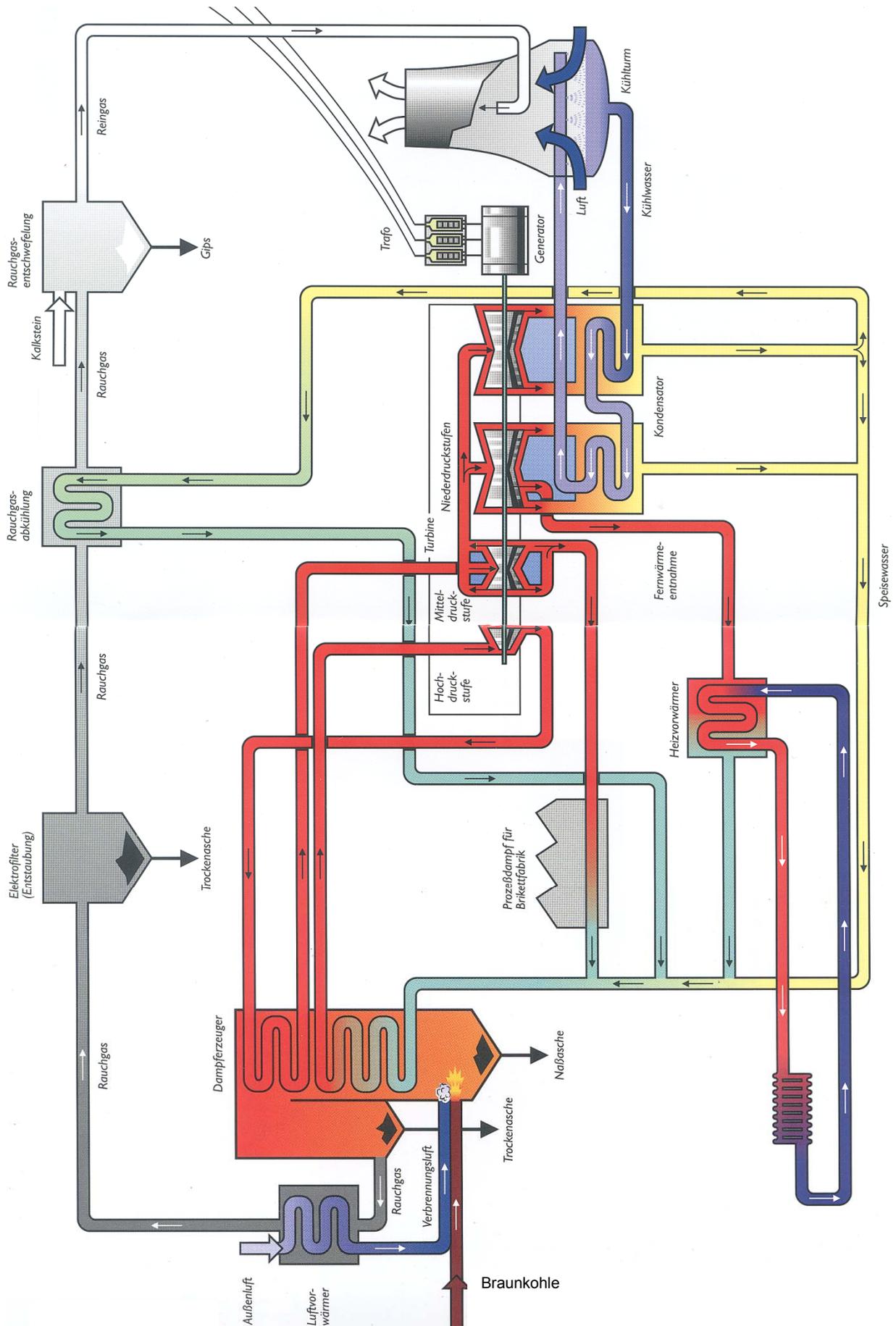


Bild 1.16 Wärmeschaltbild des Kraftwerks Schwarze Pumpe (seit 1997 in Betrieb)

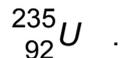
1.7 Kernkraftwerke

1.7.1 Einige Grundlagen der Kernphysik

Atomkerne bestehen aus *Nukleonen* (Kernbausteinen), d. h. den *Protonen* und den *Neutronen*. Die Zahl der Nukleonen heißt *Massenzahl* A , die der Protonen *Ordnungszahl* Z und N ist die *Neutronenzahl*. Es ist

$$A = Z + N \quad . \quad (0.43)$$

Man setzt symbolisch vor das Symbol des Elements unten die Ordnungszahl und oben die Massenzahl, z. B. für das Uran-235-Isotop:



Die Protonen tragen eine positive Ladung und stoßen sich deshalb gegenseitig ab. In den Kernen sind weitaus stärkere Kräfte zwischen den einzelnen Nukleonen wirksam. Diese Kernbindungskräfte (starke Wechselwirkung) haben allerdings nur eine sehr geringe Reichweite im Bereich von ca. 10^{-13} cm. Die Massen der Atomkerne (m_{Kern}) sind immer kleiner als die Summe der Massen der Protonen ($Z \cdot m_P$) und die Masse der Neutronen ($N \cdot m_N$). Die Differenz, d. h. der Massendefekt oder Massenverlust, entspricht nach der speziellen Relativitätstheorie von Albert Einstein der Bindungsenergie W_B , die den Kern zusammenhält. Der Wert der mittleren Bindungsenergie eines Nukleons im Kern hängt von der Massenzahl und der Schalenstruktur des Atomkerns ab.

$$m_{\text{Kern}} = Z \cdot m_P + N \cdot m_N - \frac{W_B}{c^2} \quad . \quad (0.44)$$

Bild 1.17 zeigt die Bindungsenergie pro Nukleon über der Massenzahl. Nähern sich zwei leichte Kerne (z. B. Deuterium und Tritium) auf Abstände in der Größenordnung des Kerndurchmessers (10^{-12} cm - 10^{-13} cm), so setzt die starke Wechselwirkung ein und zieht die einzelnen Nukleonen zusammen. Dabei wird Kernbindungsenergie in Form von kinetischer Energie der Fusionsprodukte frei. Andererseits wird auch durch die Spaltung eines schweren Kerns in zwei leichtere Kerne Bindungsenergie frei. Das liegt daran, daß z. B. ein Uran-235-Kern schwerer ist, als die Kernmassen seiner Spaltprodukte. Die Bindungsenergie pro Nukleon ist bei mittleren Massenzahlen maximal; so ist das Eisen-56-Isotop (Fe-56) das stabilste Element mit der höchsten Bindungsenergie pro Nukleon.

Mit zunehmender Protonenzahl eines Atomkerns nehmen die abstoßenden Coulombkräfte aufgrund der gleichartigen Ladung der Protonen immer weiter zu. Die Neutronen vermögen nur bis zu einer bestimmten Kerngröße den Zusammenhalt des Kerns zu gewährleisten. Schwere Atomkerne sind deshalb relativ leicht durch Neutronenbeschuß spaltbar. Uran-238 ist das letzte stabile Element im Periodensystem. Alle Elemente mit einer höheren Massenzahl sind instabil und damit radioaktiv.

Bei der Spaltung von 1 kg Uran-235 wird eine Energiemenge von $W = 25 \cdot 10^6$ kWh freigesetzt. Die erforderliche Masse m an Uran-235 beträgt bei einer geforderten elektrischen Leistung P_{el} und dem Wirkungsgrad η_{KW} des Kernkraftwerkes bei einer Jahres-Betriebsdauer T

$$m = \frac{P_{el} \cdot T}{\eta_{KW} \cdot W} \quad . \quad (0.45)$$

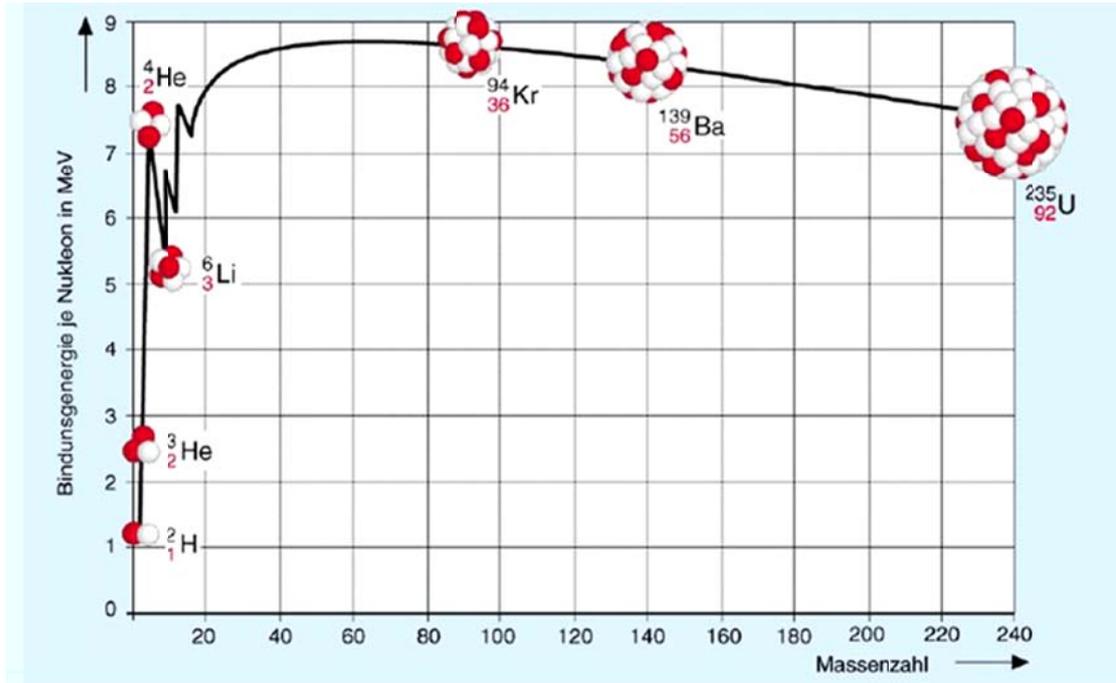


Bild 1.17 Bindungsenergie je Nukleon

Zerfall von Atomkernen und Radioaktivität

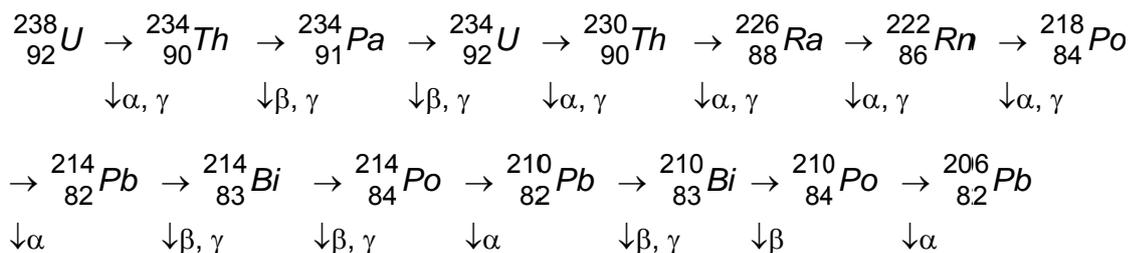
α -Zerfall: ein Heliumkern mit zwei Protonen und zwei Neutronen verläßt den Kern. Dadurch entsteht ein Element mit einer um 2 niedrigeren Ordnungszahl ($Z - 2$) und einer um 4 reduzierten Massenzahl ($A - 4$).

β -Zerfall: Ein Neutron verwandelt sich in ein Proton und ein Elektron. Dieses Elektron verläßt den Kern. Die Kernmasse ändert sich wegen der geringen Masse des Elektrons nur wenig. Es entsteht ein Element mit einer um 1 höheren Ordnungszahl.

γ -Strahlung: Der Kern kann auch Energie in Form von Photonen, den so genannten γ -Strahlen aussenden. Dadurch ändern sich weder Massenzahl noch Ordnungszahl.

Zerfallsreihen:

Beispielhaft sei der natürliche Zerfall von Uran-238 gezeigt. Durch eine ganze Reihe von α - und β -Zerfallsvorgängen und meist unter Abgabe von γ -Strahlung zerfällt Uran-238 schließlich zu Blei-206, einem stabilen Blei-Isotop.



1.7.2 Kernspaltung

Uran-235 ist radioaktiv und spaltbar. Trifft ein Neutron mit der richtigen Geschwindigkeit den Atomkern, so wird das Neutron eingefangen und es bildet sich zunächst Uran-236. Dieser Kern zerfällt in zwei Teile mit Ordnungszahlen im Verhältnis von ca. 2:3. Beispiele für Spaltreaktionen sind:

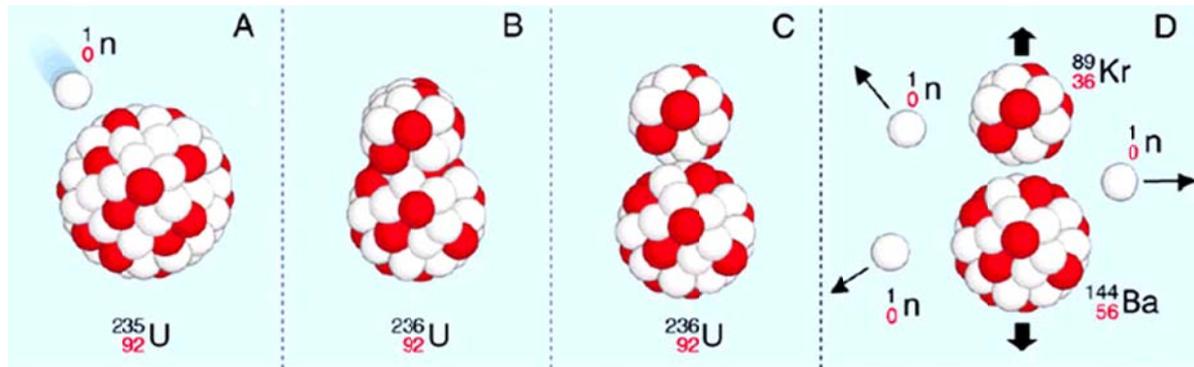
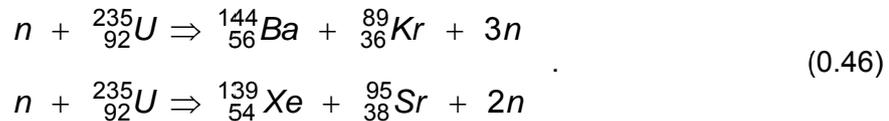


Bild 1.18 Spaltung eines Uran-235-Kerns durch Neutronenbeschuß

Die Spaltprodukte verfügen über kinetische Energie. Sie werden im Bereich < 1 mm durch Stoßprozesse an anderen Atomen abgebremst und geben so ihre kinetische Energie an die Umgebung ab. Dies führt zu einer Erwärmung der Kernbrennstäbe, die nutzbar gemacht wird, indem Wasser verdampft wird. Die Kernspaltung dient letztlich nur zur Verdampfung von Wasser. Die entstehende γ -Strahlung wird im Reaktordruckgefäß und dem umgebenden Beton ebenfalls in Wärme umgewandelt.

Die frei werdenden schnellen Neutronen haben eine Reichweite von einigen 10 cm und eine hohe kinetische Energie (ca. 2 MeV, ≈ 2000 km/s). Die Wahrscheinlichkeit (*Spaltquerschnitt*), daß ein schnelles Neutron einen Uran-235-Kern spaltet, ist sehr gering. Die Neutronen müssen deshalb durch einen so genannten *Moderator* abgebremst werden (ca. 0,025 eV, ≈ 2 km/s). Dieses Abbremsen geschieht am besten durch elastischen Stoß an kleinen Kernen, z. B. leichter und schwerer Wasserstoff, Kohlenstoff, Lithium oder Beryllium (**Bild 1.19**). Die langsamen Neutronen werden auch als „thermische“ Neutronen bezeichnet.

Natürliches Uran besteht nur zu ca. 0,7 % aus spaltbarem Uran-235. Uran-238 ist nicht spaltbar, neigt jedoch zur Absorption von Neutronen. In natürlichem Uran kann es deshalb nicht zu einer Kettenreaktion, d. h. einer fortlaufenden selbständigen Kernspaltung kommen. Es gibt 2 technische Möglichkeiten, eine Kettenreaktion zu erreichen:

- 1) Betrieb des Reaktors mit natürlichem Uran und Verwendung von schwerem Wasser D_2O oder Graphit (C) als Moderator, da beide Materialien kaum Neutronen absorbieren.
- 2) Anreicherung des Brennstoffs auf einen Uran-235-Gehalt von 3...5 %. Dadurch werden die höheren Neutronen-Absorptionsverluste von „leichtem“ Wasser (H_2O) als Moderator ausgeglichen (Leichtwasserreaktor). Im Vergleich zu Wasser sind Moderatoren aus schwerem Wasser oder Graphit wesentlich teurer.

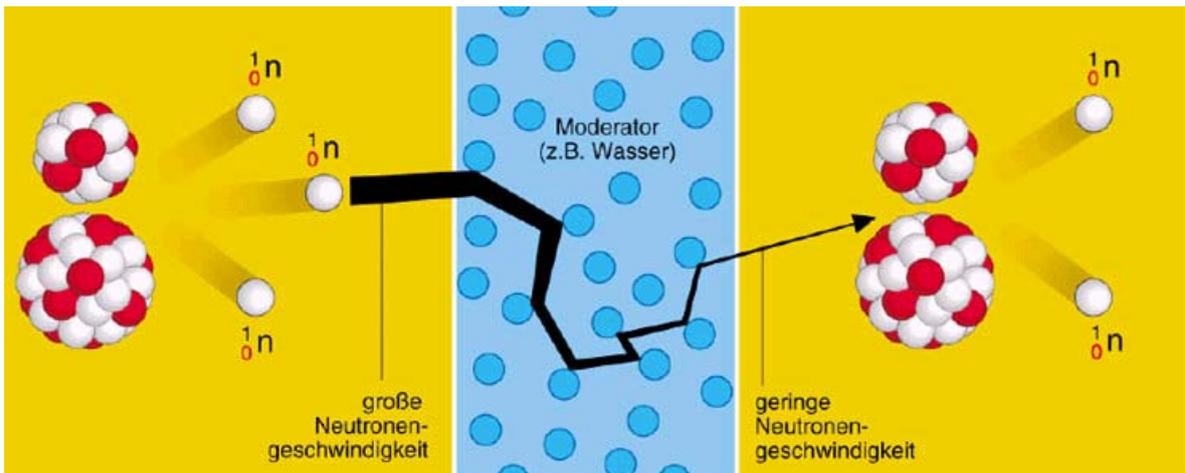


Bild 1.19 Abbremsen der schnellen Neutronen durch einen Moderator, um „thermische“ Neutronen zu erzeugen

Bei der Kernspaltung soll es zu einer Kettenreaktion kommen. Dazu muß bei einem Spaltprozeß, bei dem 3 Neutronen entstehen, mindestens ein Neutron zu einer weiteren Spaltung führen. Ist diese Bedingung stets erfüllt, so führt die erste Kernspaltung zu einer Kettenreaktion, die nicht mehr abreißt. Für eine gleichmäßig ablaufende Kettenreaktion muß das bei einem Spaltprozeß entstehende Neutron gerade wieder zu einer Kernspaltung führen, d. h. der *Multiplikationsfaktor* k wird zu

$$k = \frac{\text{Zahl der erzeugten Neutronen}}{\text{Zahl der Neutronenverluste}} = 1 \quad (0.47)$$

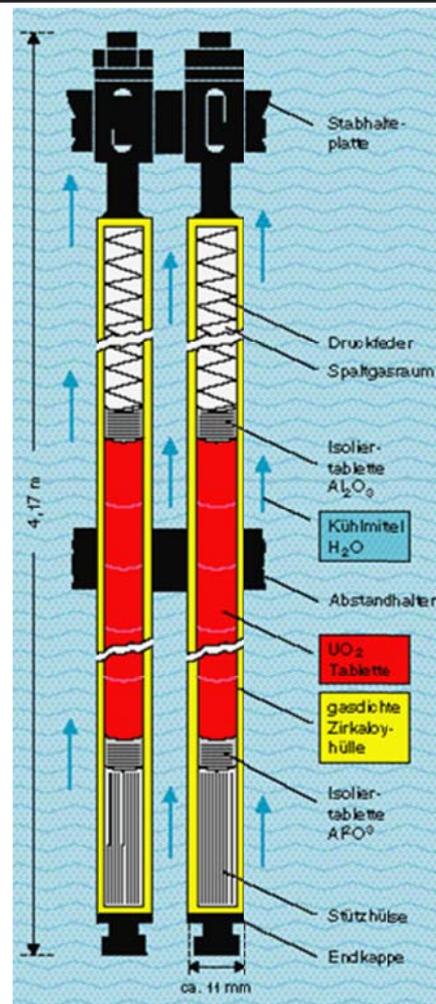
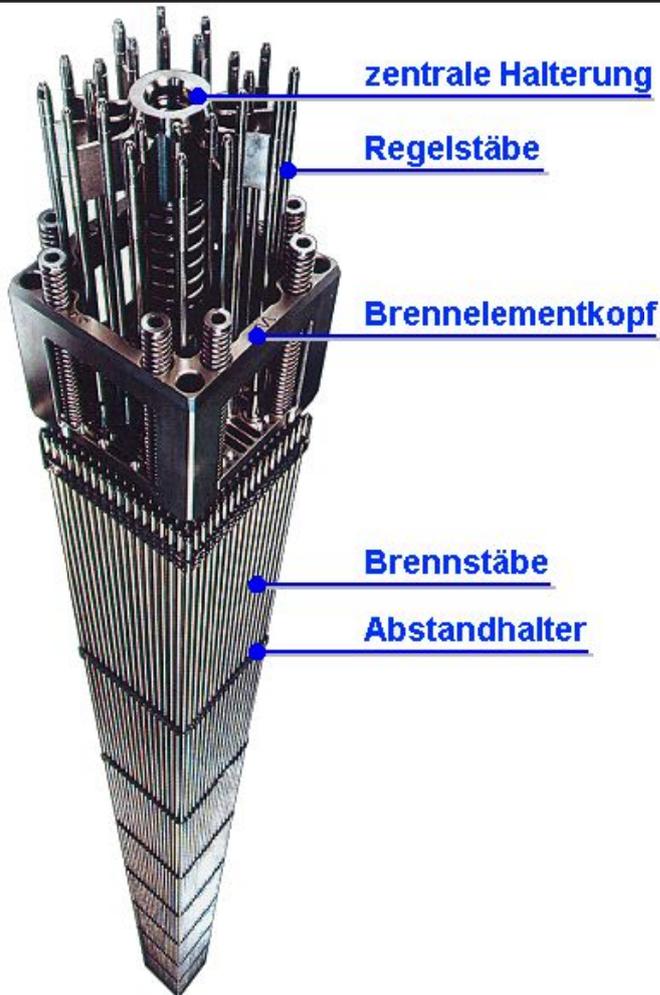
Der Neutronenfluß wird durch Steuerstäbe aus Neutronen-absorbierendem Material geregelt, die zwischen die Brennstäbe aus spaltbarem Material geschoben werden.

1.7.3 Arten und Funktion von Kernreaktoren und deren Leistungsregelung

1.7.3.1 Prinzipielle Funktionsweise eines Kernkraftwerks

Der Reaktorkern besteht aus einigen tausend Brennstäben, die etwa 4 m lang und einige mm dick sind. Zur einfacheren Handhabung sind ca. 200 bis 300 solcher Brennstäbe zu einem Brennelement zusammengefaßt (**Bild 1.20**).

In die Brennelemente können Regelstäbe eingefahren werden, mit deren Hilfe die Regelung des Reaktors (Anfahren, Abfahren, Betrieb) erfolgt. Die Spaltprodukte des Uran-235 fliegen mit großer Geschwindigkeit auseinander und geben ihre Bewegungsenergie an die Umgebung ab. Die Temperatur der Brennstäbe steigt dadurch an und die kinetische Energie der Spaltprodukte wird über die Brennstabhülle in Form von Gitterschwingungen (Wärme) an die umgebenden Wassermoleküle abgegeben.



a.

b.

Bild 1.20 a. Aufbau eines Brennelements
b. Aufbau eines Brennstabes

1.7.3.2 Siedewasserreaktor (SWR)

Der Siedewasserreaktor (**Bild 1.21**) ist ein Leichtwasserreaktor, bei dem der Dampf zum Antrieb der Turbine direkt im Reaktordruckgefäß erzeugt wird. Das Wasser strömt dabei von unten in den Reaktorkern und führt die in den Brennstäben entwickelte Wärme ab. Ein Teil des Wassers verdampft. Nach einer Wasser-Dampf-Trennung im oberen Teil des Reaktorbehälters wird der Sattdampf (ca. 290 °C) mit einem Druck von ca. 70 bar direkt der Turbine zugeführt. Das nicht verdampfte Wasser fließt im dem ringförmigen Raum zwischen Reaktorkern und Druckbehälter wieder nach unten und vermischt sich mit dem Speisewasser, das von der Speisepumpe über einen Vorwärmer angeliefert wird.

Zur Leistungsregelung werden die Steuerstäbe aus Neutronen-absorbierendem Material (Bor-carbid + Hafnium), entweder elektromotorisch (im Normalbetrieb) oder hydraulisch (bei Schnellabschaltung) von unten in den Reaktorkern gefahren. Im Druckbehälter sind Pumpen zur Umwälzung des Kühlmittels vorhanden. Durch Variation der Umwälzmenge kann über die Pumpendrehzahl ebenfalls die Reaktorleistung verändert werden.

Der Dampf ist nicht frei von radioaktiven Verunreinigungen. Deshalb muß auch das Maschinenhaus in eine Sicherheitsabschirmung einbezogen sein. Außerdem kann bei einer Störung (z. B.

Bruch der Dampfleitung) sofort der Dampfstrom zum Maschinenhaus durch Schnellschlußventile unterbrochen werden.

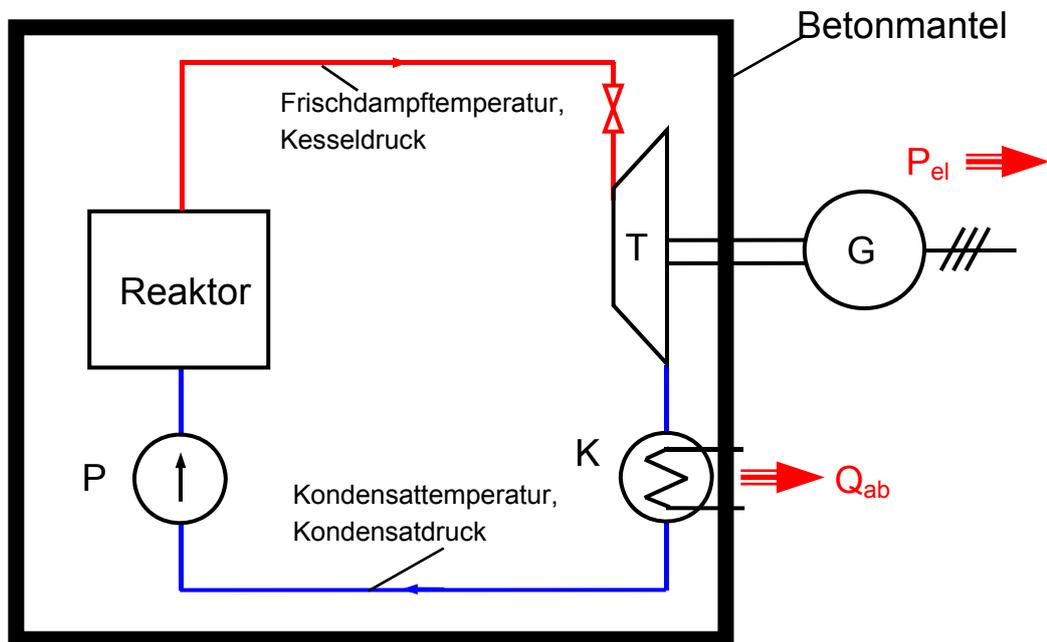


Bild 1.21 Prinzip eines Siedewasserreaktors

1.7.3.3 Druckwasserreaktor (DWR)

Der Druckwasserreaktor stellt eine Weiterentwicklung des Siedewasserreaktors in sicherheitstechnischer Hinsicht dar. Die Brennelemente und die Regelstäbe befinden sich im Druckbehälter (**Bild 1.22**). Die Regelstäbe werden von oben in die Brennelemente eingefahren, bei Volllastbetrieb sind sie fast vollständig aus dem Reaktorkern herausgefahren, bei einer notwendigen Schnellabschaltung fallen sie in die Brennelemente. Das Wasser strömt entlang der Brennstäbe nach oben und erwärmt sich dabei von ca. 290 °C auf ca. 320 °C bei einem Druck von ca. 150 bar. Die Wärme des Kühlmittels wird im Dampferzeuger abgegeben, das abgekühlte Wasser wird durch eine Pumpe in den Reaktor zurückgeführt (Primärkreislauf). Der Dampferzeuger stellt die Trennung zwischen Primärkühlmittelkreislauf und dem sekundären Kreislauf dar. Der darin erzeugte Dampf treibt über den Sekundärkreislauf – wie in jedem konventionellen Wärmekraftwerk üblich – die Turbine. Der gesamte Primärkreislauf befindet sich in einem kugelförmigen Sicherheitsbehälter aus Stahl (Containment), der von einem Betonschild umgeben ist (Reaktorgebäude).

Aufgrund der niedrigen Dampfzustände des Frischdampfs (Druck, Temperatur) werden nur Wirkungsgrade von ca. 30 % erreicht.

Die Leistungsregelung von DWR-KKW's erfolgt über *Borsäure* oder *Regelstäbe*. Muß die Turbinen- bzw. Generatorleistung abgesenkt werden, so geschieht dies mit einer vom Lastverteiler vorgegebenen Zeitkonstanten (z. B. 1,5 Megawatt pro Minute) zu einem genau definierten Zeitpunkt. Durch die reduzierte Generatorleistung wird weniger mechanische Arbeit in der Turbine umgewandelt. Dadurch würde die mittlere Kühlmitteltemperatur (MKMT) im Primärkreis ansteigen. Um die MKMT konstant zu halten, wird jetzt *Borsäure* in den Primärkreis eingespeist.

Die *Borsäure* reduziert die Anzahl der Kernspaltungen durch den "Einfang" (Absorption) von Neutronen. Die MKMT beginnt zu fallen. Reicht die Borsäure nicht aus, so fährt die Regelung des DWR-KKW Regelstäbe in den Kern, um die Kernspaltungen zu reduzieren. Die MKMT bleibt dadurch auf ihrem eingestellten Sollwert stehen.

Wird jetzt wieder Leistung angefordert, so fällt die MKMT, da mehr Wärmenergie in der Turbine umgesetzt werden muß. Die Regelung erkennt dies und speist DEIONAT (entmineralisiertes Wasser; also reines H_2O) in den Primärkreis ein. Dies bewirkt eine Verdünnung der Borsäure-Konzentration im Primärkreis. Es finden mehr Kernspaltungen statt, die MKMT steigt. Reicht die DEIONAT-Einspeisung nicht aus, um die MKMT wieder in ihren Regelbereich zu bringen, so werden Regelstäbe aus dem Reaktorkern herausgefahren. Dadurch läßt sich die MKMT wieder auf ihren Sollwert bringen.

DWR und SWR haben eine inhärente Sicherheitskomponente: nimmt die Kernreaktion zu, so wird der Reaktorkern heißer. Das als Moderator wirkende Wasser verdampft und es entstehen Dampfblasen. Durch diese Dampfblasen wird die Moderatorwirkung des Wassers herabgesetzt, es werden nicht mehr so viele schnelle Neutronen moderiert (abgebremst). Damit stehen weniger thermische Neutronen für den Kernspaltprozeß zur Verfügung und die Zahl der Kernspaltungen verringert sich.

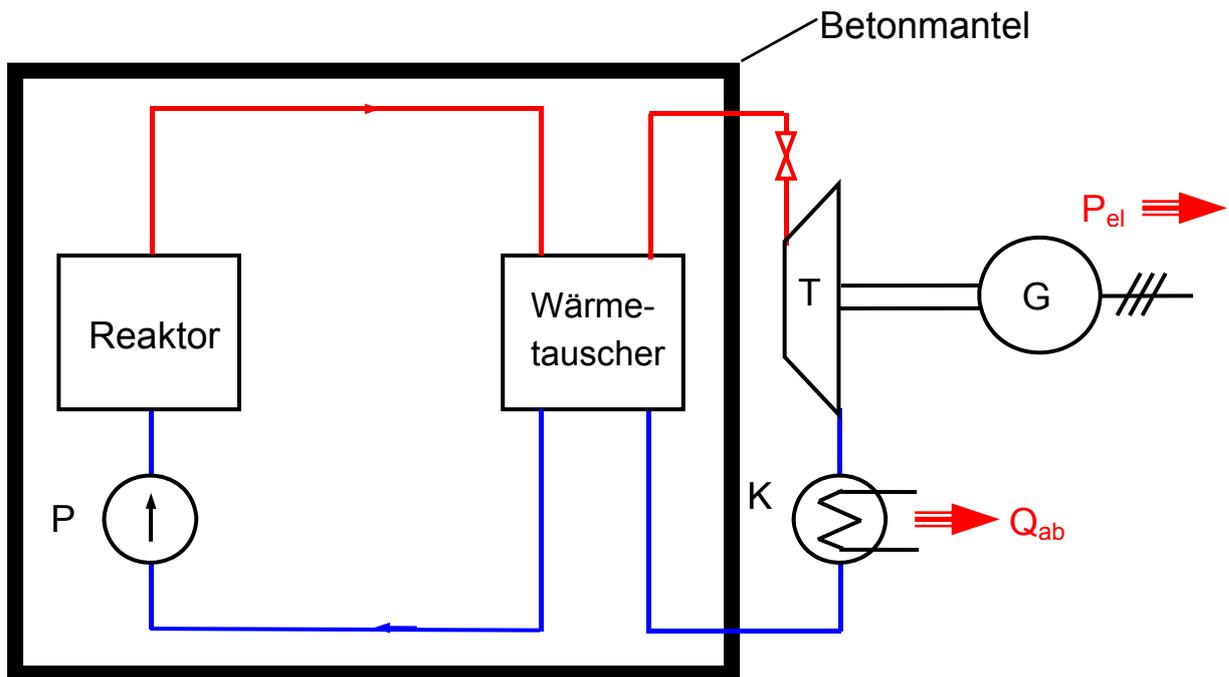
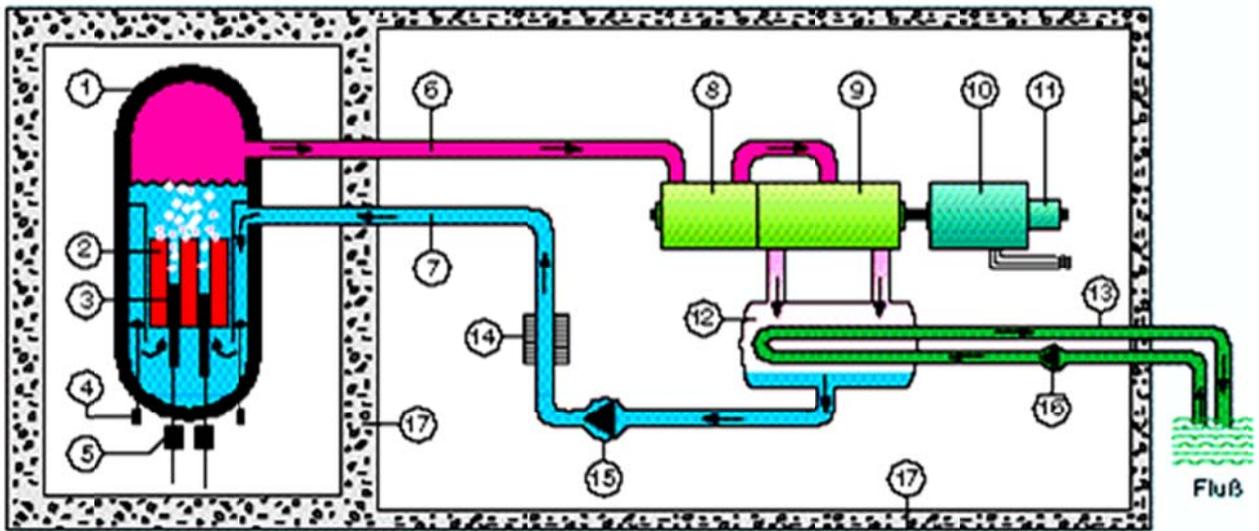


Bild 1.22 Prinzip eines Druckwasserreaktors



- | | |
|----------------------|-----------------------------------|
| 2: Brennelemente | 10,11: Generator, Erregermaschine |
| 3: Regelstäbe | 12: Kondensator |
| 4: Umwälzpumpen | 13: Flußwasser (Kühlung) |
| 5: Regelstabantriebe | 14: Speisewasservorwärmer |
| 6: Frischdampf | 15: Speisewasserpumpe |
| 7: Speisewasser | 16: Kühlwasserpumpe |
| | 17: Betonabschirmung |

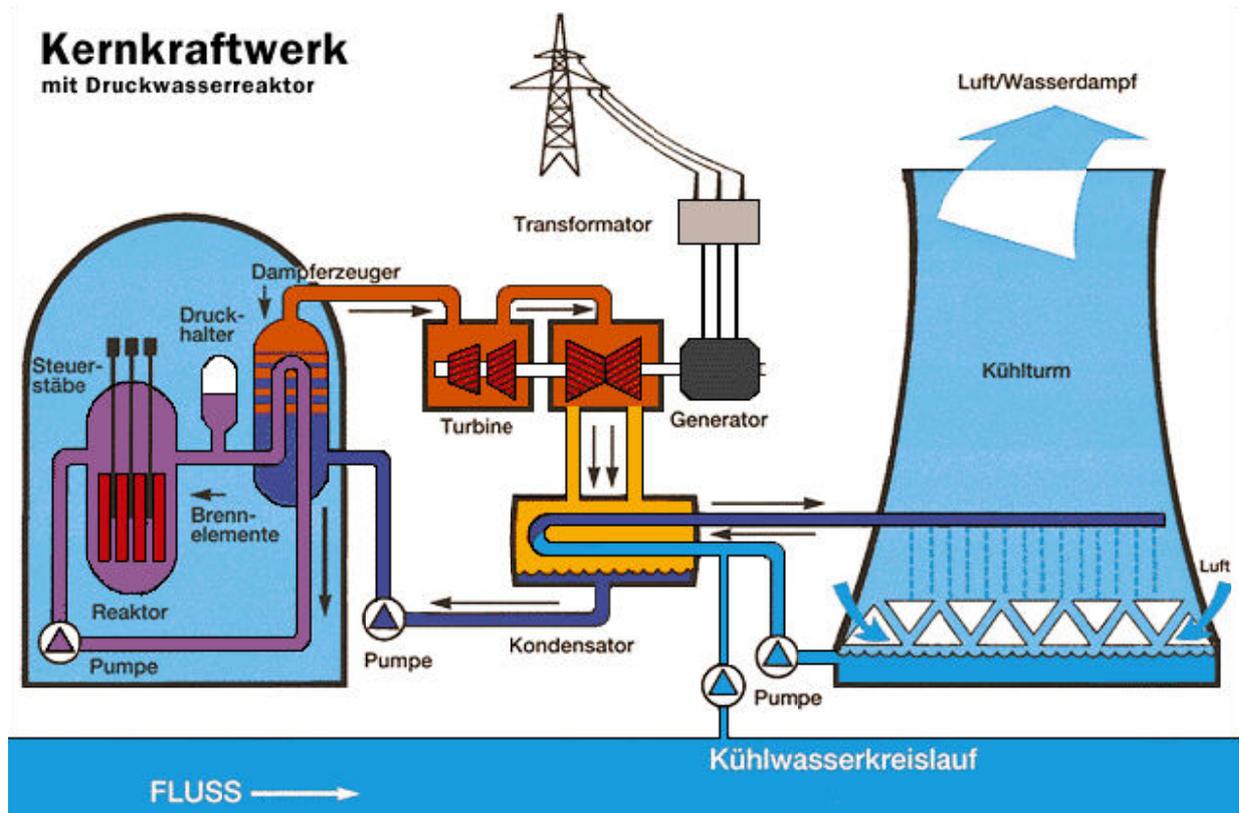
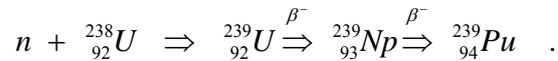


Bild 1.23 Prinzip von Siedewasser- und Druckwasserreaktor

1.7.3.4 Brutreaktoren

In natürlich vorkommendem Uran ist zu einem überwiegenden Anteil Uran-238 enthalten. Durch Neutronenbeschuß kann dieses nicht spaltbare Material in spaltbares Plutonium-239 umgewandelt werden:



Der Aussendung von β -Strahlung liegt jeweils der Zerfall eines Neutrons in ein Proton und ein Elektron zugrunde.

Die Umwandlung von Uran-238 in Plutonium-239 tritt bei jedem Leichtwasserreaktor als Nebeneffekt auf. Mit zunehmendem Abbrand der Brennelemente wird ein Teil der Energie auch durch Spaltung der Plutoniumkerne erzeugt. Bei schnellen Brutreaktoren steht die Umwandlung von nicht spaltbarem Material in spaltbares Pu-239 im Vordergrund. Bei Verwendung von hoch angereichertem Brennstoff kann alleine mit den schnellen Neutronen eine Kettenreaktion aufrechterhalten werden. Außerdem stehen noch genügend Neutronen zur Umwandlung des um den Brennstoff angeordneten Brutstoffes zur Verfügung.

1.7.4 Brennstoffkreislauf und Brennelemente

Im Folgenden werden die notwendigen Prozeßschritte zur Versorgung und Entsorgung der Kernkraftwerke mit Kernbrennstoff kurz beschrieben.

Erzbergbau

Die abgebauten Erze enthalten ca. 0,1...0,5 % Uran. Abgebaut wird Uranerz in den USA, Kanada, Brasilien, Afrika, Australien, Frankreich, Schweden und den GUS-Staaten. Ausgehend vom heutigen Bedarf (Stand 2000) wäre Uran für die nächsten 130 Jahre vorhanden. Allerdings müssen bei solchen Betrachtungen auch Steigerungen des Energiebedarfs, vor allem in den Schwellenländern wie z. B. China berücksichtigt werden. Nimmt man noch das aus Uran-238 erbrütete Plutonium-239 hinzu, so wird dieser Zeitraum wesentlich größer.

Urangewinnung

Das Uranerz wird durch eine Reihe von physikalischen und chemischen Prozessen vom übrigen Gestein und von Verunreinigungen getrennt. Am Ende dieser Prozesse liegt ein Urankonzentrat mit einem Urangehalt von 70...80 % in Form von Ammonium(di)uranat vor. Dieses Material wird seiner gelben Farbe wegen „Yellow Cake“ genannt.

Anreicherung und Herstellung von Brennstäben

In den „Yellow Cakes“ liegt Uran in seiner natürlichen Zusammensetzung vor (0,7 % Uran 235, 99,3 % Uran-238) und muß deshalb auf einen Urangehalt von 3...5 % angereichert werden. Hierzu wird das Uran in Uranhexafluorid (UF_6) umgewandelt und durch weitere chemische und physikalische Verfahren gereinigt und angereichert. In der Brennelementefabrik wird das mit Uran-235 angereicherte UF_6 in UO_2 umgewandelt. In Deutschland wird dazu ein naßchemisches Verfahren angewandt. Endprodukt sind UO_2 -Tabletten (UO_2 -Pellets), die in ihren Abmessungen sehr genau sein müssen. Zur Herstellung eines Brennstabes werden die Pellets in eine Hülle aus Zirkaloy (einer speziellen neutronendurchlässigen Legierung aus Zinn) gefüllt und gasdicht verschlossen. **Bild 1.20b** zeigt den Aufbau eines Brennstabes.

Zwischenlagerung und Wiederaufarbeitung

Brennelemente werden bis zu 7 Jahre eingesetzt. In dieser Zeit werden sie mehrfach an eine andere Position im Reaktor gebracht, um einen gleichmäßig hohen Abbrand zu erzielen. „Abgebrannte“ Brennelemente (d. h. deren Uran-235-Gehalt verbraucht ist) sind hoch radioaktiv und haben eine hohe Wärmeproduktion. Deshalb lagert man diese Brennelemente zunächst in einem wassergefüllten Becken innerhalb des KKW. Das Wasser schirmt die Strahlung fast vollständig ab und nimmt gleichzeitig die Nachzerfallswärme auf. Bei einer Lagerzeit von 6 bis 12 Monaten gehen Aktivität und Wärmeerzeugung auf ca. 0,1 % des Anfangswertes zurück.

Bei der Wiederaufarbeitung werden die Brennstäbe aufgesägt und das Brennmaterial durch chemische Prozesse in seine Bestandteile Uran, Plutonium und Spaltprodukte zerlegt. Abgetrenntes Plutonium kann direkt als neuer Kernbrennstoff eingesetzt werden (U-Pu-Mischoxidbrennstäbe). Die radioaktiven Spaltprodukte, sowie das radioaktiv gewordene Hüllrohrmaterial muß endgelagert werden.

Endlagerung

Bei der Endlagerung muß sichergestellt sein, daß radioaktive Abfälle dauerhaft und sicher aus der Biosphäre ausgeschlossen werden. Bei der Endlagerung in tiefen Erdschichten (einige 100 m) bilden der Lagerbehälter und die umgebenden Gesteinsformationen die notwendige Umschließung. Es sind allerdings einige Anforderungen an eine Endlagerstätte zu stellen:

- keine Risse im Gestein
- geringe seismische Aktivität
- kein Grundwasser.

Unter diesen Gesichtspunkten sind in Deutschland der Salzstock Gorleben und das ehemalige Eisenerzbergwerk Schacht Konrad bei Salzgitter als Endlagerstätten ausgesucht worden.

Bei der Thematik Brennstoffkreislauf muß auch die Belastung von Mensch und Umwelt durch die Abfälle (Säuren, Laugen, Salzlösungen, organische Chemikalien) aus den chemischen Prozessen bei der Produktion und Wiederaufarbeitung der Brennelemente beachtet werden. Auch hier sind aufwendige Verfahren notwendig, um diese Stoffe umweltgerecht zu entsorgen.

2 Regenerative Erzeugung elektrischer Energie

2.1 Bedeutung der regenerativen Energieerzeugung

Es ist politischer Wille, dass der Anteil der elektrischen Energie, der durch Kernkraftwerke erzeugt wird, nach einem Stufenplan zurückgefahren wird. Gleichzeitig dürfte der Bedarf an elektrischer Energie etwa gleich bleiben. Zunehmend energiesparende Geräte (Kühlschränke, Konsumgüter) kompensieren die weiter zunehmende Automatisierung in erster Näherung. Der Anteil der durch Kernkraft erzeugten elektrischen Energie muß also nach und nach durch andere Arten von Primärenergie ersetzt werden, z. B. regenerative Energiequellen. Dazu gehören:

- Wasserkraftwerke
 - Laufwasserkraftwerke
 - Speicherkraftwerke
 - Pumpspeicherkraftwerke
 - Gezeitenkraftwerke, Wellenkraftwerke
- Windenergieanlagen (Windparks)
 - On-shore (an Land, meist in der Küstenregion)
 - Off-shore (auf Plattformen in Ozeanen)
- Solarenergieanlagen
 - Photovoltaikanlagen
 - Solarthermische Anlagen
- Brennstoffzellen
- Biomasseanlagen
- andere, z. B. Aufwindkraftwerke

Der Anteil der durch Kernkraft erzeugten elektrischen Energie ist nicht unerheblich. Knapp 80 % der gesamten elektrischen Energie müssen durch andere Primärenergieträger erzeugt werden, Bild 2.1. In Deutschland beträgt der Anteil der Wasserkraft bezogen auf die gesamte erzeugte elektrische Energie (630.000 Mio kWh) ca. 4 %. Dieser Anteil ist auch nicht wesentlich steigerbar, da die Energiequelle Wasserkraft in Deutschland bereits zu ca. 70 % erschlossen ist. Eine weitere Erschließung ist wirtschaftlich und umwelttechnisch problematisch.

Übrig bleiben daher Wind- und Solarenergieanlagen. Derzeit ist in Deutschland eine Leistung von ca. 13000 MW in Form von Windenergieanlagen (WEA) installiert. Bis zum Jahr 2020 ist ein weiterer Ausbau der Windenergie im Umfang von zusätzlich ca. 20 – 30 GWh geplant, vor allem als Off-shore-Anlagen in der Nord- und Ostsee. Elektrische Energie aus Windkraft steht jedoch nicht immer dann zur Verfügung, wann sie gebraucht wird. Die Energiebereitstellung hängt vom Windaufkommen ab. Damit ergeben sich Schwierigkeiten bei der Kraftwerksplanung.

Eine Steigerung der Energieerzeugung durch Solarenergieanlagen ist denkbar. Allerdings ist die Herstellung von Solarzellen mit hohen Wirkungsgraden noch sehr teuer, so dass derzeit nur solarthermische Anlagen in Frage kommen würden. Außerdem würde auch hier die Energieproduktion von der Sonneneinstrahlung abhängen; d. h. sie ist nicht beliebig steuerbar.

Für eine elektrische Energieversorgung mit extrem hoher Verfügbarkeit – wie wir das aus der Vergangenheit kennen – ist daher eine erhebliche Vorhaltung an konventionell erzeugter elektrischer Energie notwendig, mit der wegfallende elektrische Energie aus Windkraft innerhalb kürzester Zeit ersetzt werden kann. Die dafür bereitstehenden konventionellen Kraftwerke müssten dazu sehr schnell angefahren werden. Dies bedeutet jedoch hohe Kosten und vermutlich auch eine deutlich stärkere Abnutzung (Alterung) der konventionellen Anlagen, wenn diese nicht im Ressourcen schonenden Dauerbetrieb arbeiten. Dies soll jedoch kein Argument dafür sein, die Anstrengungen zur Entwicklung der elektrischen Energieerzeugung aus regenerativen Primärenergieträgern nicht zu forcieren, sondern zeigt einige der Aspekte, die zu bedenken sind, wenn ein erheblicher Anteil der Gesamtenergie durch andere Primärenergieträger erzeugt werden soll.

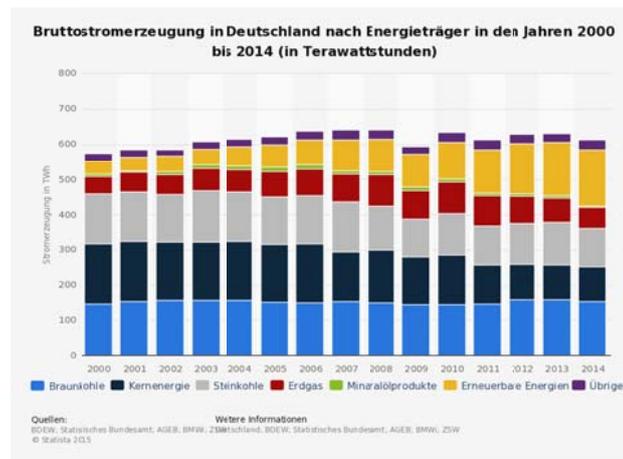


Bild 2.1: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern; Quelle: statista

2.2 Wasserkraftwerke

Weltweit wird derzeit eine Energie von ca. $2300 \cdot 10^9$ kWh durch Wasserkraft erzeugt. Dies entspricht in etwa der Energieproduktion von 400 Kernkraftwerken.

Das derzeit größte Wasserkraftwerk ist ITAIPU mit einer Gesamtleistung von 13300 MW. Die Wassermassen des Parnastromes zwischen Brasilien und Paraguay werden dort gestaut. In zwei Kraftwerksteilen wird eine elektrische Leistung von 9×737 MVA und 9×824 MVA in 18 Generatorsätzen erzeugt (**Bild 2.1**). Die Höhendifferenz zwischen Speichersee und Abfluß beträgt ca. $H = 120$ m, der Wasserdurchsatz liegt bei $Q = 8450$ m³/s.



Bild 2.1 Wasserkraftwerk Itaipu an der Grenze Brasilien-Paraguay

Ein aktuelles Projekt ist das mit 18200 MW in Zukunft leistungsstärkste Wasserkraftwerk der Welt, welches in der chinesischen Dreischluchtenregion (Three Gorges) am Fluß Yangtse entsteht. Dabei wird der Jangtse als drittlängster Fluss der Welt auf 660 km Länge zu einem Stausee aufgestaut. Vorrangige Ziele sind Hochwasserschutz sowie Stromproduktion.

Daten des Kraftwerkes „Three Gorges“:

Länge des Stausees:	660 km
Fläche des Stausees:	ca.1100 qkm (2-fache Fläche des Bodensees)
Ausmaße des Staudamms:	2.309 m lang, 185 m hoch, Höhe des Wasserpegels: 175 m
Daten zum Wasserkraftwerk:	18.200 Megawatt Leistung; Produktion von 84,7 Mrd. KWh pro Jahr (entspricht 1/9 von Chinas Stromproduktion)
Umsiedlungen:	140 Städte, 1,3 Millionen Menschen, 1.600 Fabriken
Kosten:	25 Mrd. Euro
Fertigstellung:	2009

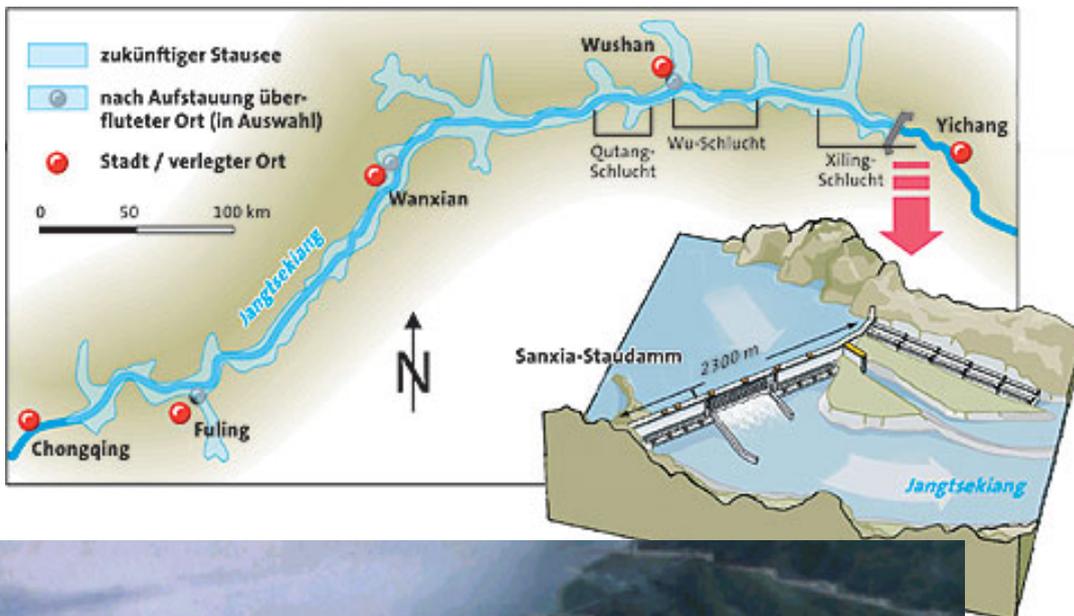


Bild 2.2 Wasserkraftwerk „Three Gorges“ in China

2.2.1 Theoretische Grundlagen

In Wasserkraftwerken wird die potenzielle Energie des Wassers in kinetische Energie umgewandelt. Wasserturbinen treiben einen Generator, die mechanische Energie der Turbine in elektrische Energie umwandelt.

Die potentielle Energie einer Wassermenge m , die sich auf einer Höhe H über der Ausströmöffnung befindet, ist

$$W_{pot} = m \cdot g \cdot H = \rho \cdot V \cdot g \cdot H \quad . \quad (0.48)$$

Das Wasser wird über eine Rohrleitung der Turbine zugeleitet, welche die potenzielle Energie in kinetische Energie umwandelt. Bei vollständiger Umsetzung der potenziellen Energie W_{pot} in kinetische Energie W_{kin} gilt

$$W_{pot} = m \cdot g \cdot H = \frac{1}{2} m \cdot c_1^2 = W_{kin} \quad (0.49)$$

und damit

$$c_1 = \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad . \quad (0.50)$$

Die Annahme der vollständigen Umwandlung der potenziellen in kinetische Energie bedeutet insbesondere die Vernachlässigung aller Verluste der Rohrleitung, d. h. der Reibung des Wassers an der Rohrleitungswand.

In der Praxis wird nur ein Teil der kinetischen Energie der Strömung in der Turbine in mechanische Energie des Rotors umgewandelt. Die nutzbare mechanische Energie ist die Differenz der kinetischen Energien des einströmenden Wassers (c_1) und des ausströmenden Wassers (c_2):

$$W_{nutz} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (c_1^2 - c_2^2) \quad . \quad (0.51)$$

Der Turbinenwirkungsgrad ergibt sich dann zu

$$\eta_T = \frac{W_{nutz}}{W_{zu}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot m \cdot (c_1^2 - c_2^2)}{\frac{1}{2} m \cdot c_1^2} = \frac{c_1^2 - c_2^2}{c_1^2} = 1 - \left(\frac{c_2}{c_1} \right)^2 < 1 \quad . \quad (0.52)$$

Bei modernen Turbinen werden Wirkungsgrade von $\eta_T = 0,99$ erreicht, wenn die Abbremsung des Wasserstroms auf $c_2 \approx 0,1 \cdot c_1$ erfolgt.

Die der Turbine zugeführte Leistung ist

$$P_{zu} = \frac{W}{t} = \frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot H}{t} = \rho \cdot g \left(\frac{V}{t} \right) H = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad . \quad (0.53)$$

Dabei wird Q als Drucksatz bezeichnet, der üblicherweise in m^3/h angegeben wird.

Bei der Bestimmung des Gesamtwirkungsgrades eines Wasserkraftwerkes sind neben dem Wirkungsgrad der Turbine (η_T) ein Wirkungsgrad der Rohrleitung (η_R) sowie ein Wirkungsgrad des Generators (η_G) zu berücksichtigen. Die an den Klemmen des Generators abnehmbare elektrische Leistung ergibt sich zu:

$$P_{el} = \eta_{ges} \cdot g \cdot \rho \cdot H \cdot Q$$

mit

$$\eta_{ges} = \eta_R \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (0.54)$$

Darin sind:

P_{el} die vom Generator erzeugte elektrische Leistung,
 H nutzbare Fallhöhe des Wassers (in m),
 Q Mittlerer Durchfluß (in m³/s),

mit $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, $\rho = 10^3 \text{ kg/m}^3$ (für Wasser).

Für die einzelnen Wirkungsgrade ergeben sich folgende Wertebereiche:

$\eta_R = 0,93 \dots 0,99$ Rohrleitungswirkungsgrad
 $\eta_T = 0,85 \dots 0,95$ Mechanischer Wirkungsgrad der Turbine (Lagerreibung)
 $\eta_G = 0,95 \dots 0,99$ Generatorwirkungsgrad (ohmsche und Wirbelstromverluste)

2.2.2 Bauarten von Wasserkraftwerken

Grundsätzlich unterscheidet man Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckanlagen. Es gibt

- Laufwasserkraftwerke (ND-Anlagen) und
- Speicherkraftwerke (MD- oder HD-Anlagen).

Sonderbauformen von Wasserkraftwerken sind

- Gezeitenkraftwerke und
- Wellenkraftwerke.

2.2.2.1 Laufwasserkraftwerke

Laufwasserkraftwerke sind im Flußlauf angeordnet und haben geringe Fallhöhen von typisch 1m/km. Diese Fallhöhe wird durch Aufstauen des Flusses durch ein Wehr erreicht. Das Wasser fließt entweder durch die Turbine oder am Turbinenhaus vorbei durch das Wehr. Der Bypass ist notwendig, um unterschiedliche Wassermengen, z. B. Hochwasser, auszugleichen. Fällt mehr Wasser an, als die Turbinen verarbeiten können, so fließt dieses ungenutzt über das Wehr ab. Außerdem kann der Bypass aus ökologischen Gründen notwendig sein, z. B. als Fischpaß. Es gibt eine Vielzahl von Möglichkeiten, das Maschinenhaus mit Turbine und Generator, das Wehr und etwaige Schleusen anzuordnen. **Bild 2.3** zeigt zwei Beispiele.

Im Laufe eines Jahres treten stark unterschiedliche Wasserströme (Durchflußmengen Q) auf. Außerdem variiert die Wassermenge auch von einem Jahr zum nächsten. Weiterhin ist zu beachten, ob es sich um einen Hochgebirgsfluß (größte Wassermenge im Sommer) oder um einen Mittelgebirgs- oder Flachlandfluß (größte Wassermenge im Frühjahr und Winter) handelt.

Die Turbinen werden für eine bestimmte Ausbauwassermenge Q_A dimensioniert. Der Ausbaugrad ist:

$$\text{Ausbaugrad} = \frac{\text{Zahl der Tage bei denen } Q > Q_A}{365} \quad (0.55)$$

Bei Fallhöhen von Laufwasserkraftwerken von typisch 1 m...15 m kommen in der Regel Kaplan-Turbinen zum Einsatz. **Bild 2.4** zeigt den Schnitt durch das Innkraftwerk Braunau mit den Daten: $H = 11$ m, $Q = 251,5$ m³/s, $n = 83,4$ 1/min, $P = 24$ MW.

Laufwasserkraftwerke arbeiten üblicherweise im Grundlastbetrieb mit einer hohen Jahresbetriebsdauer, sie können aber auch zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden.

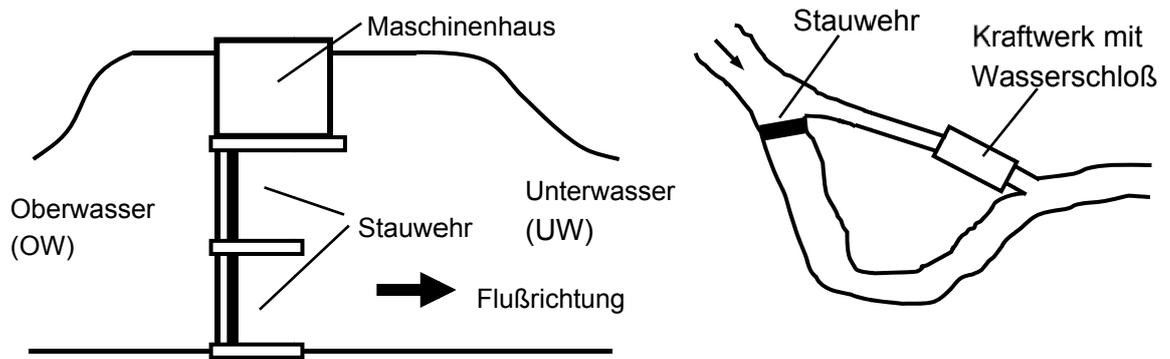


Bild 2.3 Bauformen von Laufwasserkraftwerken im Verlauf eines Flusses

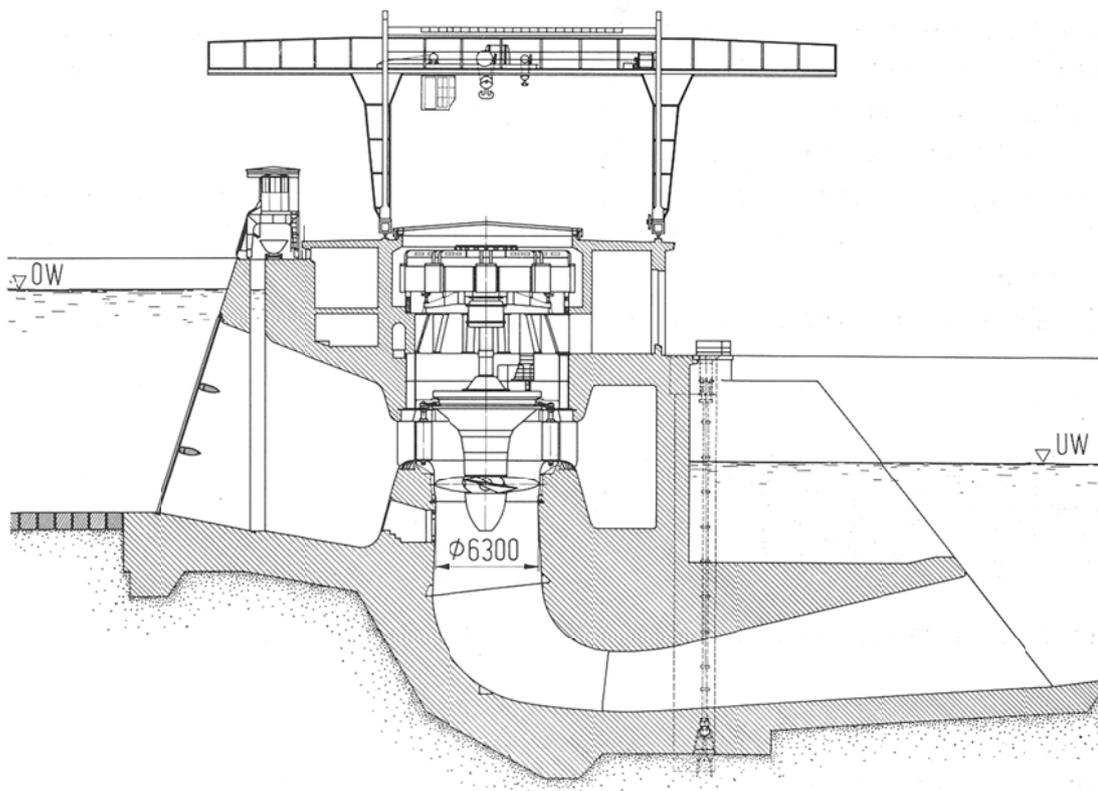


Bild 2.4 Querschnitt durch ein hochbauloses Laufwasserkraftwerk, Innkraftwerk Braunau, 4 Kaplan-Turbinen

2.2.2.2 Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke beziehen ihr Wasser aus hochgelegenen Speicherseen (Oberbecken) (**Bild 2.5**). Häufig wird dazu Wasser in einem hoch gelegenen Tal durch eine Staumauer aufgestaut. Abhängig von der Fallhöhe unterscheidet man Mittel- und Hochdruckanlagen. Bei starken Lastschwankungen, bis hin zum Lastabwurf muß der Wasserzufluß in die Turbine durch das Wasserschloß gedrosselt werden. Würde dies direkt an der Düse unten im Maschinenhaus geschehen, so würden Druckwellen in der Rohrleitung entstehen, die eine erhebliche Belastung der Rohrleitungen und der Düsen zur Folge haben würden.

Speicherkraftwerke können je nach Zuflußmenge in das Oberbecken als *Tagesspeicher*, *Wochenspeicher*, bis hin zum *Jahresspeicher* ausgelegt sein. Sie eignen sich daher und aufgrund der geringen Anfahrzeiten von ca. 1 Minute zur Deckung der Spitzenlast.

Als Turbinen kommen *Francis-* oder *Pelton-*turbinen (*Freistrahlturbinen*) zum Einsatz. Die Fallhöhen von Speicherkraftwerken können bis zu 2000 m betragen.

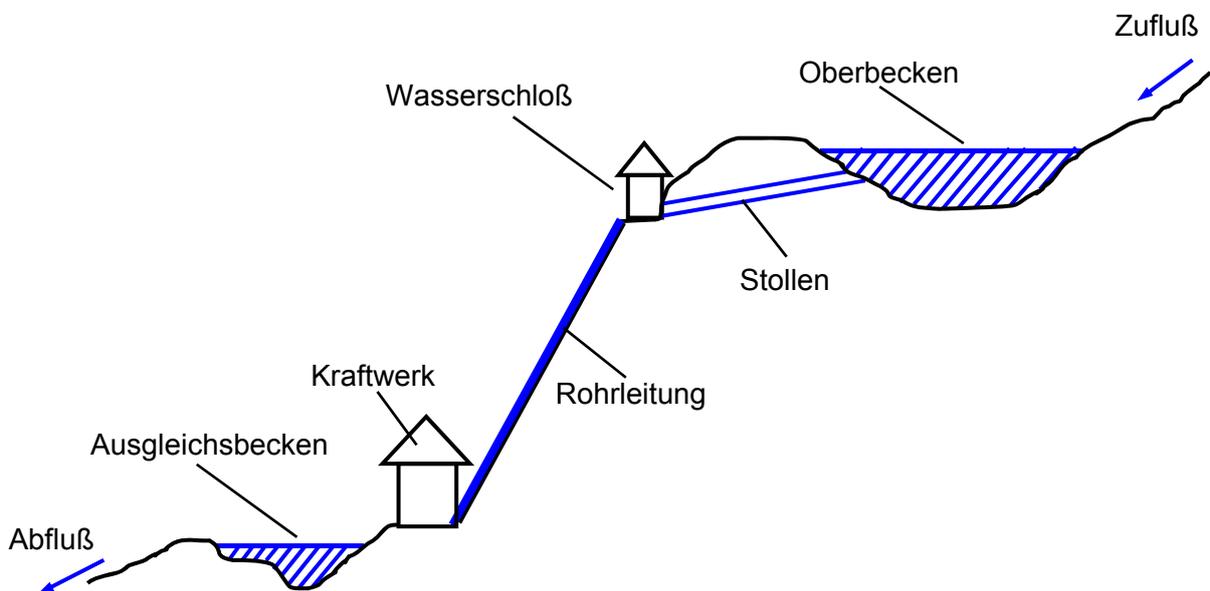


Bild 2.5 Speicherkraftwerk

Bei **Pumpspeicherkraftwerken** wird während der täglichen Schwachlastzeiten, vor allem während der Nacht, Wasser vom Unterbecken durch die Rohrleitung wieder ins Oberbecken zurückgepumpt. Dadurch steht das Wasser für die Deckung der Spitzenlast am nächsten Tag zur Verfügung. Der Generator arbeitet dann als Motor, die Pumpe ist entweder auf einer Welle mit der Turbine und dem Generator angeordnet oder Pumpenturbinen finden Verwendung, die sowohl als Turbine, als auch als Pumpe betrieben werden (**Bild 2.6**).

Pumpspeicherkraftwerke werden oft als Kavernenkraftwerke ausgeführt. Das Maschinenhaus mit der Pumpstation befindet sich unterhalb der geodätischen Höhe des Unterbeckens. Dadurch steht immer ein ausreichender Staudruck für die Pumpe zur Verfügung. Außerdem legt man die Kaverne nach Möglichkeit senkrecht unter dem Speicherbecken an, dadurch wird der Rohrleitungswirkungsgrad η_R am größten.

Pumpspeicherkraftwerke stellen derzeit die einzige großtechnische Möglichkeit zur Speicherung von Energie dar, die kurzfristig in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Dies ist nahezu gleichbedeutend mit einer direkten Speicherung elektrischer Energie.

Im Pumpspeicherbetrieb wird ein Wirkungsgrad von ca. 75 % erzielt.

$$\eta_{ges} = \eta_R^2 \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot \eta_P \cdot \eta_M \quad (0.56)$$

mit η_P : Wirkungsgrad der Pumpe oder der Pumpenturbine im Pumpbetrieb,
 η_M : Wirkungsgrad des Antriebsmotors oder des Generators im Motorbetrieb.

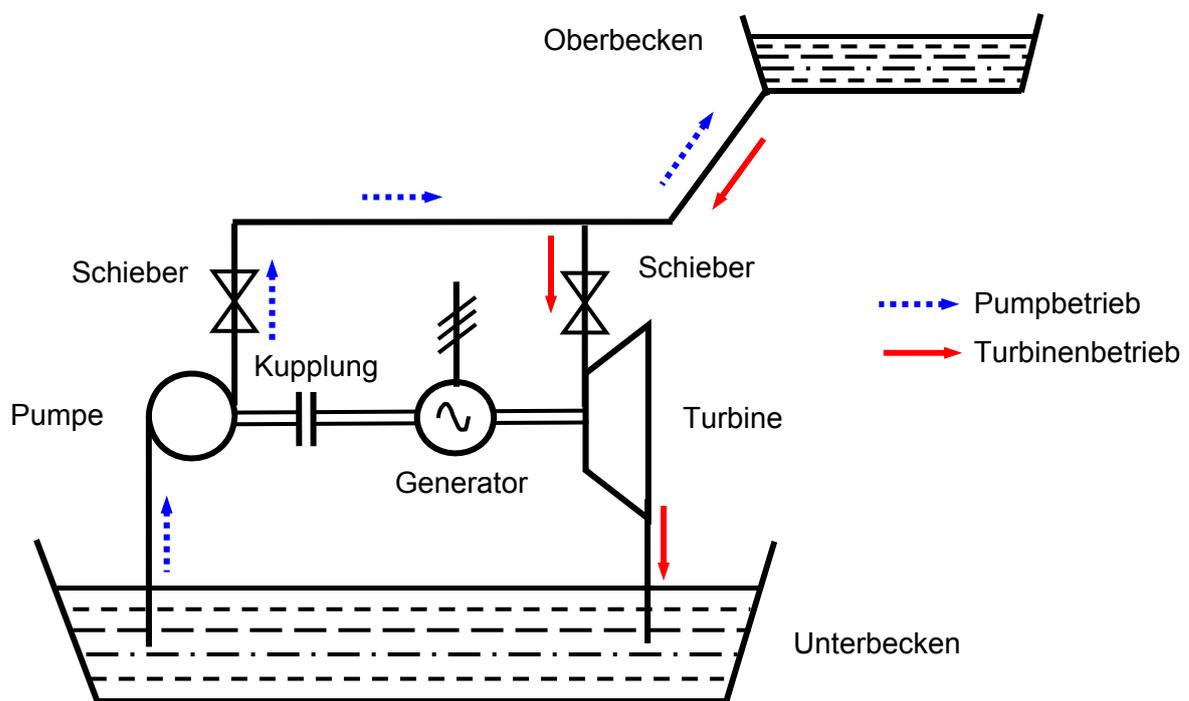


Bild 2.6 Prinzip des Pumpspeicherkraftwerks

2.2.2.3 Beispiel: Kraftwerksgruppe der Vorarlberger Illwerke AG

Die Wassermengen aus dem Silvretta-, Vermunt-, Kops- und Lünensee werden in mehreren Kraftwerksstufen über beachtliche Fallhöhen abgearbeitet (**Bild 2.7**).

Die Einsatzleitung für die gesamte Kraftwerksgruppe nimmt die EnBW auch für die anderen Stromabnehmer wahr. Sie stellt diesen die ihnen zustehenden Energielieferungen in der Stadt Bürs zur Verfügung und nimmt deren Pumpenergielieferungen dort auf. Der Einsatz der Kraftwerksgruppe wird entsprechend den Anforderungen der EnBW vom Illwerke-Dispatching in Rodund vorgenommen, die einen energie- und wasserwirtschaftlich optimalen Betrieb der Anlagen besorgt und den Transport der Energie auf den Hochspannungsleitungen (Kraftwerks-Direktleitungen) sicherstellt.

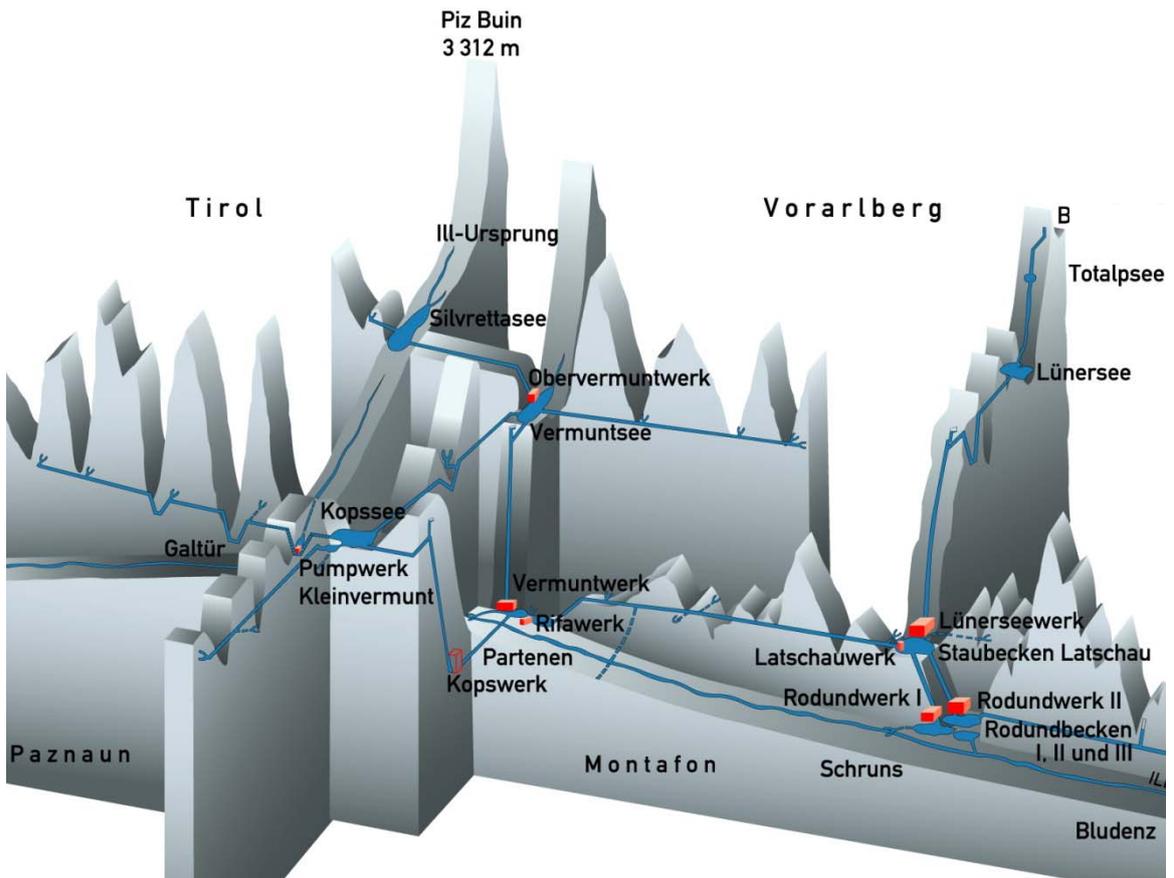


Bild 2.7 Speicherseen und Kraftwerksgruppe der Vorarlberger Illwerke AG

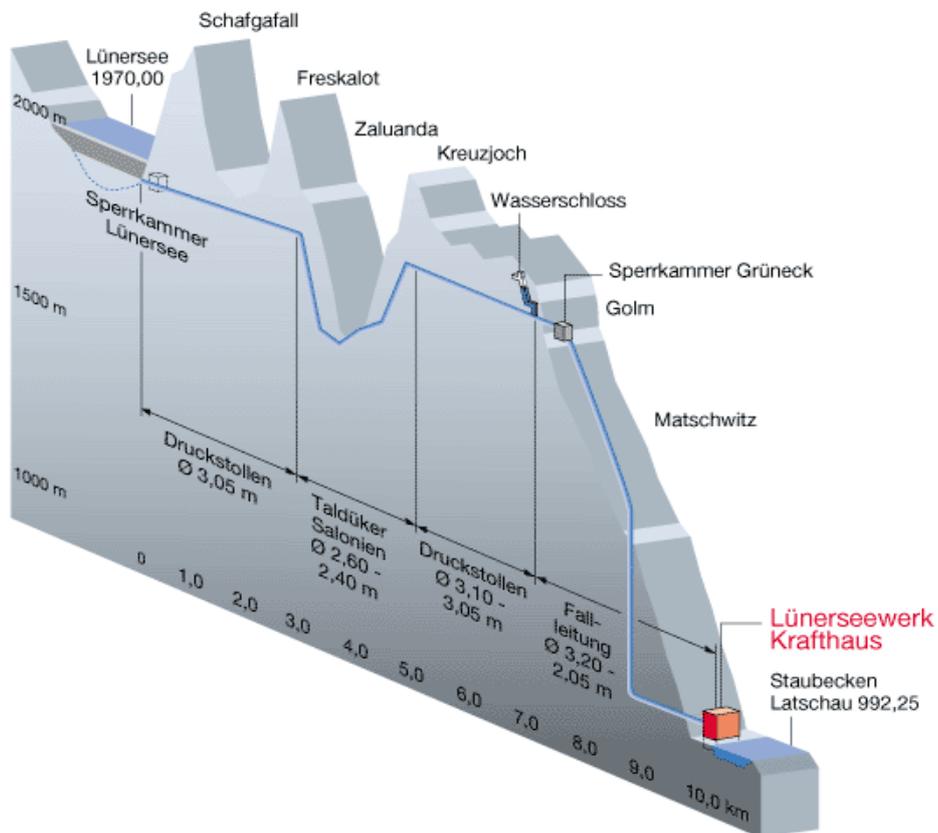


Bild 2.8 Geländeprofil des Pumpspeicherwerks Lünerseewerk der Vorarlberger Illwerke AG

2.2.2.4 Gezeitenkraftwerke

Gezeitenkraftwerke nutzen die in den Gezeiten (Tidenhub) gespeicherte potenzielle Energie des Meerwassers. Eine geeignete Meeresbucht wird vom Meer durch einen Damm mit Wehr und Kraftwerkshaus abgetrennt. Bei Flut wird das Becken gefüllt, wobei das Wasser durch ein Rohr mit einer Rohrturbine fließt. Bei Ebbe fließt das Wasser aus der Bucht ins Meer zurück (**Bild 2.9**). Allerdings sind die geographischen Gegebenheiten nur selten für den Bau eines Gezeitenkraftwerkes geeignet. Problematisch ist auch die starke Schwankung der abgegebenen Leistung. Gezeitenkraftwerke setzen deshalb die Einspeisung in ein großes Verbundnetz oder eine Kopplung mit einem Pumpspeicherwerk voraus.

Das erste Gezeitenkraftwerk ging 1967 in Frankreich an der Rance-Mündung bei St. Malo in Betrieb. In dem 700 m langen Staudamm sind 24 Kaplan-Turbinen installiert, durch die eine Wassermenge von bis zu $260 \text{ m}^3/\text{s}$ fließt. Jährlich werden bis zu 550 GWh elektrische Energie erzeugt. Der Unterschied zwischen Ebbe und Flut beträgt ca. 14 m.

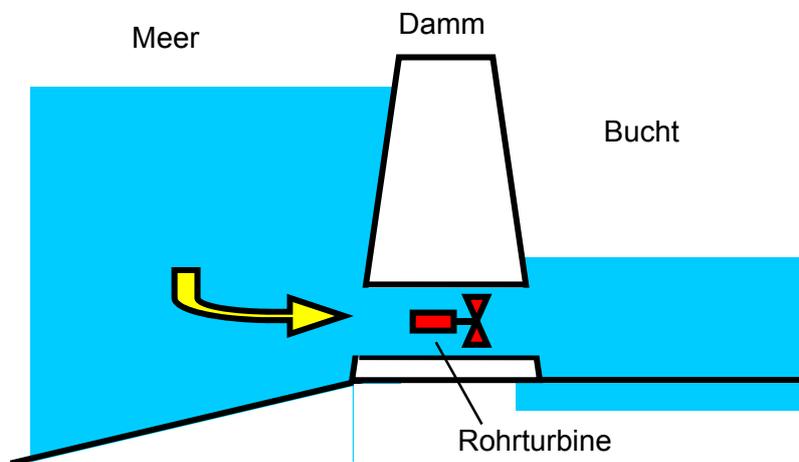


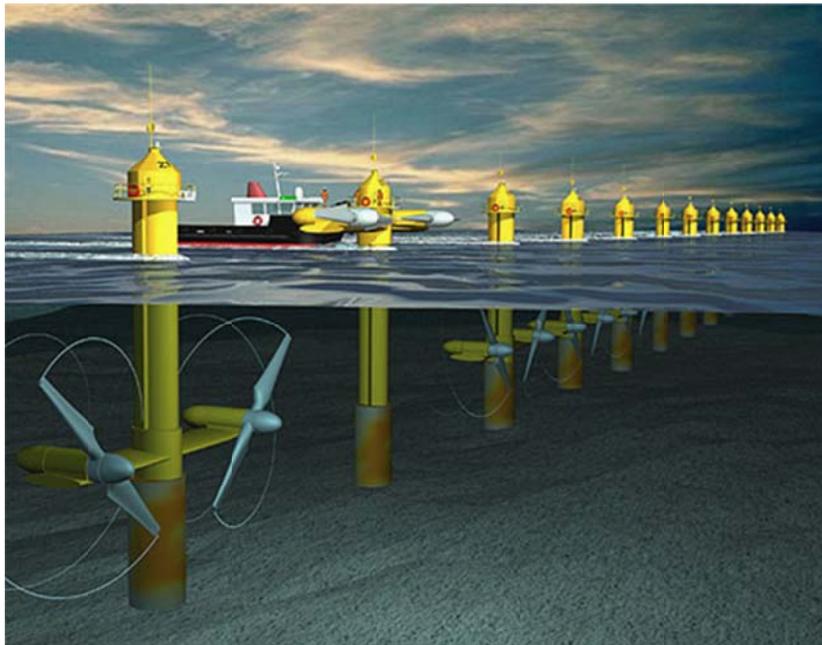
Bild 2.9 Prinzip eines Gezeitenkraftwerkes

2.2.2.5 Meereswellenkraftwerke

Ein neuer Ansatz ist das durch eine britisch-deutsche Kooperation durchgeführte Projekt "Seaf-low" im Bristol Channel an der Küste Cornwalls. Hier wurde eine Pilotanlage installiert, welche die durch den Gezeitenwechsel auftretende Meeresströmung nutzt (**Bild 2.10**). Das Kraftwerk befindet sich direkt in der Meeresströmung, die durch Ebbe und Flut fast kontinuierlich verursacht wird. Dadurch kann eine beständige Produktion elektrischen Stroms gewährleistet werden.

Das Funktionsprinzip der Strömungskraftwerke ähnelt stark dem von Windkraftanlagen. Die Energie der Wasserströmung wirkt auf einen unter der Wasseroberfläche installierten Rotor, dessen Drehbewegung in elektrischen Strom umgesetzt wird. Ein Turm wird in ein Bohrloch mit mehreren Metern Durchmesser im Meeresboden einbetoniert und somit fest verankert. Diese Vorgehensweise wird aufgrund der starken Kräfte, die auf die Konstruktion einwirken, notwendig und hat sich bei Bohrinseln bewährt. Abhängig von der Tiefe des Meeresgrundes und der Strömung werden ein (Durchmesser bis 15 Meter) oder zwei (Durchmesser jeweils bis 10 Meter) Rotoren am Turm angebracht. Damit die Rotorblätter zu jedem Zeitpunkt von Wasser bedeckt sind, wird die Rotornabe ungefähr 10 Meter unter dem Gezeitentiefstand positioniert.

Diese Methode findet auch bei dem "Seaflo"-Projekt vor der Küste Britanniens Anwendung, das Mitte des Jahres 2003 in Betrieb ging. Der Durchmesser des Rotors beträgt hier 11 Meter und leistet ca. 300 kW. Die weitere Planung geht davon aus, dass nach erfolgreichem Aufbau der Pilotanlage die Leistung der Einzelanlagen von 0,3 MW auf 1,2 MW gesteigert werden kann. Darüber hinaus soll ein Testpark mit einer Gesamtleistung von 5 MW entstehen. Durch die im Vergleich zur Luft sehr viel höhere Dichte des Wassers reichen auch schon Strömungsgeschwindigkeiten von 2 bis 2,5 m/sec (4,5 bis 5 Knoten) aus, um eine kommerzielle Nutzung sicherzustellen. So muss der Rotor einer 1-Megawatt-Windkraftanlage einen Durchmesser von etwa 55 Metern, der eines Wasserströmungskraftwerks jedoch nur von etwa 18 Metern haben.



a.



b.

Bild 2.10 Projekt „Seaflo“ zur Nutzung der in der Meeresströmung gespeicherten Energie
a. Szenario eines Seaflo-Energieparks
b. Prototyp, der Mitte 2003 in Betrieb ging, 300 kW

Allein in Europa gibt es laut einer Studie der EU insgesamt 106 geeignete Standorte für diese neue Technik. Das weitaus größte Potenzial liegt allerdings außerhalb europäischer Gewässer. Insgesamt wird die mögliche Energiemenge, die durch Strömungskraftwerke produziert werden kann, weltweit auf 450 TWh/a geschätzt. Das entspricht der Jahresproduktion von etwa 40 großen Atomkraftwerken. Für Europa wird von einer Leistung zwischen 12.000 und 12.500 MW ausgegangen. Ein bisher noch wesentlicher Nachteil dieser Technik liegt in den sehr hohen Kosten pro kWh, die deutlich über den Kosten von Atomstrom und selbst Strom aus Windkraft liegen. Hauptgrund dafür sind die hochwertigen Materialien, die wegen der großen Belastungen durch die Meeresströmung und das aggressive Salzwasser eingesetzt werden müssen.

Eine Alternative zu der von den Windrädern stammenden Technik ist eine Konstruktion, die in Analogie zu ihrem Design als "Stingray" (Stachelrochen) bezeichnet wird (**Bild 2.11**). Dabei versetzt die Strömung eine ca. 10 Meter lange Tragfläche in eine stetige Auf- und Abwärtsbewegung. Diese Pumpbewegung treibt dann eine Turbine an. Vor den Shetland-Inseln wurde bereits eine solche Anlage mit einer durchschnittlichen Leistung von ca. 90 kW getestet.

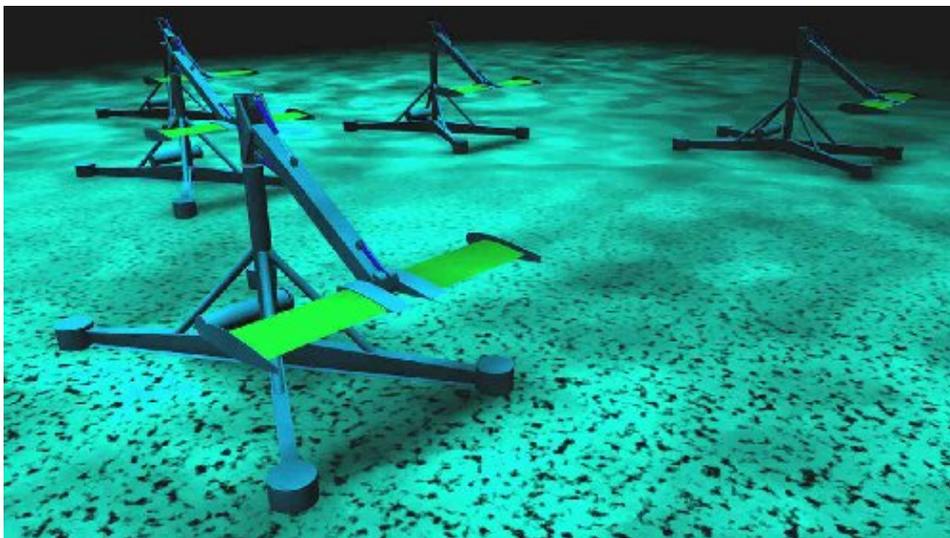


Bild 2.11 Projekt „Stingray“, Szenario eines Unterwasserkraftwerkes mit mehreren Stingray-Anlagen

Eine weitere Möglichkeit der Nutzung von Energie, die in der Meeresströmung gespeichert ist, stellen so genannte OWC's dar (**Bild 2.12**). OWC kommt von dem englischen Oscillating Water Column und beschreibt eine Bauweise, die die Wellenbewegung in oszillierende Wassersäulen nutzt. **Bild 2.13** zeigt, wie ein typisches OWC arbeitet. Es besteht aus einer Kammer mit zwei Öffnungen. Eine Öffnung zeigt in Richtung der einlaufenden Wellen und liegt unterhalb des Wasserspiegels. Durch sie kann Wasser einströmen, das durch die Wellenenergie angetrieben wird. Die zweite Öffnung sorgt für einen Druckausgleich zur Umgebungsluft. Die Wassersäule in der Kammer bewegt mit der Frequenz der Wellen auf und ab und „atmet“ so Luft durch die zweite Öffnung ein und aus. Diese „Atemluft“ treibt eine Turbine an. Die Energieerzeugung geht auch dann weiter, wenn durch die Druckentlastung während des folgenden Wellentals die Luft wieder abgesaugt wird. Grundvoraussetzung dafür ist eine neuartige Turbine (Wells-Turbine), die sich immer in die gleiche Richtung dreht, und so die oszillierende Bewegung der Luftsäule in eine gleichmäßige Drehung umwandelt.

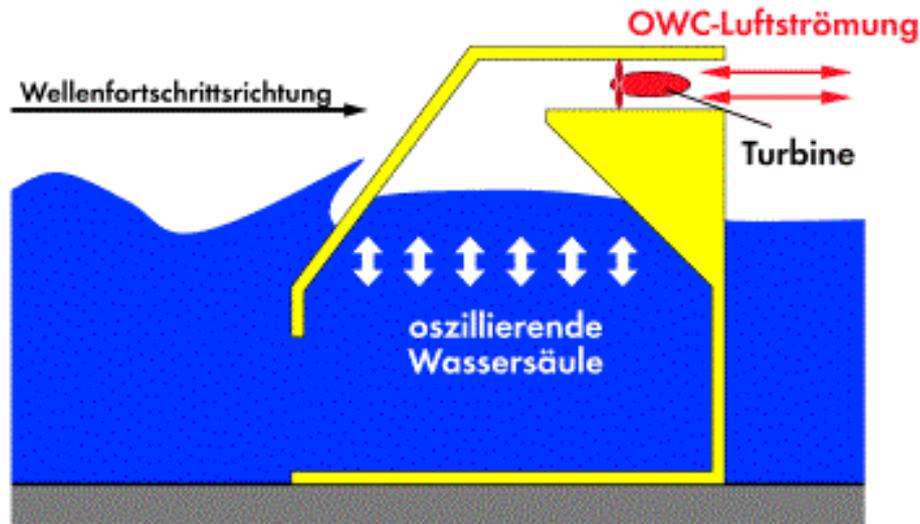


Bild 2.12 Meereswellenkraftwerk nach dem OWC-Prinzip (OWC = Oscillating Water Column)

2.2.3 Turbinenarten und ihre Einsatzgebiete

In Wasserkraftwerken kommen nahezu ausschließlich 3 Arten von Turbinen zum Einsatz:

- Pelton-turbinen (Freistrahlturbinen),
- Francis-Turbinen und
- Kaplan-turbinen.

Es hängt vor allem von der Fallhöhe ab, welche Turbinenart zum Einsatz kommt. Ein weiteres Auswahlkriterium ist die „spezifische Drehzahl n_q “, die sich aus der Fallhöhe H , der gewünschten Turbinendrehzahl n und der Wassermenge Q gemäß der folgenden Größengleichung ergibt:

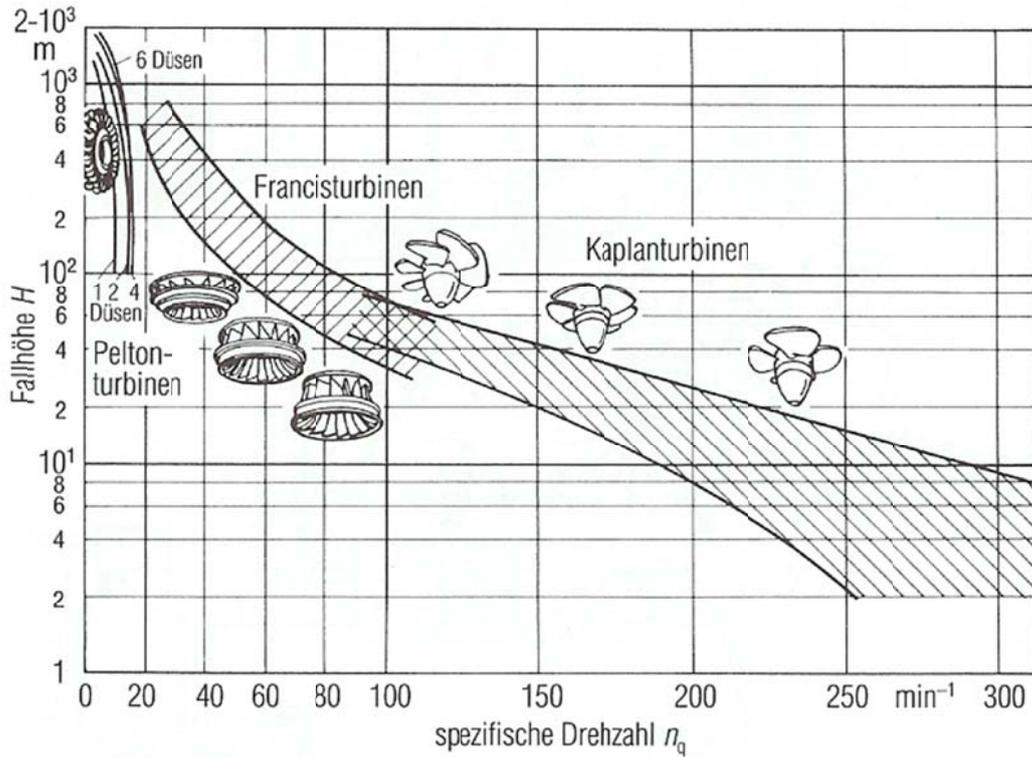
$$n_q = n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad \text{mit } Q \text{ in m}^3/\text{s} \quad \text{und } H \text{ in m} \quad . \quad (0.57)$$

Bild 2.13 zeigt die Wertebereiche von H und n_q für die einzelnen Turbinen. Ergibt sich z. B. die spezifische Drehzahl zu

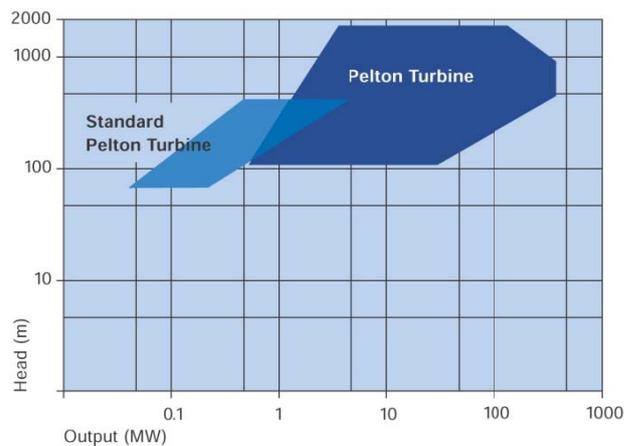
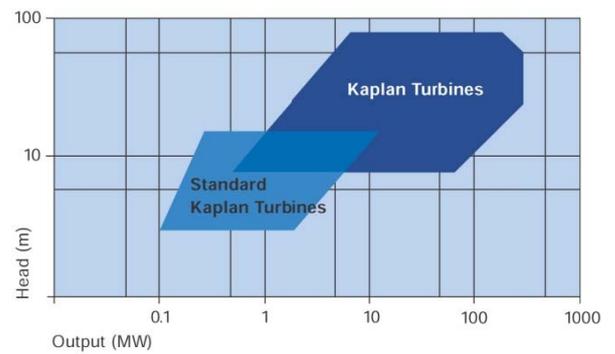
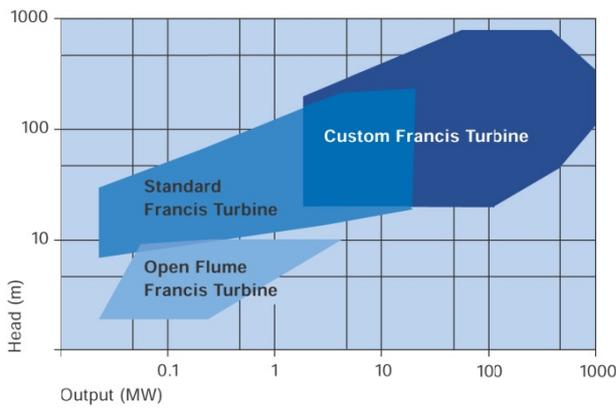
$$9 < n_q < 18 \quad . \quad (0.58)$$

so wählt man die Pelton-turbine. In der folgenden Tabelle sind die Wertebereiche der spezifischen Drehzahl n_q und der Fallhöhe für die einzelnen Turbinenarten zusammengestellt. **Bild 2.14** zeigt die konstruktive Gestaltung der verschiedenen Turbinen.

Turbinenart	Kaplan	Francis	Pelton
Spezifische Drehzahl n_q [1/min]	320...100	100 ... 18	18 ... 3
Fallhöhe H [m]	2 ... 70	25 ... 700	150 ... 2000



a.



Dunkle Bereiche: Kundenspezifische Lösungen

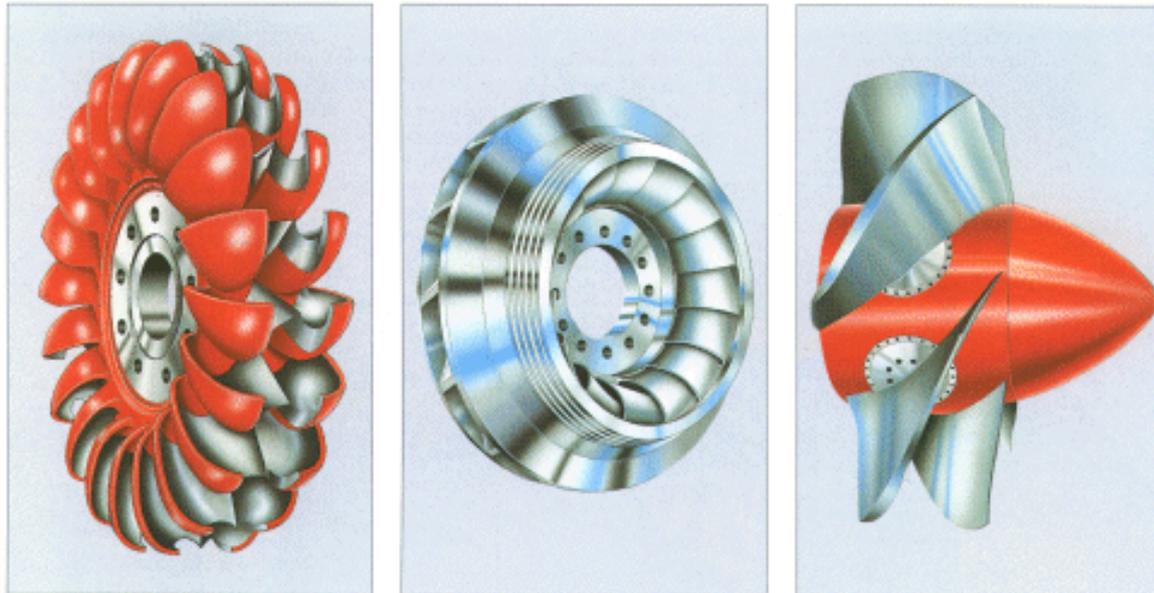
Open Flume = offener Einströmkanal

b.

Bild 2.13 Anwendungsbereiche verschiedener Wasserturbinen-Bauarten

a. gemäß "Elektrische Kraftwerke und Netze", Springer Verlag, 1978

b. gemäß Produktspektrum Voith Siemens Hydro Power Generation, 2003



a.

b.

c.

Bild 2.14 Konstruktive Ausführung der Laufräder verschiedener Wasserturbinen-Bauarten

- a. Pelton-Turbine
- b. Francis-Turbine
- c. Kaplan-Turbine

2.2.3.1 Pelton-Turbine

Die Pelton-Turbine (auch Freistrahlturbine genannt) wurde um 1880 von dem amerikanischen Ingenieur Lester A. Pelton (1829-1908) erfunden. Je nach Größe des Wasserstromes und des Gefälles wird die Turbine mit horizontaler Wellenlage mit 1 bis 2 Düsen je Rad als Einfach- oder Zwillingturbine (**Bild 2.15**) oder mit vertikaler Wellenlage mit bis zu 6 Düsen ausgeführt.

Im wesentlichen besteht eine Pelton-Turbine aus dem Gehäuse, dem Laufrad und den Düsen. Die Freistrahlturbine ist eine teilbeaufschlagte Gleichdruckturbine. Teilbeaufschlagt bedeutet, daß immer nur ein Teil der Schaufeln mit Wasser beaufschlagt wird. Das Drehmoment am Laufrad entsteht durch die Umlenkung des aus der Düse kommenden Wasserstrahls in den Doppelbechern des Laufrades. Die Schaufeln sind so geformt, daß der Wasserstrahl von der Mittelschneide in gleiche Teile geschnitten wird und in den Becherschalen um nahezu 180° umgelenkt wird (**Bild 2.16a**). Durch diese Umlenkung wird fast die gesamte kinetische Energie des Wasserstrahls in Impulskraft am Radumfang umgesetzt.

Das Laufrad dreht sich mit der Umfangsgeschwindigkeit u . Die Absolutgeschwindigkeit des auftreffenden Wassers ist c_1 . Das Wasser wird durch die Schaufel von der Relativgeschwindigkeit

$$v = c_1 - u \quad . \quad (0.59)$$

vollständig auf die Geschwindigkeit $-v$ umgelenkt. Die Absolutgeschwindigkeit des Wassers nach dem Austritt aus der Schaufel ist

$$c_2 = u - v \quad . \quad (0.60)$$

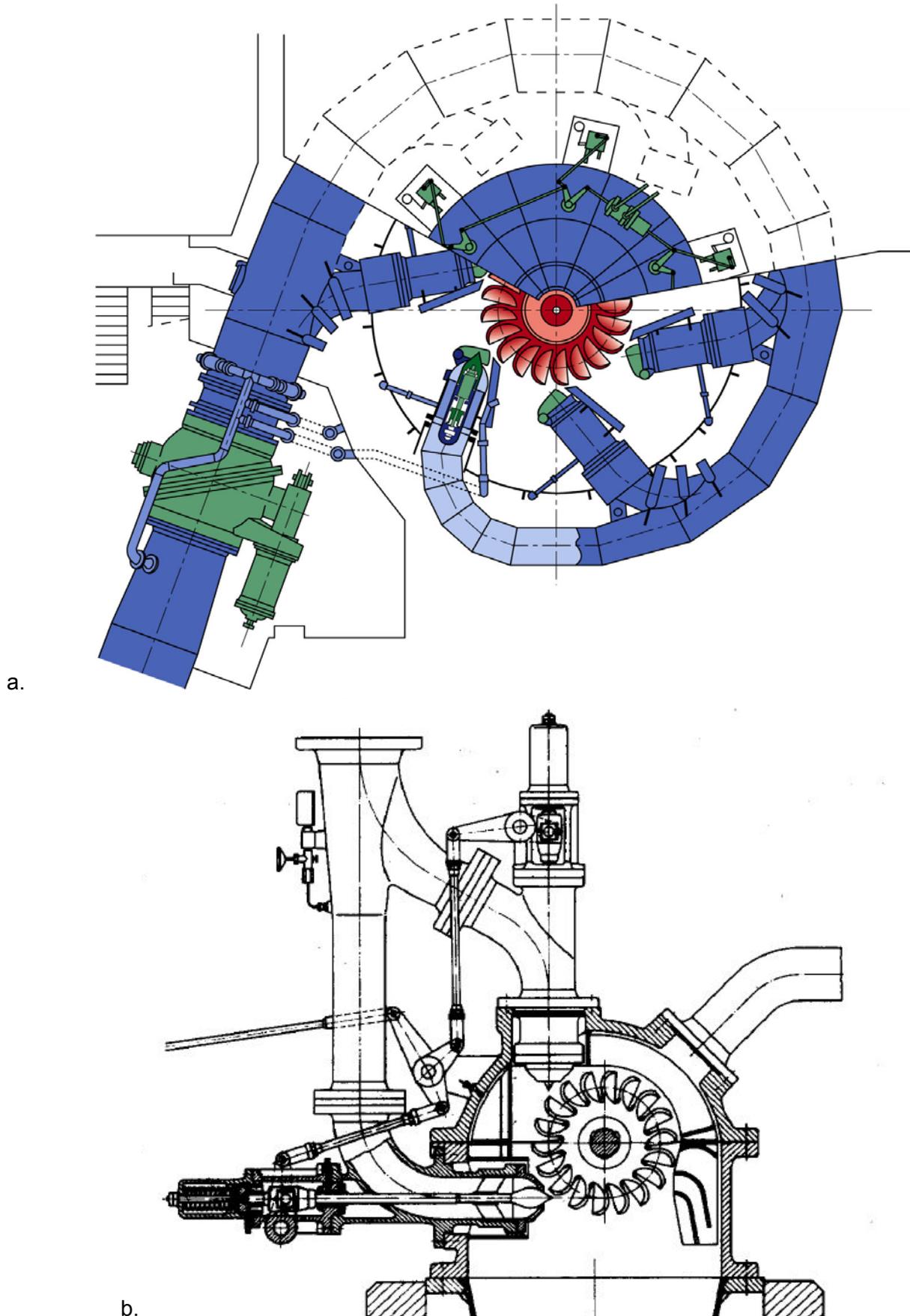
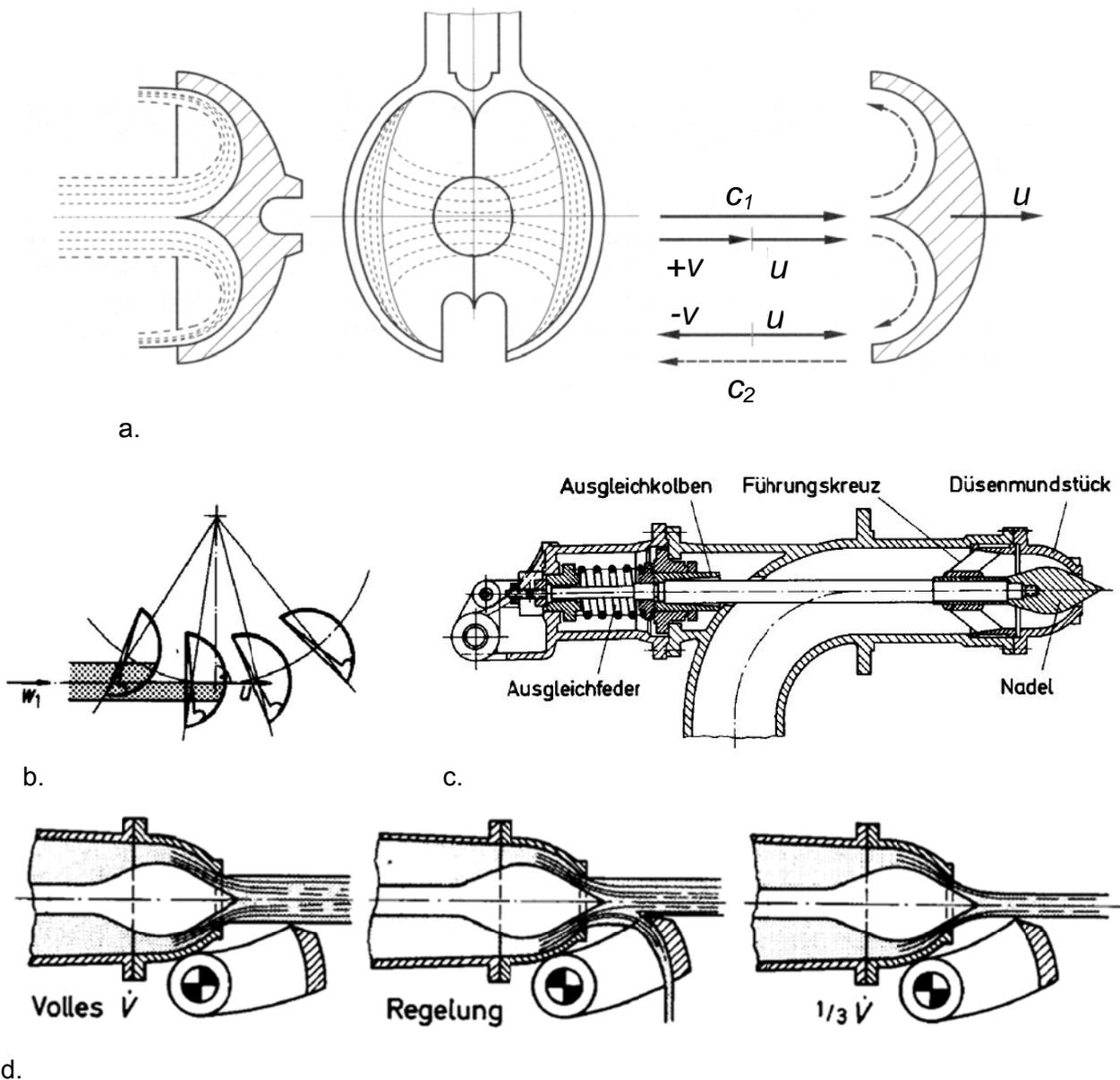


Bild 2.15 a. Schnitt durch eine 6-düsige Pelton-turbine
b. 2-düsige Pelton-Turbine



d.
Bild 2.16 a. Umlenkung des Wasserstrahles in der Laufschaufel eines Pelton-Rades und Geschwindigkeitsverhältnisse an einer Schaufelhälfte
 b. Strahlaufteilung auf die aufeinander folgenden Schaufeln und in den Schaufelbechern
 c. Außengeregelte Düse einer Freistrahlturbine
 d. Arbeitsweise des Strahlablenkers

Die am Umfang wirksame kinetische Energie ist

$$W_u = \frac{1}{2} m (c_1^2 - c_2^2) = \frac{1}{2} m (u^2 + v^2 + 2uv - u^2 - v^2 + 2uv) = 2m \cdot u \cdot v \quad . \quad (0.61)$$

Idealerweise wird $c_2 = 0$ erreicht, d. h. die Schaufel bewegt sich mit der gleichen Umfangsgeschwindigkeit u wie das in umgekehrter Richtung mit v ausströmende Wasser (**Bild 2.16a**). In diesem Fall wäre

$$W_{zu} = W_u = \frac{1}{2} m c_1^2 \quad \text{d.h.} \quad \eta_T = 1 \quad . \quad (0.62)$$

Die Kraft auf das Laufrad in Umfangsrichtung ist

$$F = m \cdot a = m \cdot \frac{u}{t} = \rho \cdot \left(\frac{V}{t} \right) \cdot u = \rho \cdot Q \cdot u \quad . \quad (0.63)$$

Diese Gleichung wird allgemein als *Eulersche Turbinenhauptgleichung* bezeichnet. Die Kraft greift an der Turbinenschaufel an, ist also näherungsweise an einem mittleren Radius r_m des Turbinenrades konzentriert. Die Umfangsgeschwindigkeit u_m am mittleren Radius r_m ist

$$u = u_m = r_m \cdot \omega \quad . \quad (0.64)$$

Für die mechanische Leistung, die das Pelton-Turbinenrad abgibt, erhält man

$$P_{mech} = \omega \cdot M = \omega \cdot (F \cdot r_m) \stackrel{u=u_m}{=} \omega \cdot \rho \cdot Q \cdot u_m \cdot r_m = \rho \cdot Q \cdot (r_m \cdot \omega)^2 \quad . \quad (0.65)$$

Bild 2.16c/d zeigt die Einrichtungen zur Steuerung der Wassermenge und damit der Turbinenleistung. Die Düse dient der Steuerung der Wassermenge. Sie besteht aus einem Rohrstück mit angeflanschem Mundstück und einer im Rohr verschiebbaren Nadel (**Bild 2.16c**). Die Regelung der Wassermenge erfolgt durch diese axial verschiebbare Nadel. Die Verschiebung der Nadel darf allerdings nur langsam erfolgen, da es sonst in der Hochdruckrohrleitung zu dynamischen Überdrücken kommt. Bei schnellen Laständerungen lenkt ein schwenkbarer Strahlablenker den Wasserstrahl ganz oder teilweise solange vom Laufrad ab, bis die Düsennadel in ihren neuen Endzustand gefahren ist (**Bild 2.16d**).

2.2.3.2 Francis-Turbine

Die Francis-Turbine wurde 1849 von dem Engländer James B. Francis erfunden. Bei der Francis-Turbine wird das Wasser durch einen feststehenden Leitapparat mit verstellbaren Schaufeln (Leitschaufeln) auf die gegenläufig gekrümmten Schaufeln des Laufrades gelenkt. Das Laufrad wird von außen nach innen durchströmt. Die Schaufeln des Laufrades sind nicht verstellbar, die Schaufeln des Leitapparates sind zur Erhöhung des Wirkungsgrades im Teillastbereich verstellbar und können so gestellt werden, daß der Leitapparat den Wasserzufluß ganz unterbindet. Bei der Francis-Turbine handelt es sich um eine vollbeaufschlagte Turbine, bei der jede Schaufel des Laufrades ununterbrochen zur Erzeugung des Drehmomentes an der Welle beiträgt. Die Drehachse (Welle) kann horizontal oder vertikal angeordnet sein.

Nach der Art der Beaufschlagung werden zwei Bauformen unterschieden:

Francis-Spiralturbine: Das Wasser fließt über ein spiralförmiges Rohr über den Leitapparat durch das Laufrad (**Bild 2.17**).

Francis-Schachtturbine: Hier übernimmt ein Einströmschacht die gleichmäßige Beaufschlagung der Turbine mit Wasser.

Man unterscheidet weiter nach Langsam-, Normal- und Schnellläufern. Dabei gilt für die spezifische Drehzahl n_q :

$n_q \leq 30$ 1/min: Langsamläufer

30 1/min $< n_q < 60$ 1/min: Normalläufer

$n_q \geq 60$ 1/min: Schnelläufer

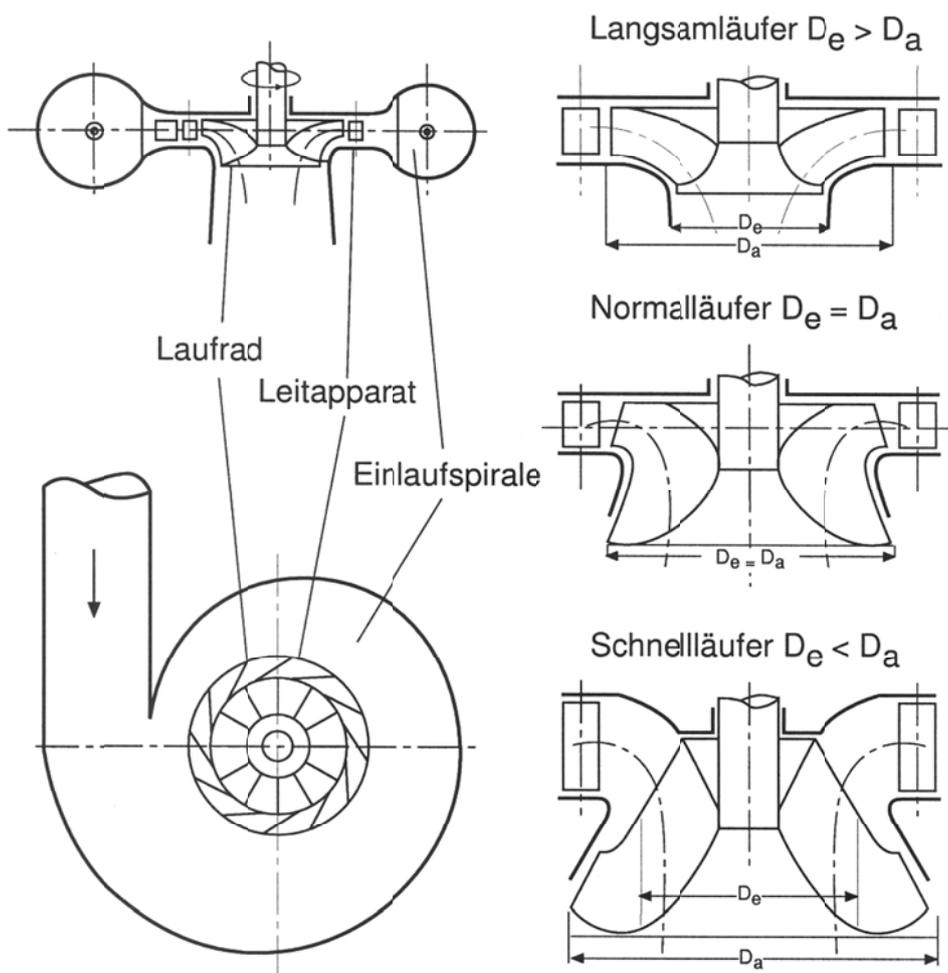
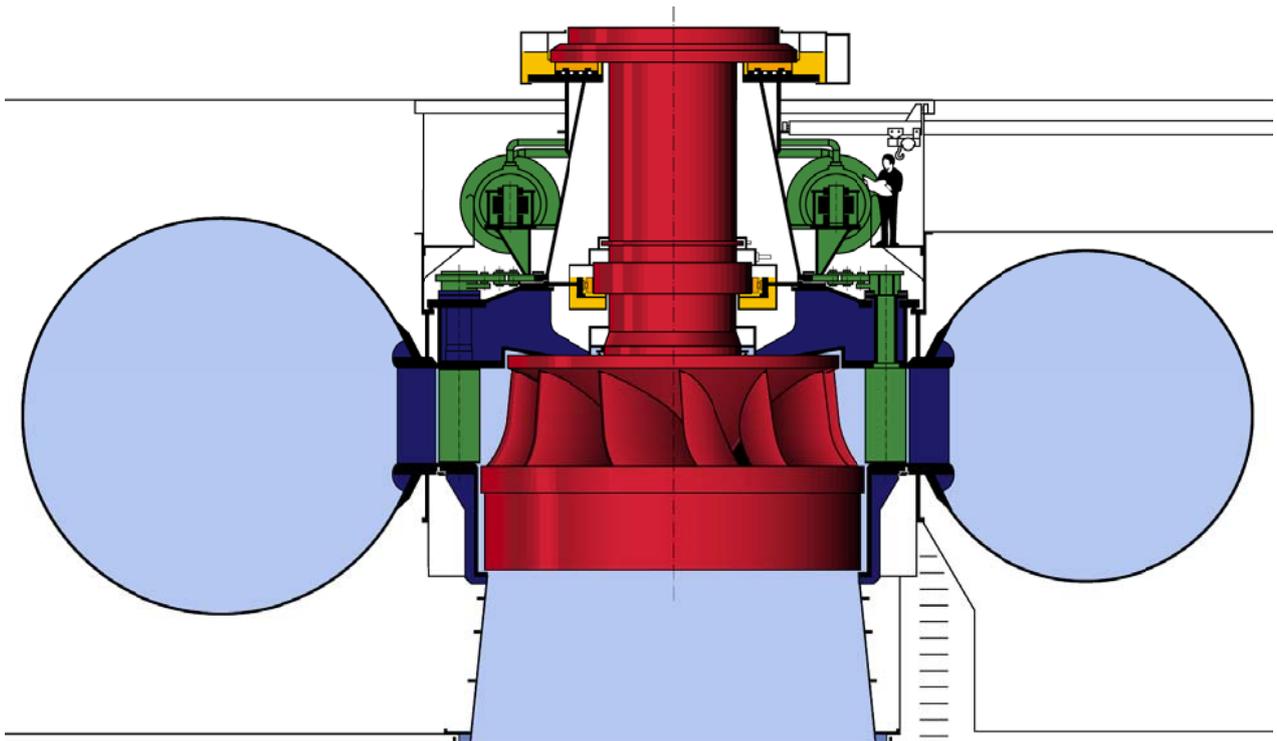


Bild 2.17 Francis-Turbine mit spiralförmigen Wassereinflaßrohr

2.2.3.3 Kaplan-Turbine

Die Kaplan-Turbine wurde um 1910 von dem österreichischen Ingenieur Viktor Kaplan (1876–1934) entwickelt. Sie wird seit 1913 als Propellerturbine mit fester Laufschaufelstellung und seit 1916 mit während des Betriebes veränderlicher Schaufelstellung gebaut.

Die Zufuhr des Wassers erfolgt radial über die Einlaufspirale zu den Leitschaufeln, die ebenfalls verstellbar ausgeführt sein können. Von dort strömt das Wasser in den oberen, schaufellosen Teil des Turbinenschachtes, wird dort axial umgelenkt und durchströmt das Laufrad axial (**Bild 2.18a**). Die Kaplan-Turbine wird bei Fallhöhen von ca. 2 m...70 m mit großen Wassermengen eingesetzt. Im Vergleich zu den anderen Turbinen sind nur geringe Fallhöhen realisierbar, da ansonsten an den Laufradschaufeln *Kavitation* auftritt.

Kavitation bezeichnet die Hohlraumbildung in Flüssigkeiten. Wird der Siededruck von Wasser aufgrund von Druckabsenkung unterschritten, so verdampft das Wasser örtlich. Das schlagartige Kondensieren der Dampfblasen führt an den Laufradschaufeln zu Materialerosion, zur Beeinträchtigung der Strömung und damit zur Verschlechterung des Wirkungsgrades sowie zur Erregung von Schwingungen.

Eine spezielle Bauform der Kaplan-Turbine ist die Rohrturbine. Die Umlenkung der Strömung entfällt durch den Einbau der Turbine in ein Rohr mit geneigter oder waagerechter Achse (**Bild 2.18b**).

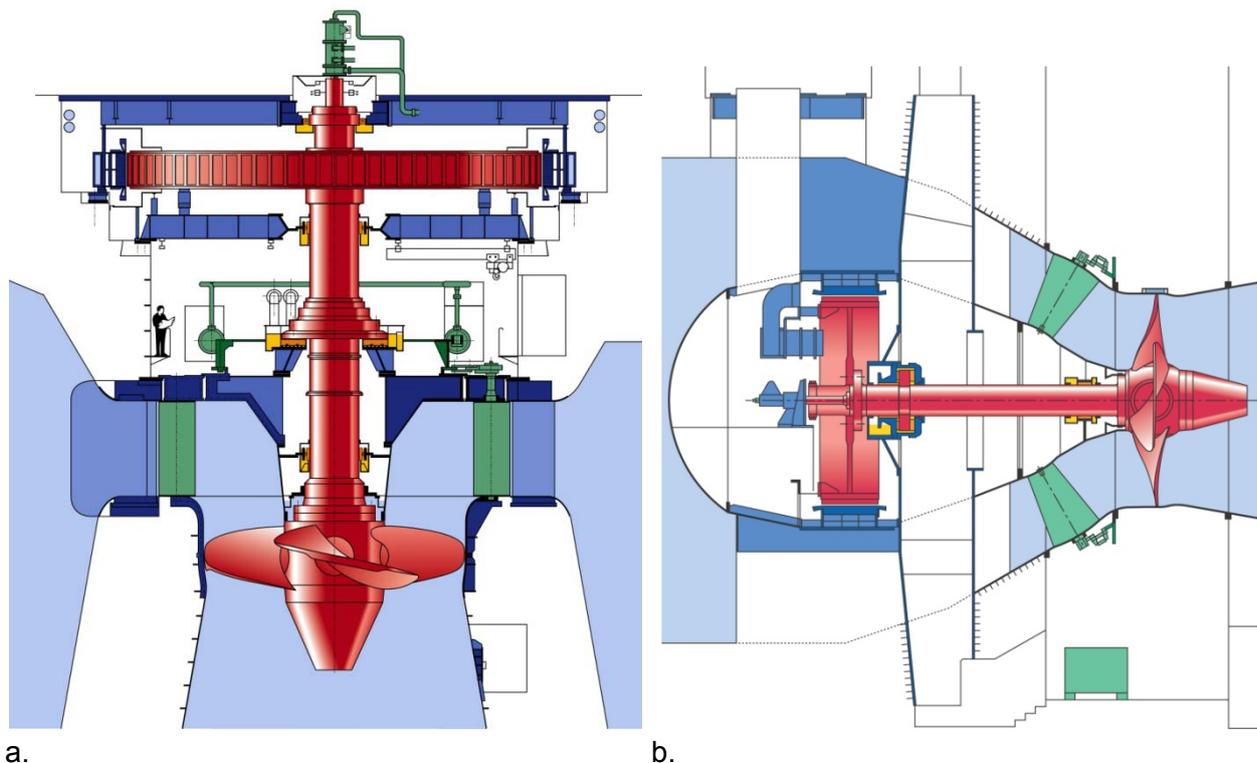


Bild 2.18 Kaplan-Turbine mit verstellbaren Laufradschaufeln

- a. Standard-Kaplan-Turbine
- b. Ausführung als Rohrturbine

2.3 Windenergieanlagen (WEA)

2.3.1 Theoretische Grundlagen und Wirkungsgrad

Wind ist eine indirekte Form der Sonnenenergie. Die Sonnenstrahlung erwärmt die Luft über Boden und Wasser. Die Erwärmung der Luft über dem Äquator und den Polen ist stark unterschiedlich und variiert außerdem regional. Die erwärmte Luft steigt am Äquator auf und sinkt an den Polen ab. Dadurch entstehen ausgleichende Luftströmungen – der Wind. Großräumige Luftströmungen, z. B. die Passat- oder Monsunwinde, werden außerdem durch die Erdrotation sowie die Land-See-Verteilung beeinflusst. Lokale Winde werden auch durch die unterschiedliche Beschaffenheit der Landoberfläche, d. h. der „Bodenrauigkeit“ und durch große Gebäude beeinflusst. Wind ist also eine Bewegung von Luftmassen und damit Träger kinetischer Energie.

Die kinetische Energie einer mit der Geschwindigkeit v strömenden Luftmasse m mit der Luftdichte ρ und dem Volumen V ist

$$W_{kin} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V \cdot v^2 \quad . \quad (0.66)$$

Die Leistung lässt sich daraus zu

$$P = \frac{d}{dt} W_{kin} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \dot{V} \cdot v^2 + \rho \cdot V \cdot v \cdot \dot{v} \quad . \quad (0.67)$$

Betrachtet man eine stationäre Luftströmung ($v = \text{const}$, $dv/dt = 0$) so ist

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \dot{V} \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (A \cdot v) \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad . \quad (0.68)$$

Darin ist A der Flächeninhalt einer Fläche, die von Luft mit der Dichte ρ und der Geschwindigkeit v durchströmt wird. A ist auch der so genannte Wirkungsquerschnitt des Rotors einer Windkraftanlage. Die verfügbare Leistung einer Windkraftanlage (A fest) hängt demnach in erster Linie von der Windgeschwindigkeit v ab.

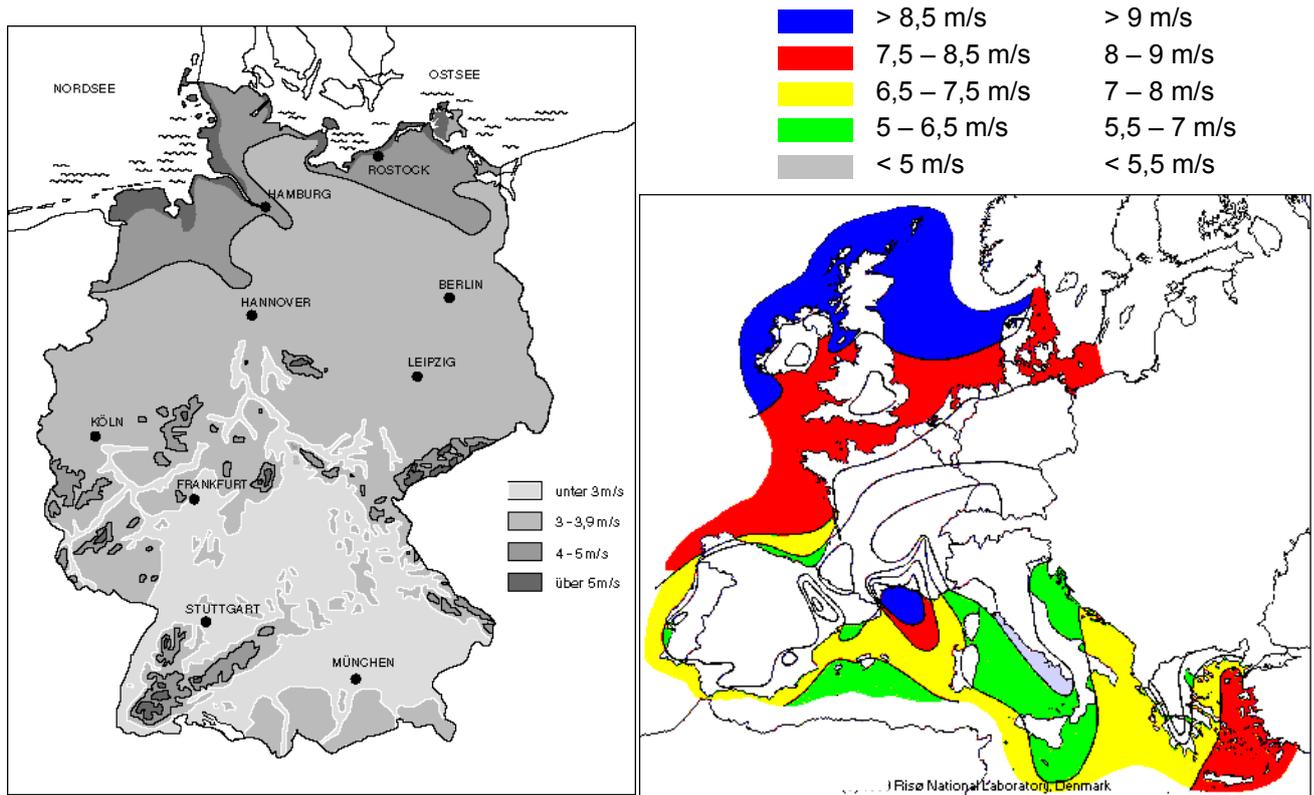
Bild 2.19 zeigt die Verteilung der Windgeschwindigkeiten in Deutschland. Optimal für den Betrieb von Windkraftanlagen ist vor allem die deutsche Nordseeküste. Hier beträgt die Windgeschwindigkeit ab 10 m über Grund an mindestens 50 % der Jahresstunden (8760 h) mehr als 5 m/s – das bedeutet Windstärke 4 und darüber. Auch an der Ostseeküste und in einigen exponierten Lagen der deutschen Mittelgebirge gibt es ähnlich windreiche Regionen.

Inzwischen findet man aber überall im Land an geeigneten Stellen Windenergieanlagen. In großen Höhen werden die Windverhältnisse günstiger, da sich die Struktur der Landschaft immer weniger auswirkt und die Luftströmung gleichmäßiger ist. Der Trend geht deshalb hin zu immer höheren Anlagen mit steigenden Einheitenleistungen.

Man unterscheidet:

Offshore-Anlagen: WEA steht auf Plattformen in den Küstengewässern
Die Windgeschwindigkeit wird stark durch die „Rauhheit“ der Bodenoberfläche, d. h. Erhebungen der Landschaft, beeinflusst. Auf See ist diese Rauheit vergleichsweise gering. Die Luft strömt deutlich weniger behindert als an Land; die Bauhöhe der Anlagen kann daher reduziert werden.

Onshore-Anlagen: WEA steht auf dem Festland



a.

b.

Bild 2.19 a. Windatlas von Deutschland (Festland)
b. Windatlas der Meeresregionen um Europa

Generell bestehen Windkraftanlagen aus drei Hauptkomponenten:

- dem Rotor (Windrad)
- dem Getriebe (zur Anpassung der Rotordrehzahl auf die erforderliche Drehzahl des Generators)
- dem Generator

2.3.1.1 Wirkungsgrad einer Windkraftanlage

Im Folgenden soll die Leistungsentnahme aus einer Luftströmung analysiert werden. Wind wird durch eine technische Anlage, z. B. eine Windturbine, von der Anfangsgeschwindigkeit v_1 auf die Geschwindigkeit v_2 abgebremst. Die Differenz der Leistung des Luftstromes vor und nach der Windturbine kann genutzt werden. Der Massenstrom \dot{m} bleibt aus Kontinuitätsgründen vor und hinter der Windturbine konstant. Dies bedingt, dass der Wind nach der Windturbine eine größere Fläche (A_2) durchströmen muß, als vor der Windturbine (A_1). Es gilt mit den Bezeichnungen in **Bild 2.20**

$$\begin{aligned} \dot{m}_1 &= \rho \cdot \dot{V}_1 = \rho \cdot A_1 \cdot \frac{\Delta S_1}{\Delta t} = \rho \cdot A_1 \cdot v_1 \\ &= \dot{m}_2 = \rho \cdot \dot{V}_2 = \rho \cdot A_2 \cdot \frac{\Delta S_2}{\Delta t} = \rho \cdot A_2 \cdot v_2 \end{aligned} \quad (0.69)$$

An der Windturbine tritt eine mittlere Geschwindigkeit von

$$v_0 = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \quad (0.70)$$

auf. Dem Windstrom wird eine Leistung P_{Nutz} entnommen, die sich aus der Differenz der Windgeschwindigkeiten vor und nach der Windturbine und dem Massenstrom an der Stelle der Windturbine ergibt

$$\begin{aligned} P_{Nutz} &= \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_0 \cdot (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \cdot (\rho \cdot A_0 \cdot v_0) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \\ &= \frac{1}{2} \cdot \left(\rho \cdot A_0 \cdot \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \right) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \\ &= \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A_0 \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2) \end{aligned} \quad (0.71)$$

Ohne die Turbine ergibt sich die Leistung einer strömenden Luftmasse \dot{m}_0 , die den Querschnitt A_0 durchströmt, aufgrund der dann überall geltenden Windgeschwindigkeit v_1 zu

$$P_{Zu} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_0 \cdot v_1^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_0 \cdot v_1^3 \quad (0.72)$$

Der Wirkungsgrad ist also

$$\eta = \frac{P_{Nutz}}{P_{Zu}} = \frac{\frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A_0 \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_0 \cdot v_1^3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{v_1^3} \quad (0.73)$$

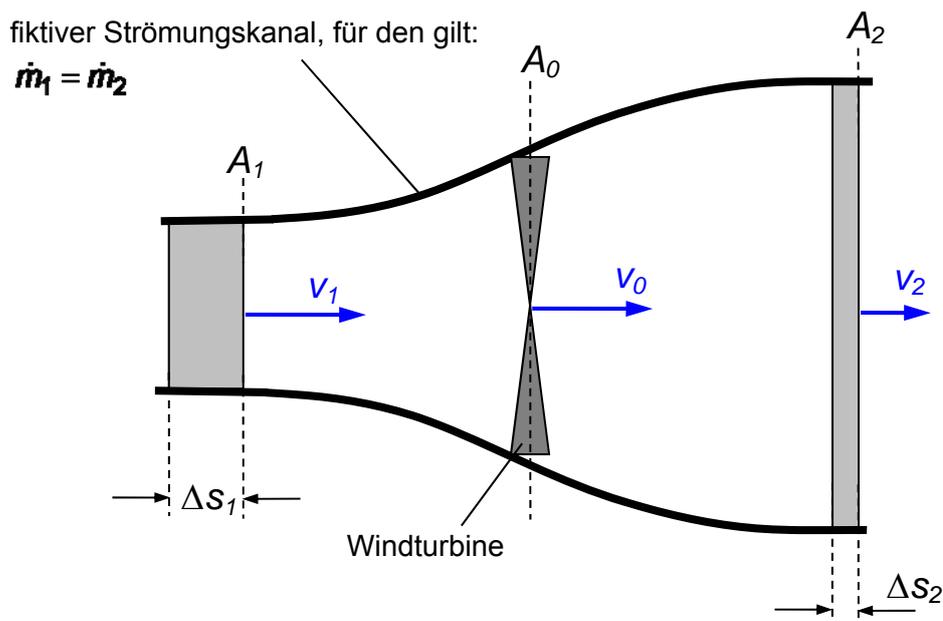


Bild 2.20 Strömungsverlauf bei einer frei umströmten Windturbine

Die Beziehung für den Wirkungsgrad kann noch etwas umgeformt werden. Mit

$$\lambda = \frac{v_2}{v_1} \quad (0.74)$$

erhält man

$$\begin{aligned} \eta = \frac{P_{Nutz}}{P_{Zu}} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{(v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{v_1^3} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \cdot \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \\ &= \frac{1}{2} \cdot (1 + \lambda) \cdot (1 - \lambda^2) = \frac{1}{2} \cdot (-\lambda^3 - \lambda^2 + \lambda + 1) \end{aligned} \quad (0.75)$$

Das Maximum des Wirkungsgrades ergibt sich bei einem bestimmten optimalen Geschwindigkeitsverhältnis λ_{opt} . Dieses Maximum lässt sich durch Nullsetzen der 1. Ableitung des Wirkungsgrades η nach λ bestimmen:

$$\frac{d\eta(\lambda)}{d\lambda} = \frac{d}{d\lambda} \left[\frac{1}{2} \cdot (-\lambda^3 - \lambda^2 + \lambda + 1) \right] = \frac{1}{2} \cdot (-3\lambda^2 - 2\lambda + 1) \stackrel{!}{=} 0$$

mit (0.76)

$$\lambda_1 = \frac{1}{3} \quad \text{und} \quad \lambda_2 = -1$$

Der optimale Wirkungsgrad, auch als „Betz-Zahl“ bezeichnet, ergibt sich damit zu

$$\eta_{opt} = \frac{P_{Nutz}}{P_{Zu}} \Big|_{\lambda_{opt} = 1/3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{32}{27} = \frac{16}{27} \approx 0,593 \quad (0.77)$$

Ein theoretischer Wirkungsgrad $\eta_{opt} < 1$ liegt physikalisch darin begründet, dass der Wind nach dem Windrad noch eine bestimmte kinetische Energie haben muß, um abtransportiert werden zu können. Dem Wind kann die kinetische Energie also nicht vollständig entzogen werden, weil sich dann die Luft hinter dem Windrad „stauen“ würde.

Der tatsächlich erreichbare *Gesamtwirkungsgrad* einer Windenergieanlage ergibt sich aus der produzierten elektrischen Leistung P_{el} und der zugeführten Leistung des Windes P_{Wind} zu:

$$\eta_W = \frac{P_{el}}{P_{Wind}} = \frac{P_{el}}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3} < \eta_{opt} \approx 0,593 \quad (0.78)$$

Die in der Praxis erreichten Wirkungsgrade von Windenergieanlagen liegen – abhängig vom Antriebsprinzip des Windrades – bei Werten von bis zu

$$\eta_{W,max} = 0,4 \dots 0,5 \quad (0.79)$$

Anmerkung:

Die hier mit Wirkungsgrad bezeichneten Größen werden in der Literatur auch mit *Leistungsbeiwert* c_P bezeichnet. Der Wirkungsgrad ist dann als Quotient aus dem genutzten Anteil jener Leistung, die dem Luftstrom entzogen wurde und der maximal dem Luftstrom entziehbaren Leistung ($P_{Wind} \cdot \eta_{opt}$) definiert.

2.3.1.2 Antrieb des Windrades durch das Widerstandsprinzip

Der Wind drückt gegen die gekrümmten oder angewinkelt stehenden Flügelflächen, das Windrad kommt in Drehung. Nach diesem so genannten Widerstandsprinzip werden einfache Windräder angetrieben (**Bild 2.21a**).

Wind strömt mit der Geschwindigkeit v auf einen Gegenstand mit der Fläche A (**Bild 2.21b**). Die Fläche A bewegt sich daraufhin mit der Geschwindigkeit u . Die Luftströmung hat damit relativ zu dem Gegenstand die Geschwindigkeit

$$c = v - u \quad . \quad (0.80)$$

Die Kraftwirkung auf die Fläche A ergibt sich aus der kinetischen Energie W_{kin} der Luftströmung und einem Widerstandsbeiwert c_w (**Bild 2.21c**)

$$F_W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_w \cdot c^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_w \cdot (v - u)^2 \quad . \quad (0.81)$$

Aufgrund der Kraft F_W auf die Fläche A bewegt sich der Gegenstand um die Strecke s in Richtung des Windes. Der Wind leistet also die Arbeit

$$dW = F_W \cdot ds = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_w \cdot (v - u)^2 \cdot ds \quad . \quad (0.82)$$

Daraus ergibt sich die Leistung

$$\begin{aligned} P_{Nutz} &= \frac{dW}{dt} = F_W \cdot \frac{ds}{dt} = \left[\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_w \cdot (v - u)^2 \right] \cdot \frac{ds}{dt} \\ &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_w \cdot (v - u)^2 \cdot u \end{aligned} \quad . \quad (0.83)$$

Zugeführt wird die Leistung P_{Wind} einer stationären Luftströmung mit der Geschwindigkeit v gemäß Gleichung (0.68), wodurch sich der Wirkungsgrad zu

$$\eta = \frac{P_{Nutz}}{P_{Wind}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_w \cdot (v - u)^2 \cdot u}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3} = c_w \cdot \frac{u}{v} \cdot \left(1 - \frac{u}{v}\right)^2 = c_w \cdot \lambda \cdot (1 - \lambda)^2 \quad (0.84)$$

ergibt. λ ist die für Strömungsmaschinen wichtige Schnelllaufzahl. Im vorliegenden Fall gilt

$$\lambda = \frac{u}{v} < 1 \quad . \quad (0.85)$$

Aus

$$\frac{d\eta}{d\lambda} \stackrel{!}{=} 0 = \frac{d}{d\lambda} (c_w \cdot (\lambda^3 - 2\lambda^2 + \lambda)) = c_w \cdot (3\lambda^2 - 4\lambda + 1) \quad (0.86)$$

folgt

$$\lambda_{opt} = \frac{u}{v} = \frac{1}{3} \quad (0.87)$$

und für den optimalen Wirkungsgrad

$$\eta_{opt} = \left. \frac{P_{Nutz}}{P_{Wind}} \right|_{\lambda_{opt} = \frac{1}{3}} = \frac{4}{27} \cdot c_w \approx 0,148 \cdot c_w \quad . \quad (0.88)$$

Geht man von einem maximalen Widerstandsbeiwert

$$c_{w,max} = 1,3 \quad (0.89)$$

für eine offene Halbkugel aus, so erhält man mit dieser Rotor-Form einen maximal möglichen Wirkungsgrad von

$$\eta_{opt,max} = \frac{P_{Nutz}}{P_{Wind}} \Big|_{\lambda_{opt} = \frac{1}{3}} \approx 0,148 \cdot c_{w,max} = 0,148 \cdot 1,3 \approx 0,193 \quad (0.90)$$

Rotoren, die rein nach dem Widerstandsprinzip angetrieben werden, erreichen also nur geringe Wirkungsgrade (< 20 %). Beispiel dafür sind amerikanische Farm-Windräder. Möchte man mit solchen Windrädern große Leistungen entnehmen, so werden große Flächen benötigt. Vorteilhaft ist bei Widerstandsrotoren das Anlaufverhalten, das maximale Drehmoment wird im Stillstand erreicht.

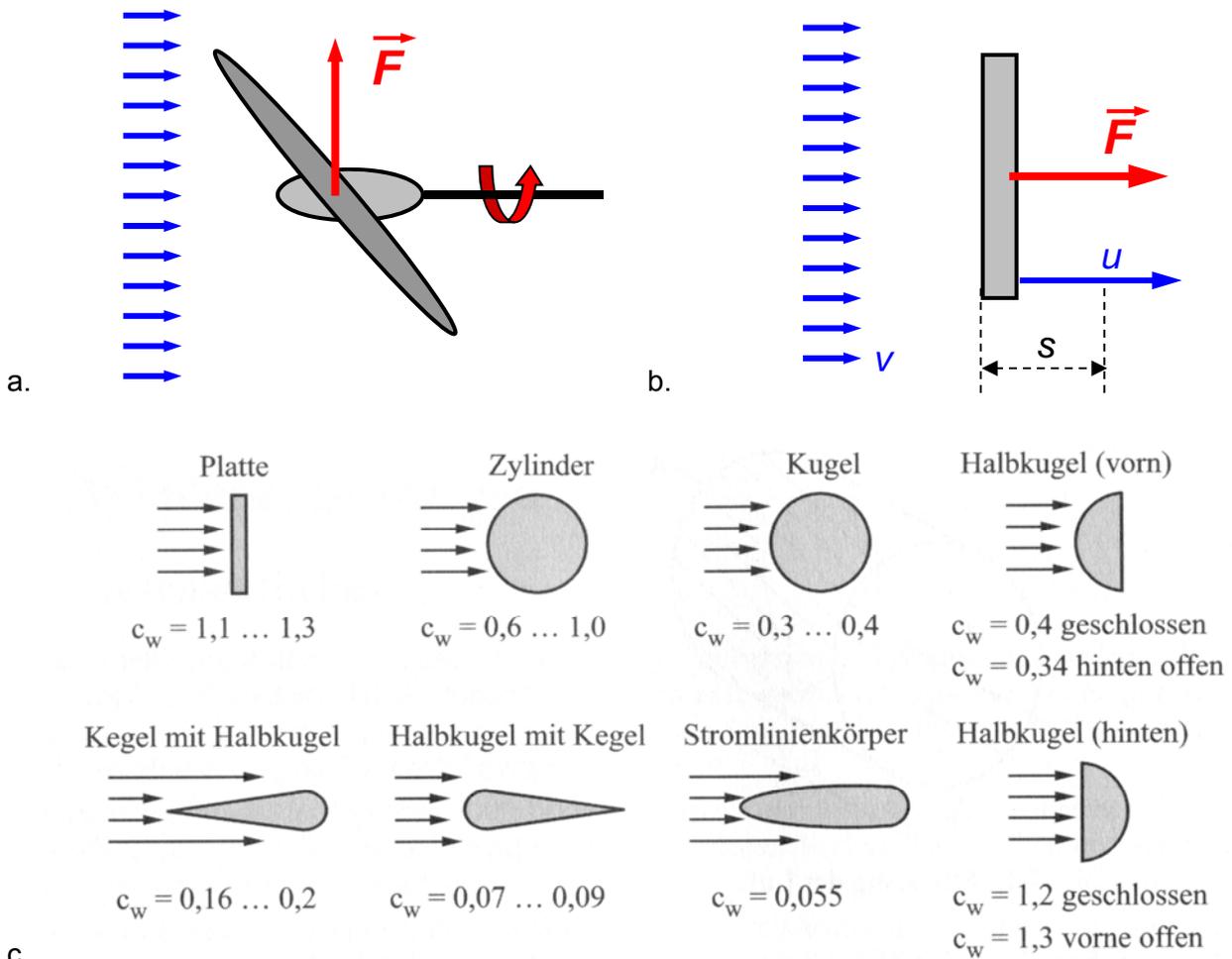


Bild 2.21 Antrieb des Windrades durch das Widerstandsprinzip
 a. Anströmung der Luft auf den Rotor einer Windkraftanlage
 b. Luftströmung auf eine Fläche
 c. Widerstandsbeiwerte c_w für verschiedene Körper

2.3.1.3 Antrieb des Windrades durch das Auftriebsprinzip

Moderne Windrotoren nutzen das Auftriebsprinzip (**Bild 2.22**). Die Rotorblätter sind nach aerodynamischen Gesichtspunkten gestaltet, d.h., die Form der Rotorblätter ähnelt dem Profil einer Flugzeugtragfläche, deren Oberseite stärker gewölbt ist als die untere Seite. An der dem Wind zugewandten Seite des Flügels entsteht durch die resultierende Anströmung der Luft (Richtung der resultierenden Anströmgeschwindigkeit c) ein höherer Druck als auf der dem Wind abgewandten Seite des Flügels. Diese Druckdifferenz führt zu einer Auftriebskraft F_A . Ein Teil der Auftriebskraft (F_u) treibt das Rotorblatt vorwärts (**Bild 2.22**). Das durch das Widerstandsprinzip erzeugte Drehmoment wird dadurch deutlich verstärkt.

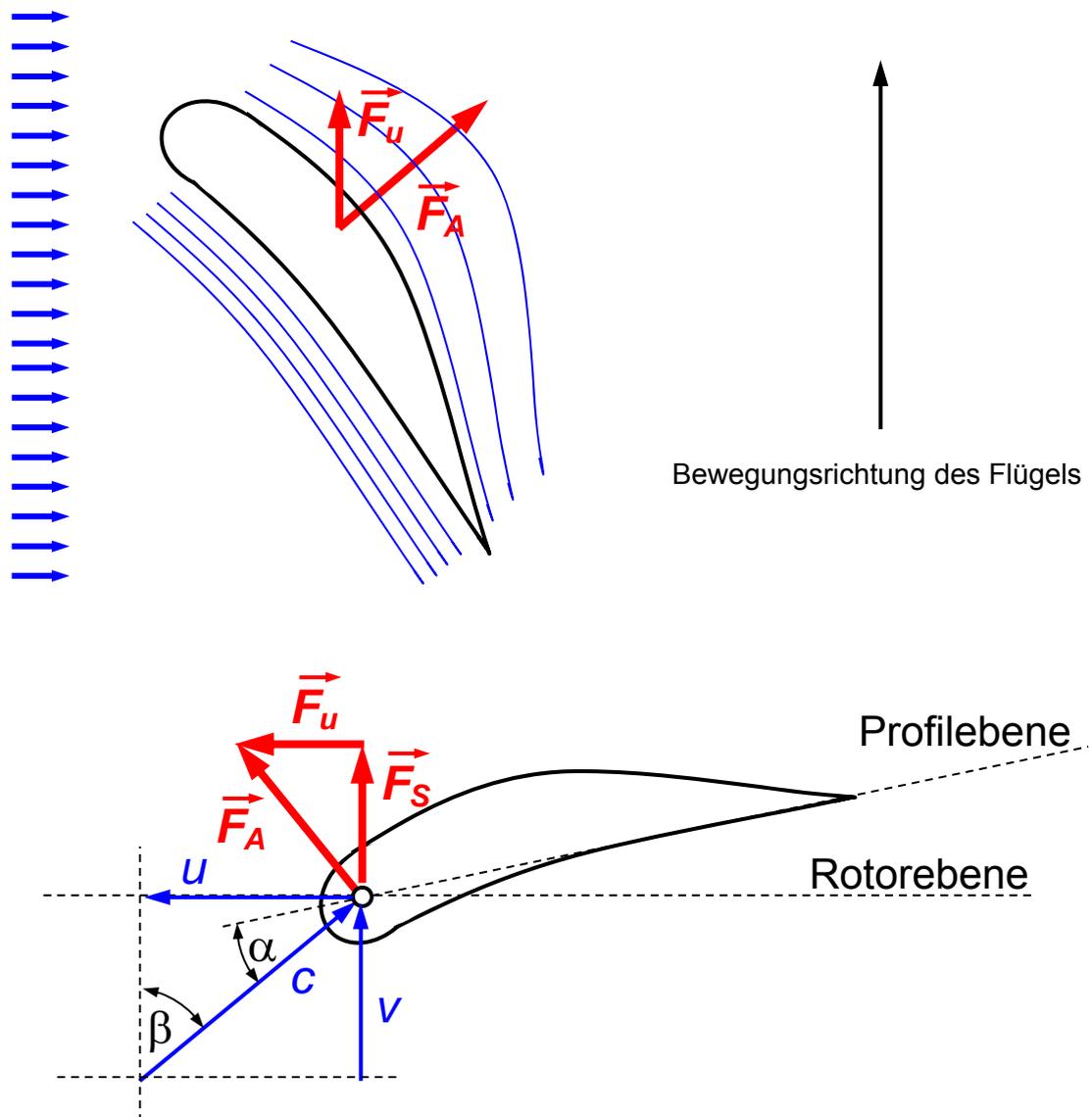


Bild 2.22 Antrieb des Windrades durch das Widerstandsprinzip: Richtungen der Umfangsgeschwindigkeit u , der Windgeschwindigkeit v und der resultierenden Anströmgeschwindigkeit c , sowie Richtungen der Kräfte (Auftriebskraft F_A , Schubkraft F_S , resultierende Vortriebskraft F_u)

Gemäß **Bild 2.22** ergibt sich eine Auftriebskraft

$$F_A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_P \cdot c_A \cdot c^2 \quad (0.91)$$

mit c_A : Auftriebsbeiwert

A_P : Projektionsfläche des Flügels auf die Rotorebene

in Richtung senkrecht zur Anströmungsrichtung (= Richtung der Geschwindigkeit c).

Der Winkel α zwischen Profilhene und Anströmungsrichtung (= Richtung von c) wird Anstellwinkel genannt.

Für die Projektionsfläche des Flügels auf die Rotorebene gilt näherungsweise

$$A_P \approx \text{Flügelbreite} \cdot \text{Flügellänge} \quad (0.92)$$

Zusätzlich zur Auftriebskraft F_A wirkt in Anströmungsrichtung (= Richtung von c) noch die Widerstandskraft F_W

$$F_W = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_P \cdot c_W \cdot c^2 \quad (0.93)$$

die allerdings wesentlich kleiner als die Auftriebskraft ist. Dies wird durch die Gleitzahl

$$\varepsilon = \frac{F_A}{F_W} = \frac{c_A}{c_W} \approx 60 \dots 180 \quad (0.94)$$

Gute Profile erreichen sogar Gleitzahlen von bis zu 400. Die Widerstandskraft F_W kann damit bei Windrädern, die nach dem Auftriebsprinzip arbeiten, vernachlässigt werden. Bei rotierendem Flügel kann die Auftriebskraft F_A in eine Kraft F_S senkrecht zur Rotorebene und in eine Kraft F_u parallel zur Rotorebene zerlegt werden. Für die Drehbewegung des Flügels ist nur die Kraft F_u nutzbar, die in die vorgegebene Bewegungsrichtung (= Richtung der Geschwindigkeit u) des Flügels fällt. Die Schubkraft F_S wirkt auf die Rotorblätter und damit auf den Turm der WEA.

Bei rotierendem Flügel kommt zum Wind mit der Geschwindigkeit v noch die Umfangsgeschwindigkeit des Flügels hinzu. Beide zusammen bilden die resultierende Anströmgeschwindigkeit

$$c = \sqrt{v^2 + u^2} = v \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{u}{v}\right)^2} = v \cdot \sqrt{1 + \lambda^2} \quad (0.95)$$

Für Windräder, die das Auftriebsprinzip nutzen, werden große Schnelllaufzahlen λ angestrebt, d. h.

$$c > v \quad \text{d.h.} \quad \lambda > 1 \quad (0.96)$$

Damit wird bei gegebener Windgeschwindigkeit v eine hohe Anströmgeschwindigkeit c und damit eine große Auftriebskraft F_A erreicht.

Der Winkel zwischen der ursprünglichen Windrichtung und der Richtung der resultierenden Anströmung ist gegeben durch

$$\tan \beta = \frac{u}{v} \quad (0.97)$$

Da die Umfangsgeschwindigkeit

$$u = r \cdot \omega = u(r) \quad (0.98)$$

bei konstanter Winkelgeschwindigkeit ω des Rotors mit dem Radius r wächst, verändern sich auch Betrag und Richtung der Anströmgeschwindigkeit c mit zunehmendem Abstand von der Rotorachse entlang des Flügels radial nach außen. Deshalb werden die Profile bei langen Rotorblättern in der Form in radialer Richtung angepasst, um stets optimale Strömungsverhältnisse zu erreichen.

2.3.2 Bauarten von Windkraftanlagen

Es werden grundsätzlich zwei Bauformen von Windrädern unterschieden: Windräder mit

- senkrechter Welle (Vertikalachsenkonverter) und
- waagrecht angeordneter Welle (Horizontalachsenkonverter).

2.3.2.1 Vertikalachsenkonverter

Im Unterschied zum Horizontalachsenkonverter müssen Vertikalachsenkonverter nicht nach dem Wind ausgerichtet werden. Außerdem können die mechanischen und elektrischen Baugruppen am Boden angeordnet werden.

Der *Savonius-Rotor*, benannt nach dem finnischen Kapitän Sigurd Savonius, besteht aus zwei halbzylinderartigen Schaufeln, die in unterschiedliche Richtungen geöffnet sind (**Bild 2.23a**). Der Savonius-Rotor nutzt in geringem Maß durch die Formgebung in Achsnähe auch das Auftriebsprinzip. Der Wirkungsgrad ist deshalb etwas größer als beim reinen Widerstandsläufer. Bei optimaler Formgebung werden Wirkungsgrade von 23...25 % erreicht. Vorteil des Savonius-Rotors ist sein gutes Anlaufverhalten. Sie werden deshalb für Entlüftungsanlagen und als Anlaufhilfe für Darrieus-Rotoren verwendet. Nachteilig ist neben dem schlechten Wirkungsgrad auch der hohe Materialbedarf. Der Savonius-Rotor kommt deshalb für Windenergieanlagen mit größeren Leistungen nicht vor. In Deutschland wurden mehrere Anlagen mit diesem Konvertertyp erfolgreich erprobt; sie haben sich aber bisher nicht durchgesetzt.

Bei Darrieus-Rotoren, benannt nach ihrem Erfinder, dem Franzosen George Darrieus, formen 2-4 Blätter einen überdimensionalen Zwiebelring mit lotrechter Achse (**Bild 2.23b/c**). Sie benötigen hohe Windgeschwindigkeiten, sind nicht regelbar und benötigen eine Anlaufhilfe. Der Darrieus-Rotor arbeitet durch entsprechende Formgebung der Rotorblätter auch nach dem Auftriebsprinzip. Durch die senkrechte Drehachse ändert sich im Gegensatz zu einem Rotor mit horizontaler Achse ständig der Anstellwinkel. Der Wirkungsgrad liegt deutlich höher als beim Savonius-Rotor, der Darrieus-Rotor erreicht jedoch nur ca. 75 % des Wirkungsgrades von Horizontalachsenkonvertern. Die größte Anlage mit Darrieus-Rotor ist mit einer installierten Generatorleistung von 4,2 MW in Kanada seit 1988 in Betrieb. Der H-Rotor ist eine Spezialform des Darrieus-Rotors und wurde speziell für extreme Witterungsbedingungen konstruiert.

Vorteilhaft bei Rotoren mit vertikaler Drehachse ist ihr einfacher Aufbau. Generator, Getriebe und Steuerung können in der Bodenstation untergebracht werden, was Wartungsarbeit erheblich vereinfacht. Rotoren mit vertikaler Achse müssen auch nicht dem Wind nachgeführt werden, sie eignen sich deshalb besonders für Regionen mit schnell wechselnder Windrichtung. Trotz einiger Vorteile konnten sich Vertikalachsengeneratoren nicht gegen die Horizontalachsenkonverter mit ihren deutlich höheren Wirkungsgraden durchsetzen.

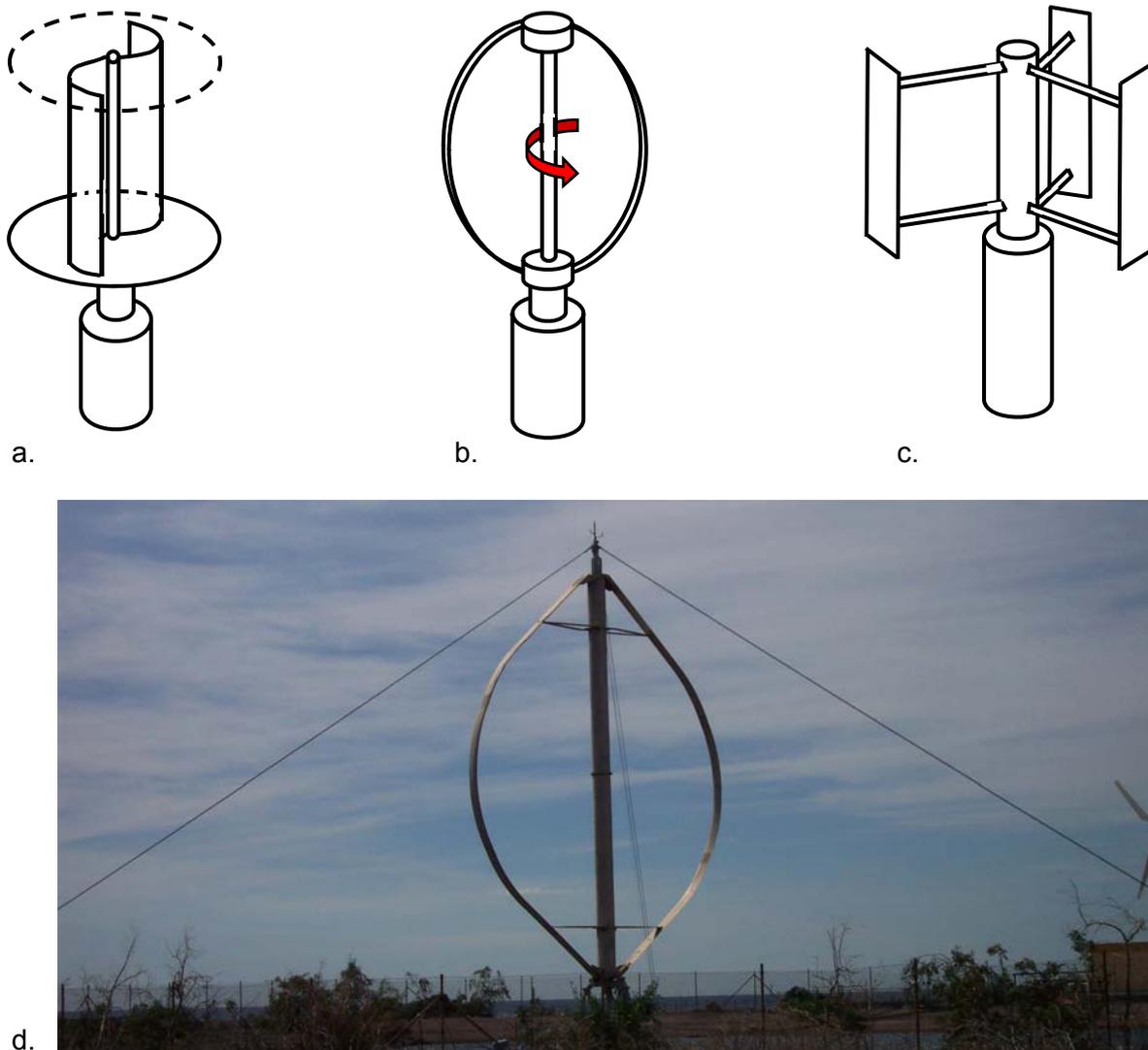


Bild 2.23 Rotorformen bei Vertikalachsenkonvertern
 a. Savonius-Rotor
 b. Darrieus-Rotor
 c. Darrieus-H-Rotor (spezielle Ausführung des Darrieus-Rotors)
 d. Darrieus-Rotor auf Gran Canaria

2.3.2.2 Horizontalachsenkonverter

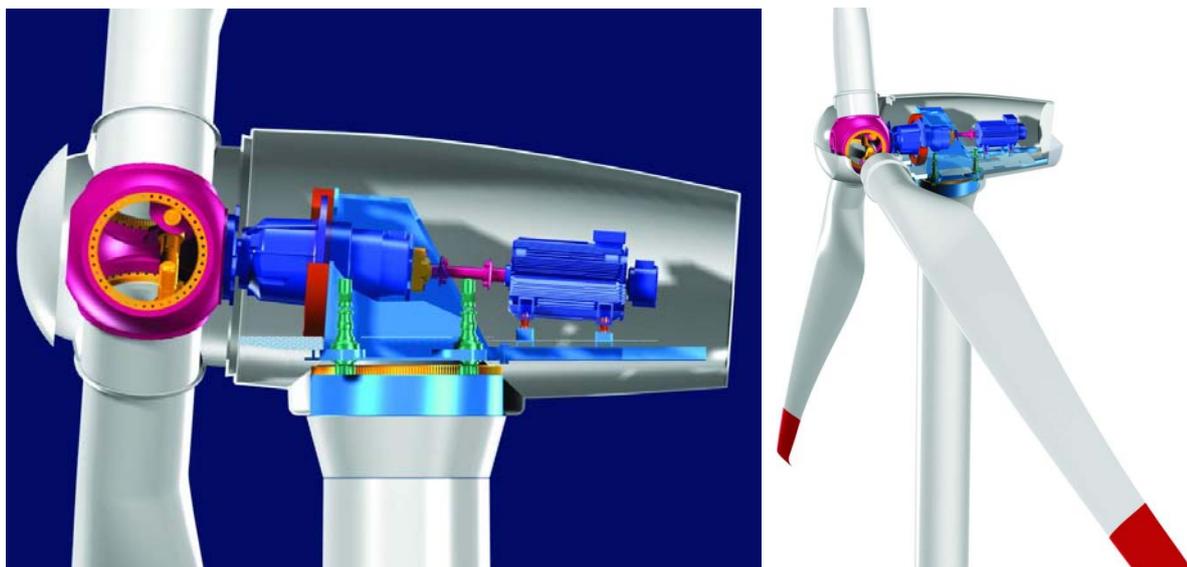
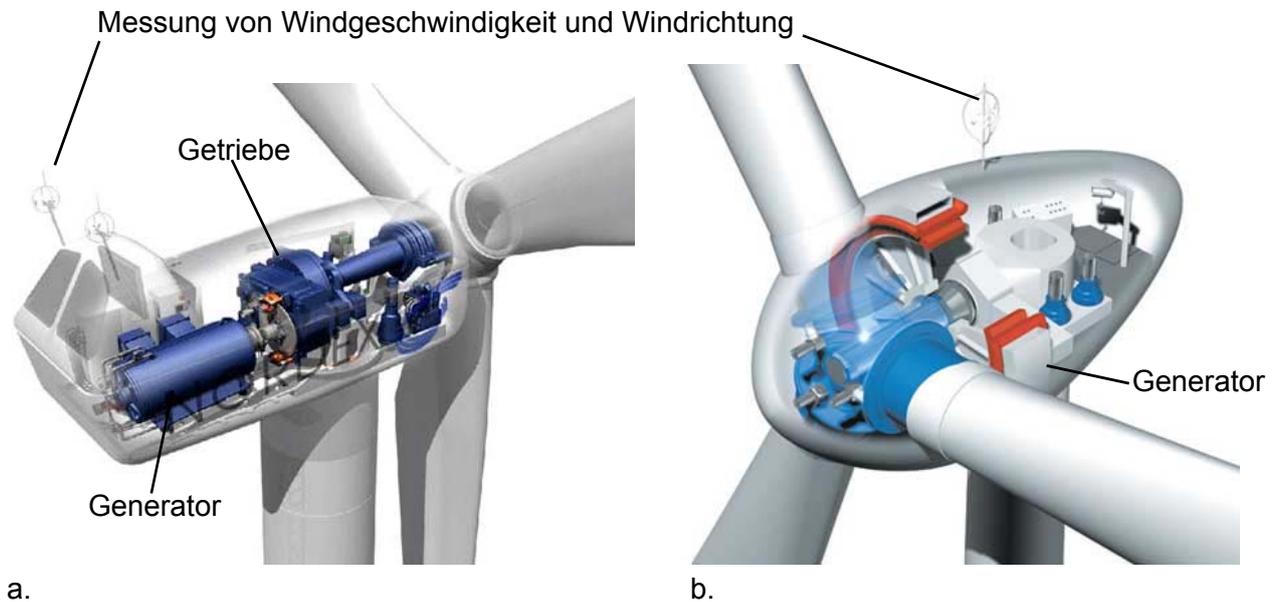
Zur Stromerzeugung kommen heute hauptsächlich Horizontalkonverter zum Einsatz. Ein Horizontalachsenkonverter besteht aus den Komponenten (**Bild 2.24**)

- Rotor (Rotorblätter, Rotornabe, Rotorbremse und ggf. Mechanik zu Verstellung des Anstellwinkels)
- Generator und ggf. Getriebe zur Anpassung der Rotordrehzahl an den Drehzahlbereich des Generators
- Fundament und Turm
- Gondel (Turmkopf), in der Generator, Getriebe, Rotorbremse sowie Steuerungselemente untergebracht sind
- Windmeßsystem und Windnachführung (Azimutverstellung).

Rotor:

Schnell laufende Horizontalachsenanlagen mit Zwei- oder Dreiblatt-Rotoren haben einen Wirkungsgrad bis zu 45 %. Bei mehreren Blättern verringern sich Drehzahl und Wirkungsgrad zunehmend: Sobald ein Rotorblatt in einen Luft-Bereich gelangt, aus dem sein „Vorläufer“ bereits Energie entzogen hat und die Luft schon verwirbelt ist, wird das Drehmoment schwächer. Langsamläufer, z. B. die amerikanischen Farmwindräder mit vielen glatten Flügeln, erreichen nur Wirkungsgrade von etwa 20 %.

Meist kommen 3-Blatt-Rotoren zum Einsatz. Sie haben gegenüber 1- und 2-Blatt-Rotoren den Vorteil des ruhigeren Laufes und damit geringerer Materialbeanspruchungen. Sie haben außerdem leicht höhere Wirkungsgrade.



c.

Bild 2.24 Horizontalachsenkonverter, Anlagen mit Dreiblatt-Rotoren

a., c. Anlage mit Getriebe zwischen Rotor und Generator, Standardgenerator

b. Anlage ohne Getriebe, speziell für die Windkraftanlage konstruierter Generator

Turm und Fundament:

Der Turm trägt die Gondel und den Rotor. Heute haben sich überwiegend Stahlrohrtürme durchgesetzt, die aus vorgefertigten Rohrstücken am Aufstellungsort der Anlage zusammengesetzt werden. Bei sehr hohen Türmen läßt sich die notwendige Biegesteifigkeit durch zusätzliche Abspannseile erreichen. Am aufwendigsten sind Türme aus Stahlbeton, die aber die größte Festigkeit und hinsichtlich des Schwingungsverhaltens und hinsichtlich der Übertragung von Laufgeräuschen die besten Eigenschaften bieten.

Getriebe und Generator:

Das Getriebe passt die niedrige Drehzahl des Rotors auf den höheren Drehzahlbereich des Generators an. Das Getriebe verursacht neben Reibungsverlusten auch einen höheren Geräuschpegel und einen höheren Wartungsaufwand. Es gibt deshalb auch Konstruktionen bei denen auf ein Getriebe verzichtet wird. Allerdings muß dann ein Generator mit einer hohen Polpaarzahl zum Einsatz kommen. Derartige Generatoren sind dann aber spezielle Konstruktionen, deren mechanische Abmessungen deutlich größer sind, als jene von Standard-Generatoren und die auch teurer sind. Setzt man ein Getriebe ein, so kann ein Standard-Generator zum Einsatz kommen (**Bild 2.24a/c**). Eine getriebebelose WEA erfordert einen speziellen Generator (**Bild 2.24b**).

Regelung:

Von Bedeutung für WEA ist die Auslegungswindgeschwindigkeit

$$v_{Ausl} = \frac{u}{\lambda_{opt}} = \frac{r \cdot \omega}{\lambda_{opt}} = \frac{2\pi \cdot r \cdot n}{\lambda_{opt}} \quad (0.99)$$

Bei dieser Windgeschwindigkeit verfügt die Anlage über den optimalen Wirkungsgrad. Bei einer 3-Blatt-Anlage mit $r = 22$ m, $n = 28$ 1/min und $\lambda_{opt} = 7,5$ wird beispielsweise $v_{Ausl} = 8,6$ m/s erreicht. Die Auslegungswindgeschwindigkeit ist vor allem bei Anlagen mit fester Drehzahl von Bedeutung. Bei Anlagen mit variabler Rotordrehzahl kann die Auslegungswindgeschwindigkeit stets der Windgeschwindigkeit durch die Rotordrehzahl angepasst werden.

Bild 2.25 zeigt die Leistungskennlinie einer WEA. Die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage gibt an, bei welcher Windgeschwindigkeit v eine bestimmte elektrische Leistung P zu erwarten ist. Die Einschaltgeschwindigkeit v_E bezeichnet den Punkt, ab dem die Anlage nach Abzug aller Verluste nutzbare Leistung erzeugt. Bei Windgeschwindigkeiten von ca. < 3 m/s werden die Rotoren blockiert, um eine Speisung der WEA aus dem Netz zu vermeiden. Ab der Nenngeschwindigkeit v_N wird die Nennleistung der Anlage erreicht. Die Nenngeschwindigkeit v_N ist größer als die Auslegungswindgeschwindigkeit v_{Ausl} . Jenseits von Windgeschwindigkeiten von ca. 25 m/s (Abschaltgeschwindigkeit v_A) muß der Rotor ebenfalls festgebremst werden, um eine zu hohe Materialbeanspruchung zu vermeiden. Zur Festbremsung des Rotors befindet sich auf der Welle zwischen Rotor und Getriebe oder zwischen Getriebe und Generator eine Bremsvorrichtung (Scheibenbremse) (**Bild 2.24**).

Oberhalb der Nenngeschwindigkeit v_N muß die Leistung konstant gehalten werden, da der Generator für eine bestimmte Maximalleistung ausgelegt ist. Dazu unterscheidet man 2 Verfahren:

- Pitch -Regelung und
- Stall -Regelung.

Die Pitch-Regelung wird heute bei nahezu allen größeren Windenergiekonverter realisiert. Sie sind mit einer automatischen Rotorblattverstellung ausgerüstet. Diese befindet sich in der Nabe und erlaubt eine Regulierung der Leistungsaufnahme des Rotors über die Stellung des Rotorblattes zur Anströmrichtung. Bei schwachem Wind werden die Rotorblätter so gestellt, daß sie optimal zum anströmenden Wind stehen; bei stärkerem Wind läßt sich der Winkel zunehmend reduzieren und die Rotorblätter so aus dem Wind nehmen. Auf diese Weise kann die Rotordrehzahl trotz schwankender Windgeschwindigkeit weitgehend konstant gehalten werden.

Ein anderes Regelkonzept ist die so genannte Stall-Regelung (engl.: stall = aufhören). Hier wird die Stellung der Rotorblätter nicht verändert. Die Rotorblätter sind jedoch aerodynamisch so geformt, daß sich ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit Luftwirbel auf der Rückseite des Rotorblattes bilden. Diese Wirbel reduzieren die Auftriebskraft des Blattes wodurch die Drehzahl quasi „abgeregelt“ wird. Die Stall-Regelung ist allerdings mathematisch nicht exakt berechenbar. Deshalb läßt sich die Maximal-Leistung eines neu entworfenen Rotorblattes mit Stall-Regelung nur schwer exakt vorhersagen.

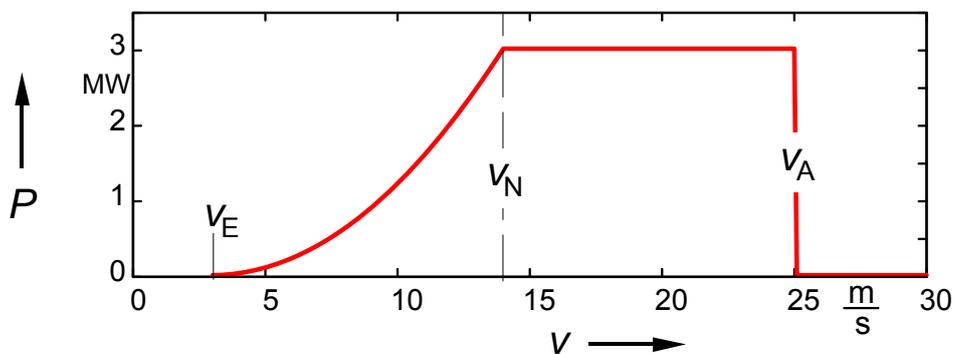


Bild 2.25 Leistungskennlinie einer 3-MW-Anlage
 P: elektrische Leistung, v: Windgeschwindigkeit in Rotorhöhe

Windnachführung:

Man unterscheidet zwischen *Luvläufer* und *Leeläufer*. Beim Luvläufer läuft der Rotor in Windrichtung vor dem Turm, beim Leeläufer hinter dem Turm. Beim Leeläufer bewegen sich die Rotorblätter im Windschatten des Turms und der Gondel. Dadurch kommt es zu Luftverwirbelungen, die zusätzliche mechanische Beanspruchungen der Anlage und zusätzliche Geräuschentwicklung verursachen. Deshalb werden große Anlagen vorzugsweise als Luvläufer ausgeführt. Leeläufer hätten allerdings den Vorteil, dass der sich drehende Rotor durch den Winddruck automatisch immer optimal zum Wind ausgerichtet wird. Beim Luvläufer ist für die optimale Rotorausrichtung eine Regelung erforderlich.

Der Turmkopf ist um 360° drehbar. Ein Windmeßsystem auf der Gondel misst Windrichtung und -geschwindigkeit. Der Turmkopf (Gondel) und damit der Rotor kann durch eine Windrichtungsnachführung (elektromotorisch oder hydraulisch realisiert) in die jeweils günstigste Position gebracht werden.

Nennleistung und Rotordurchmesser von Horizontalkonvertern steigen seit Einsatz der ersten Anlagen im Jahr 1982 (GROWIAN) ständig. Heute werden bereits Anlagen mit einer Einheitenleistung bis zu 5 MW gebaut.

2.3.3 Generatorkonzepte bei Windkraftanlagen

Als Generatoren für Windkraftanlagen kommen Asynchron- und Synchronmaschinen zum Einsatz. Grundsätzlich sind auch Gleichstromgeneratoren einsetzbar, sie haben jedoch in diesem Anwendungsbereich eine geringe Bedeutung.

Bild 2.26a zeigt die Anordnung mit einem Asynchrongenerator (Dänisches Konzept) und direkter Kopplung der Statorwicklung ans Netz. Der Läufer rotiert mit etwas höherer Drehzahl gegenüber dem Drehfeld des an die Statorwicklungen angeschlossenen Netzes. Innerhalb des zulässigen Bereiches für den Schlupf führt eine veränderliche Rotordrehzahl zur Veränderung des Schlupfes, der Asynchrongenerator synchronisiert sich selbst. Ein Überschreiten des Kippmomentes M_k muß aber verhindert werden (**Bild 2.26b**). Bei diesem einfachen Konzept muß die aufgrund des Magnetisierungsstromes benötigte induktive Blindleistung vom Netz bereitgestellt werden, z. B. durch am Drehstromnetz in Stern geschaltete Kondensatoranlage

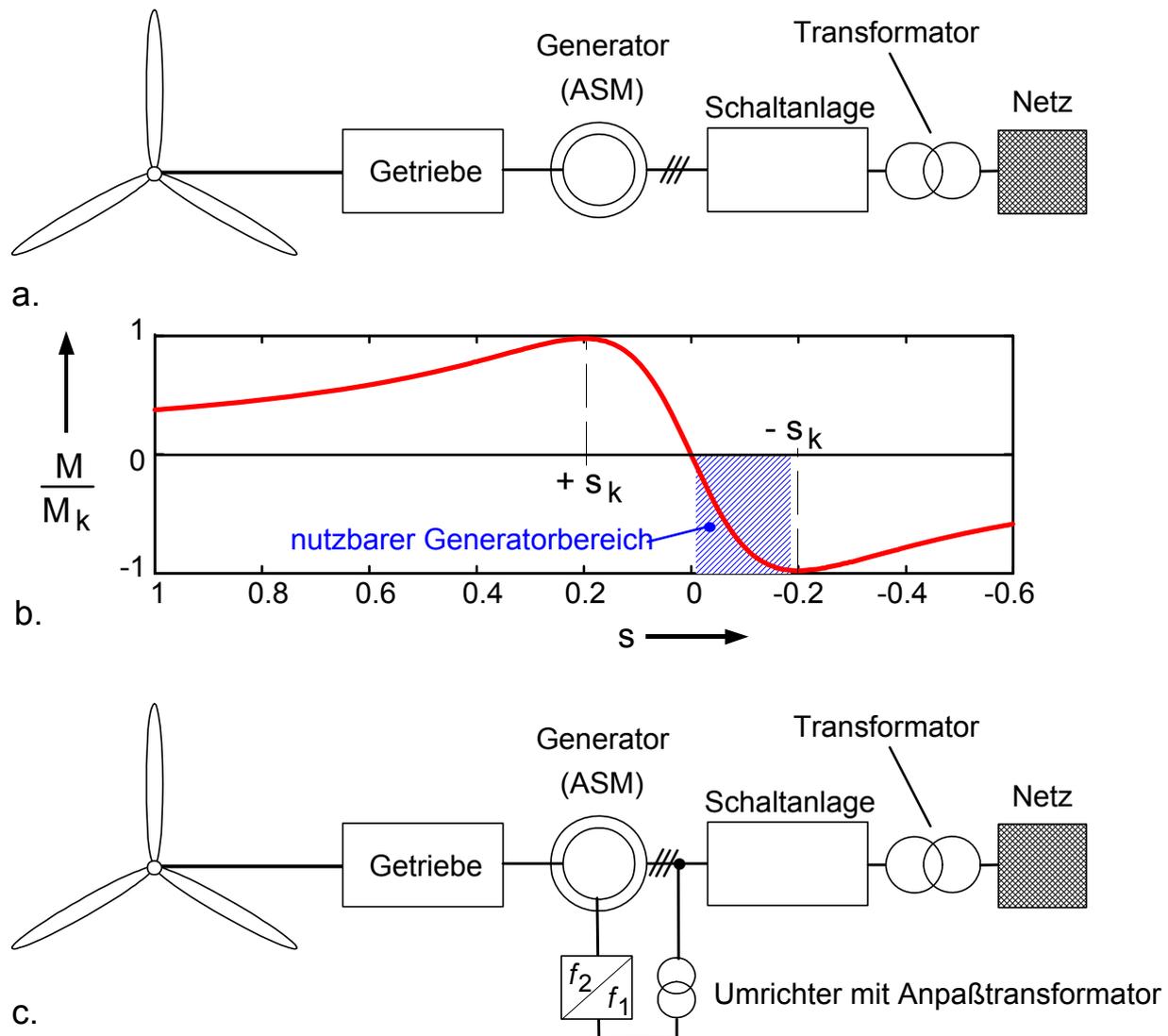


Bild 2.26 Windenergieanlagen (WEA) mit Asynchrongenerator (ASM)

- Asynchrongenerator als Kurzschlußläufermaschine
- Momentenkennlinie einer Asynchronmaschine über dem Schlupf s
- Asynchrongenerator mit Umrichterspeisung der Läuferwicklung

Für den Schlupf gilt

$$s = \frac{n_S - n}{n_S} \quad \text{mit} \quad n_S = \frac{f_{\text{Netz}}}{p} \quad . \quad (0.100)$$

Darin ist p die Polpaarzahl des Generators und n die Drehzahl. n_S wird als synchrone Drehzahl bezeichnet.

Alternativ dazu kann der Läuferkreis über einen Umrichter gespeist werden (**Bild 2.26c**). Die Frequenz des Umrichters wird so geregelt, daß bei variabler Läuferdrehzahl im Stator immer eine 50-Hz-Spannung induziert wird. Durch die Verwendung eines Direktumrichters ist sowohl über- als auch untersynchroner Betrieb möglich, d. h. die Drehzahl des Generators können über oder unter der synchronen Drehzahl n_S liegen. Außerdem ist eine getrennte Beeinflussung von Wirk- und Blindleistung möglich.

Windkraftanlagen können auch mit Synchrongeneratoren ausgeführt sein (**Bild 2.27a**). Hierbei eilt das Läuferdrehfeld dem Ständerdrehfeld um den – belastungsabhängigen - Polradwinkel ϑ vor. Um die Anlage ans Netz schalten zu können, müssen Betrag und Phasenlage der Generatorausgangsspannung (statorseitig) mit dem Netz übereinstimmen. Die Drehzahl des Generators und damit des Rotors der Windkraftanlage ist konstant und gegeben durch die Netzfrequenz. Bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten ändert sich lediglich der Polradwinkel. Leistungssprünge durch Windböen werden nicht wie bei der Asynchronmaschine durch den Schlupf etwas gedämpft, sondern sie werden nahezu ungedämpft ans Netz weitergegeben. Dadurch tritt auch eine höhere mechanische Belastung der WEA auf.

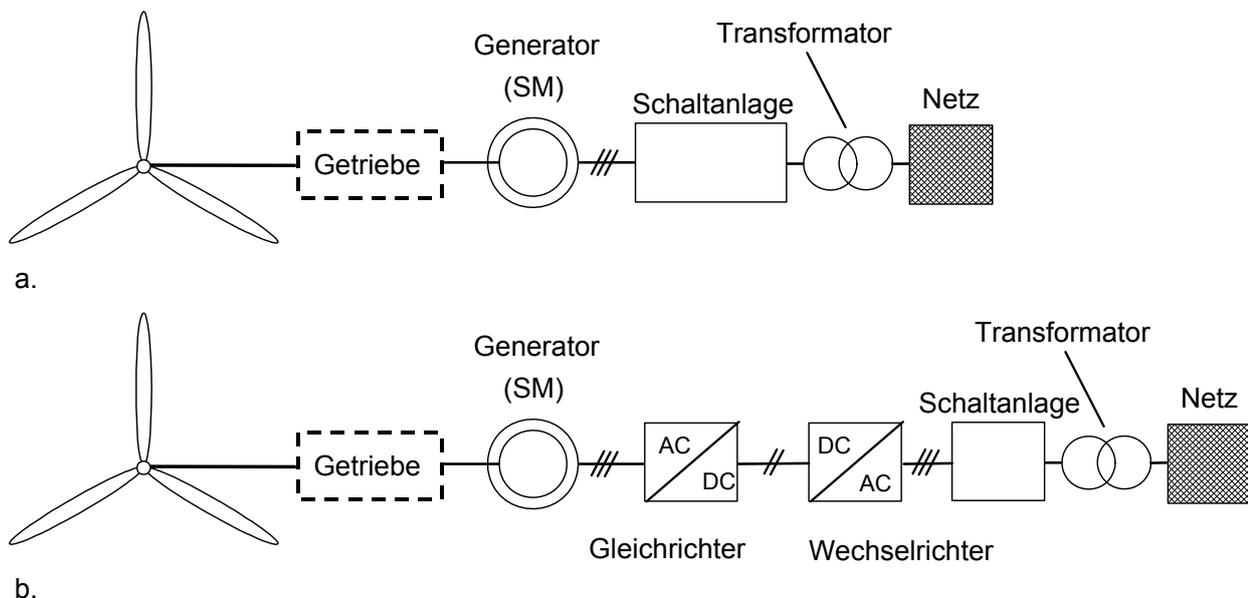


Bild 2.27 Windenergieanlagen (WEA) mit Synchrongenerator (SM)
 a. direkte Ankopplung des Synchrongenerators an das Netz
 b. Ankopplung der WEA über einen Gleichstromzwischenkreis

Die Erregerleistung wird dem Drehstromnetz entnommen, durch Stromrichter erfolgt die Gleichrichtung. Durch die Gleichstromerregung ist eine Regelung der Blindleistungsaufnahme der Maschine möglich. Eine Permanenterregung benötigt zwar keine zusätzliche Leistung, eine Regelung der Maschine über eine variable Erregung ist dann allerdings nicht möglich.

Alternativ zur direkten Kopplung zwischen WEA und Netz kann auch ein Frequenzumrichtersatz (Gleich- und Wechselrichter mit Gleichstromzwischenkreis) zwischen WEA und Netz geschaltet sein (**Bild 2.27b**). Die Frequenz der Generatorausgangsspannung ist dann (in gewissen Grenzen) variabel. Der Wechselrichter kann z. B. als *netzgeführter Wechselrichter* ausgeführt sein. Über den Steuerwinkel der Ventile (Thyristoren) wird der vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Strom gesteuert. Bei Inselnetzen kommen *selbstgeführte Wechselrichter* zum Einsatz. Durch diese Entkopplung von Generator und Netz kann der Rotor über einen großen Bereich der Windgeschwindigkeit in einem Bereich mit hohem Wirkungsgrad gefahren werden.

Die automatische Rotorblattverstellung (Pitch-Regelung) ist zu langsam, um Drehzahländerungen aufgrund kurzzeitiger Windböen auszuregulieren. Hier sind die umrichtergespeiste Asynchronmaschine (**Bild 2.27c**) und die Netzankopplung des Synchrongenerators über einen Gleichstromzwischenkreis (**Bild 2.27b**) deutlich vorteilhafter.

2.3.4 Energieübertragung von Windkraftanlagen ins Netz: Systemlösungen

Es gibt zwei anerkannte Techniken, die Off-shore erzeugte Energie On-shore einzuspeisen (**Bild 2.28**): Anbindung der Off-shore-Plattform über

- **HVAC-Anlagen**

hochspannen der Ausgangsspannung der Windenergieanlagen (WEA) durch einen Transformator, Übertragung der elektrischen Energie durch ein Seekabel, gekoppelt mit einem Landkabel, anschließend Transformation und Ankopplung ans Energienetz, z. B. 110-kV-Ebene

Eigenschaften:

- Kabelkapazität muß durch Drosseln kompensiert werden
- Hohe Kabelverluste, dadurch Bodenerwärmung

aber

- Bewährte Technik
- Geringerer Platzbedarf auf der Offshore-Plattform als HVDC-Anlage

- **HVDC-Anlagen**

d. h. Gleichrichten der Wechselspannung (Konverter Station A), Übertragen eines Gleichstromes über Land- und Seekabel und Umrichten der Gleich- in eine Wechselspannung (Konverter Station B).

Eigenschaften:

- STATCOM-Funktionalität an beiden Seiten des Netzes (WEA-Netz und Energienetz)
- geringe Kabelverluste

aber

- höherer Platzbedarf im Vergleich zur HVAC-Technik

Ab einer bestimmten Distanz der Offshore-Plattform zur Einspeisestelle ins Energienetz an Land ist die Energieübertragung durch AC-Anlagen wirtschaftlich und technisch nicht mehr sinnvoll. Die notwendigen Investitionskosten für die AC-Anlage übertreffen die Kosten für eine DC-Anlage. Bei geringen Entfernungen zwischen Offshore-Plattform und Einspeisestelle ist die AC-Übertragung zu bevorzugen.

Der „Break-even-Point“, also jener Punkt, an dem die Investitionskosten für beiden Anlagenformen gleich sind, hängt im Wesentlichen ab von:

- der Windparkleistung
- der Distanz zwischen Offshore-Plattform und Einspeisestelle an Land
- der Anzahl der Systeme
- der Verlustbewertung.

Die Leistung eines Einzel-Übertragungssystems wird begrenzt durch:

- Querschnitt, Betriebsspannung und Länge des Kabels auf ca. 400 MW und 170 kV bei HVAC-Systemen
- die Konverterleistung auf ca. 800 MW und 300 kV bei HVDC-Systemen.

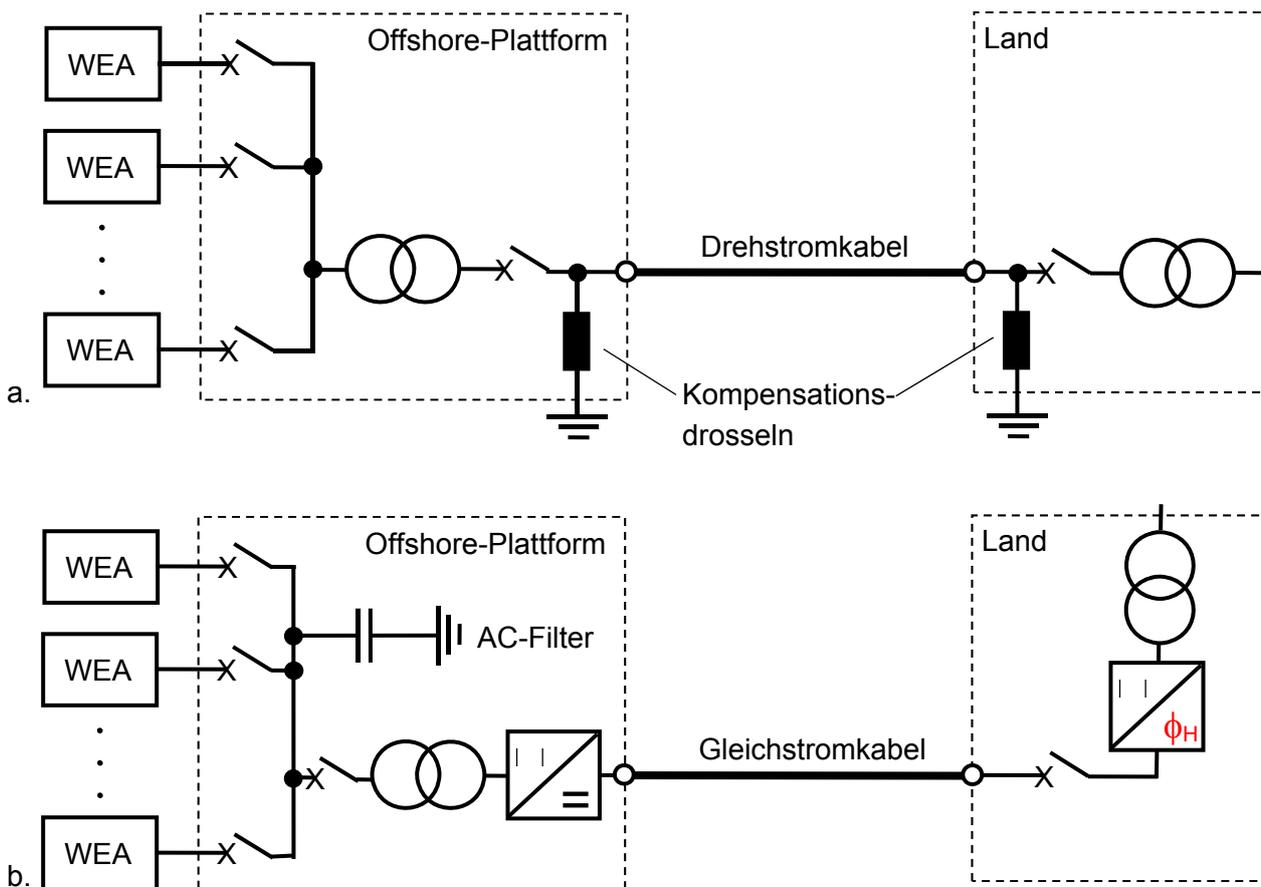


Bild 2.28 Übertragung elektrischer Energie von der Offshore-Plattform einer Offshore-Windkraftanlage durch
 a. Wechselstrom-Übertragungssysteme (HVAC)
 b. Gleichstrom-Übertragungssysteme (HVDC)

2.3.5 Problematik der Energieversorgung durch Windkraftanlagen

Derzeit sind in Deutschland Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 13 GW (Stand 2003) installiert. Es ist geplant die installierte Leistung der Windenergieanlagen bis zum Jahr 2030 auf 25 GW auszubauen, vornehmlich durch Offshore-Anlagen in der Nord- und Ostsee. Grundidee des Einsatzes von Windenergie ist die Reduktion des CO₂-Ausstoßes und der Ersatz konventioneller Kraftwerke, vornehmlich Atomkraftwerke.

Hauptproblematik:

Windenergie steht nicht immer dann zur Verfügung, wenn elektrische Energie im Netz gebraucht wird. Das Aufkommen der Windenergie hängt von meteorologischen und aerodynamischen Gesetzen ab und ist mit der Nachfrage nach elektrischer Energie im Netz praktisch nicht korreliert. In Zeiten schwacher Auslastung der Windenergieanlagen muß deshalb die benötigte elektrische Energie durch andere (konventionelle) Kraftwerke bereitgestellt werden.

Windenergie kann plötzlich in erheblichem Umfang ausfallen. **Bild 2.29** zeigt die von Windenergieanlagen erzeugte und ins Netz der E.ON AG eingespeiste Leistung in der Zeit vom 25.2.2002 bis 3.3.2002. Am 26.2.2002 kam es zu einem Ausfall von ca. 2500 MW aufgrund einer vorsorglichen Abschaltung eines erheblichen Teils der Windenergieanlagen zu deren Schutz vor einer zu hohen Windgeschwindigkeit. Das Beispiel zeigt, dass man innerhalb von Stunden mit einem Wegfall eines erheblichen Teils der Windenergie rechnen muß.

Das Aufkommen von Windenergie schwankt also zeitlich sehr häufig und auch sehr schnell.

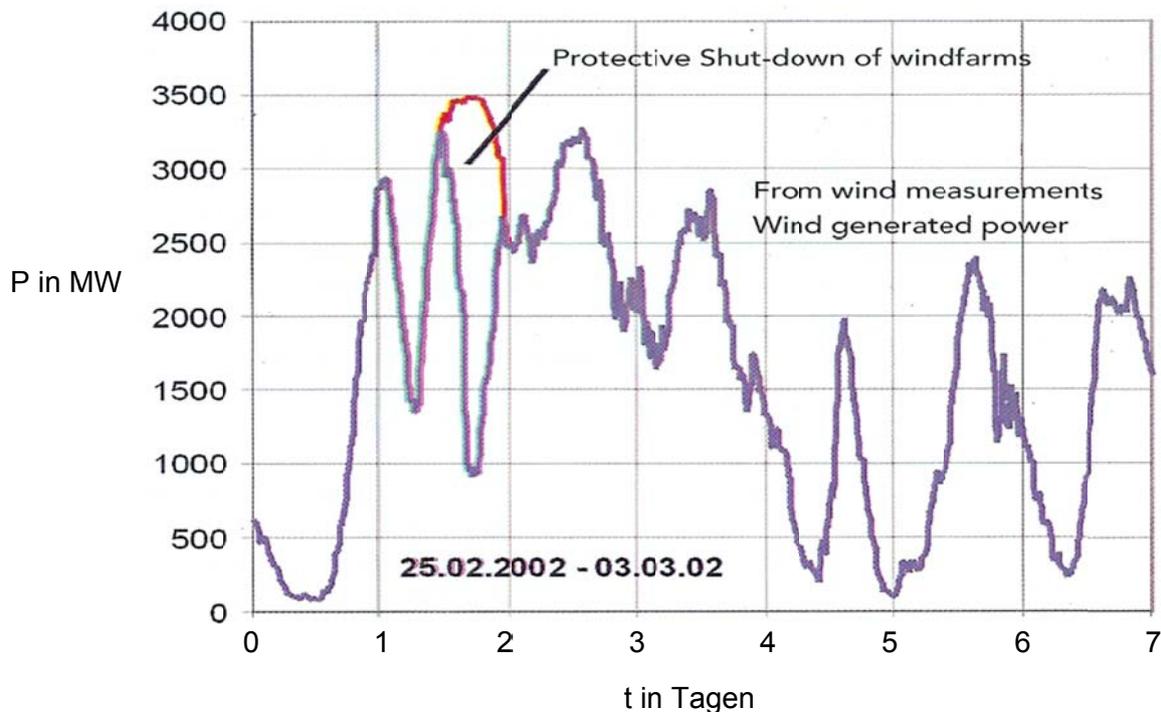


Bild 2.29 Eingespeiste Leistung von Windenergieanlagen ins Netz der E.ON AG in der Zeit vom 25.2.2002 bis 3.3.2002

Folgen:

- Häufiges An- und Abfahren konventioneller Kraftwerke ist zur Kompensation der fehlenden Windenergie erforderlich.
- Häufig nur Teillastbetrieb von konventionellen Kraftwerken. Dadurch arbeiten diese in einem Arbeitsbereich mit geringerem Wirkungsgrad. Außerdem benötigt man zum Anfahren von Wärmekraftwerken – wie leicht einzusehen ist – zusätzliche Energie, die beim Dauerbetrieb dieser Kraftwerke nicht gebraucht wird, d. h. der spezifische Primärenergieverbrauch pro kWh elektrische Leistung der konventionellen Kraftwerke steigt.
- Wenn ein erheblicher Teil der elektrischen Energie weit entfernt von den Verbrauchern erzeugt wird, benötigt man effektive und verlustarme Transportnetze. Für den Transport elektrischer Energie über große Entfernungen jenseits einiger 100 km eignet sich vor allem die HGÜ-Technologie.
- Die Verteilung stark schwankender großer Mengen elektrischer Energie stellt eine besondere Herausforderung an die Netzregelung dar.

Um das Hauptziel des Einsatzes von Windenergie – nämlich den Ersatz von konventionell erzeugter elektrischer Energie – trotz der genannten Probleme zu erreichen, sind folgende Maßnahmen denkbar:

- Aufbau eines europaweiten HGÜ-Netzes zur Übertragung der von Offshore-Windenergieanlagen erzeugten elektrischer Energie.
- Europaweite Regelung und Verteilung der durch Windenergieanlagen erzeugten elektrischen Energie.

Bedingt durch die notwendige globale Betrachtung der Thematik „Windenergie“ ergeben sich zwangsläufig Entwicklungsarbeiten in den Bereichen

- Entwicklung von Regelungsstrategien stark schwankender Mengen an elektrischer Energie.
- Entwicklung von Techniken zur verlustarmen Übertragung elektrischer Energie über weite Strecken, hier spielt die HGÜ-Technologie eine besondere Rolle.

2.4 Solarenergieanlagen

2.4.1 Solarstrahlung

In der Sonne wird Energie durch Kernfusion erzeugt. Vier Protonen verschmelzen zu einem Heliumkern, bei gleichzeitiger Abgabe von zwei Positronen, zwei Neutrinos und Gammastrahlung. Der überwiegende Teil der durch Fusion freigesetzten Energie tritt nach außen in Form elektromagnetischer Strahlungsenergie. Die Energiefußdichte am äußeren Rand der Erdatmosphäre schwankt aufgrund der elliptischen Erdumlaufbahn zwischen 1330 und 1420 W/m² und beträgt im Mittel

$$S = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad . \quad (0.101)$$

S wird als *Solarkonstante* bezeichnet.

Auf der Erde liegt die Energieflussdichte deutlich unter der Solarkonstanten S . Diese Reduktion wird durch verschiedene Effekte (Reflexion, Absorption, Streuung) beim Durchdringen des Sonnenlichtes durch die Atmosphäre verursacht. **Bild 2.30a** zeigt die Spektren des Sonnenlichts im Weltall (AM 0) und auf der Erde (AM 1,5). Deutlich erkennbar sind die Einbrüche im Spektrum infolge der Absorption verschiedener Spektralanteile. Der AM-Wert gibt an, um welches Vielfache des kürzesten Weges durch die Erdatmosphäre das Licht zurücklegen muß (**Bild 2.30b**).

$$AM = \frac{1}{\sin \alpha} \quad (0.102)$$

Die eingestrahelte Sonnenenergie teilt sich etwa wie folgt auf:

- direkte Strahlung
 - reflektierte (diffuse) Strahlung
 - Reflexionen an Wolken, Luft, Oberflächen (30 %)
 - Absorption durch Wolken, Staub, Ozon (20 %)
- } Globalstrahlung (50 %)

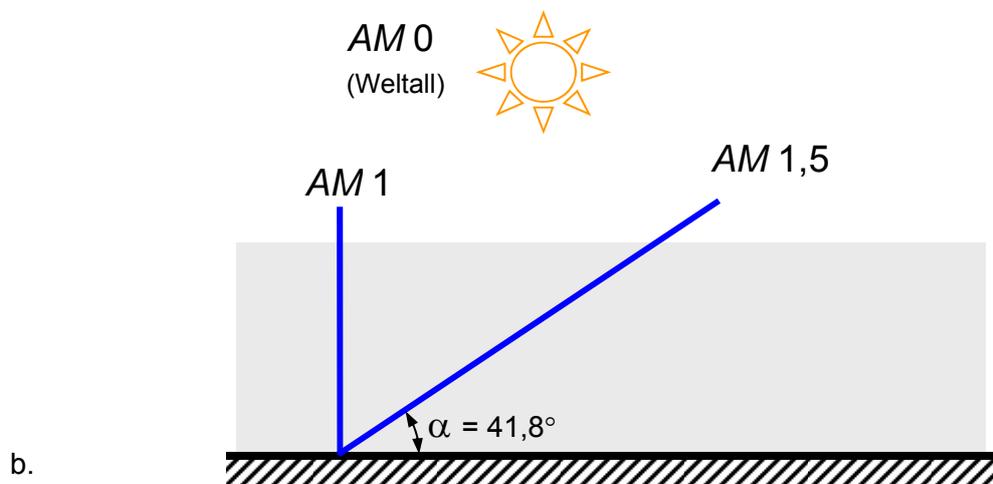
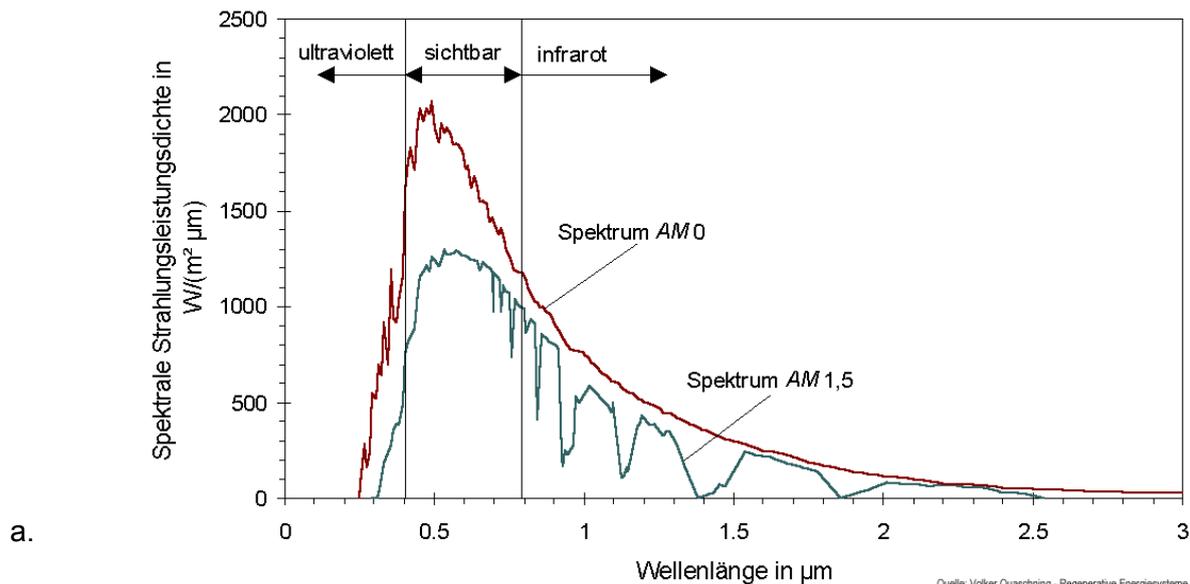


Bild 2.30 a. Spektrum des Sonnenlichts im Weltall (AM 0) und auf der Erde (AM 1,5)
 b. Definition des AM-Wertes

Die Nutzung der Sonnenenergie kann direkt oder indirekt erfolgen. Zu den *indirekten Nutzungsmöglichkeiten* gehören die bereits behandelten

- Wasserkraftwerke und
- Windenergieanlagen (WEA) sowie
- Biomasse, die durch Photosynthese letztlich auch mit Hilfe der Sonnenenergie erzeugt wurde.

Zur *direkten Nutzung* der Sonnenenergie kommen

- solarthermische Anlagen und
- solarelektrische Anlagen (Photovoltaik-Anlagen)

zum Einsatz.

Energiepotential der Solarstrahlung

Von der Energie, die auf die Erde eingestrahlt wird, erreichen in Mitteleuropa an den 100 besten Tagen des Jahres ca. $5,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ und an den 100 schlechtesten Tagen ca. $0,5 \dots 1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ die Erdoberfläche. Dieser Wert wird stark beeinflusst vom Grad der Bewölkung, der Höhenlage über Meeresspiegel und dem Sonnenstand (Jahreszeit, Tageszeit, geographische Breite). Während die eingestrahlte Energie am Äquator relativ konstant bleibt, wird sie mit zunehmender geographischer Breite jahreszeitenabhängiger, kann jedoch auch aufgrund der längeren Tage in den Sommermonaten höhere Tageswerte als am Äquator erreichen.

In Deutschland: mittlere Jahressumme der Globalstrahlung: $1000 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$
im Sommer: 5-fache Einstrahlung im Vergleich zum Winter
durchschnittliche Sonnenstunden (d. h. $>0,2 \text{ kW}/\text{m}^2$) pro Jahr: 1300 – 1900 h
Anteil der diffusen Strahlung an der Globalstrahlung ca. 60 – 70 %

Die Globalstrahlung ist zwar energieärmer als die direkte Strahlung, kann jedoch von photovoltaischen Systemen ebenfalls genutzt werden.

2.4.2 Photovoltaikanlagen (Solarzellen)

2.4.2.1 Funktionsweise von Solarzellen

Zunächst wird der unbeleuchtete, spannungslose pn-Übergang betrachtet. Aus dem n-dotierten Material mit Elektronenüberschuß diffundieren Elektronen in das p-dotierte Material mit Löcherüberschuß und rekombinieren dort. Sie lassen in der n-dotierten Zone fünfwertige Atome (z. B. Phosphor, Arsen) zurück, denen ein Elektron fehlt. In der p-dotierten Zone fehlt den dreiwertigen Atomen (z. B. Aluminium, Bor, Gallium) ein Loch. Die fünfwertigen Donator-Ionen und die dreiwertigen Akzeptor-Ionen bilden eine Raumladungszone (RLZ). Abhängig von der Konzentration der Donatoren N_D und der Akzeptoren N_A ergibt sich eine Diffusionsspannung U_D .

Legt man an den pn-Übergang eine positive Vorspannung ($U > 0$) an, so wird die Breite der Raumladungszone reduziert und es fließt ein Strom über den pn-Übergang. Im p-Gebiet ist es ein reiner Löcherstrom, während es im n-Gebiet ein reiner Elektronenstrom ist (**Bild 2.31**). Eine negative Vorspannung ($U < 0$) führt zu einer Verbreiterung der Raumladungszone. Es fließt ein kleiner, so genannter Sperrstrom I_0 über den pn-Übergang.

Für die Kennlinie des pn-Überganges ergibt sich

$$I = I_0 \cdot \left(e^{\frac{e \cdot U}{A k T}} - 1 \right) \quad . \quad (0.103)$$

Der Sperrstrom I_0 ist temperaturabhängig und hängt wie der Diodenfaktor A vom Leitungsmechanismus (z. B. Diffusion, Rekombination und Generation in der Raumladungszone, Tunneln, etc.) ab.

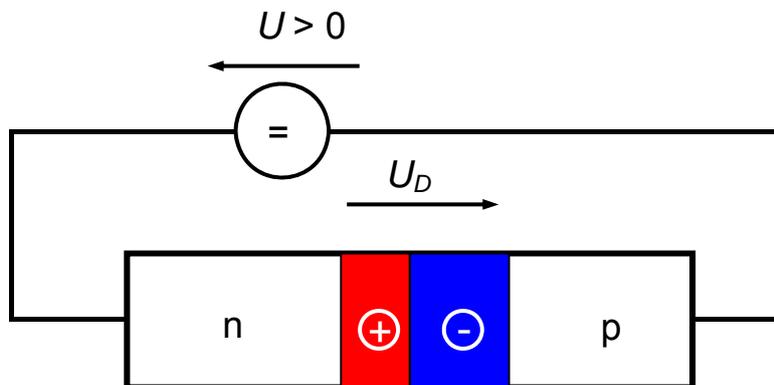


Bild 2.31 pn-Übergang mit äußerer Spannung U und der Diffusionsspannung U_D

Ein Lichtquant mit ausreichender Energie

$$E = h \cdot \nu \geq E_g \quad . \quad (0.104)$$

kann ein Elektron vom Valenzband in das Leitungsband heben. Im Valenzband entsteht dadurch ein Loch. In obiger Gleichung sind h das Planck'sche Wirkungsquantum ($h = 6,62617 \cdot 10^{-34}$ Js), ν ist die Frequenz und E_g ist der Bandabstand des Halbleitermaterials. Photonen, deren Energie kleiner als der Bandabstand ist, heben kein Elektron in das Leitungsband und tragen daher nicht zum Photostrom bei. Sie erwärmen die Solarzelle jedoch, was eine Verringerung des Wirkungsgrades zur Folge hat. Die durch einfallende Lichtquanten erzeugten Elektron/Loch-Paare werden durch das elektrische Feld der RLZ getrennt (**Bild 2.32a**). Die Löcher werden von den negativ geladenen Akzeptor-Ionen angezogen, die Elektronen werden in Richtung der positiv geladenen Donator-Ionen beschleunigt. Der Photostrom I_{ph} ergibt sich aus folgenden Anteilen:

- Ladungsträger, die in der RLZ generiert werden und nicht dort rekombinieren,
- Minoritätsladungsträger (Elektronen im p-Gebiet und Löcher im n-Gebiet), die durch Diffusion zur RLZ gelangen.

Aus der Halbleiterschichtenfolge und den Driftbewegungen der durch Lichtquanten erzeugten Ladungsträger (Elektronen und Löcher) ergibt sich direkt das Ersatzschaltbild gemäß **Bild 2.32b**. Die positive Pfeilrichtung des Stromes ist die Flussrichtung der (fiktiven) positiven Ladungsträger, d. h. der Löcher. Die Elektronen fließen entgegen der positiv gepfeilten Stromrichtung. Mit diesen Überlegungen ergibt sich die Richtung des Stromes der Stromquelle.

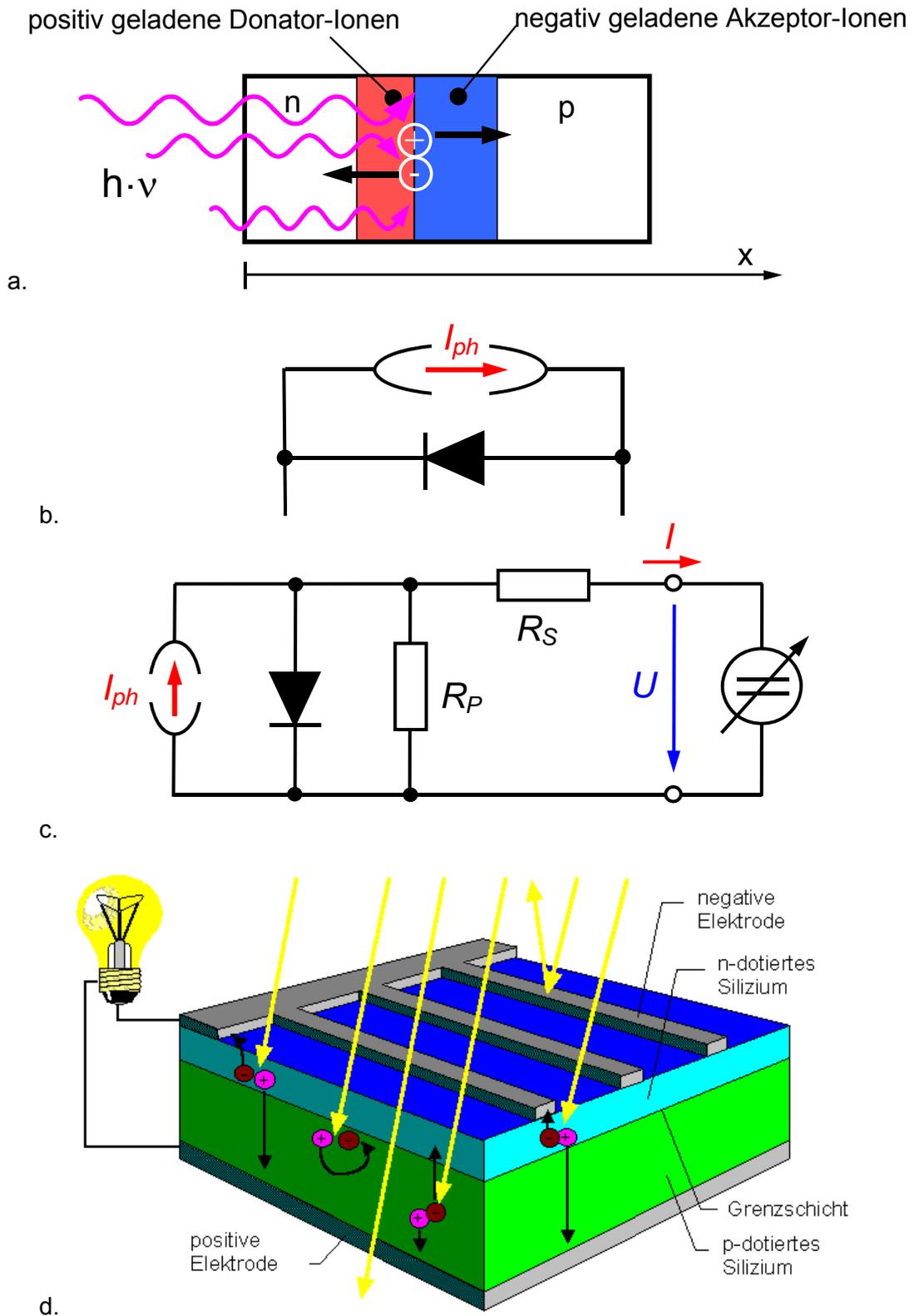


Bild 2.32 a. Generation von Elektron/Loch-Paaren in der Raumladungszone
 b. Ersatzschaltbild ohne parasitäre Elemente, direkt abgeleitet aus a.
 c. Ersatzschaltbild einer Solarzelle mit den parasitären Elementen R_S und R_P
 d. Aufbau (Schichtenfolge) einer Silizium-Solarzelle (Dicke der Solarzelle: $300 \mu\text{m}$,
 Dicke der n-Halbleiterschicht: ca. $2 \mu\text{m}$)

Bild 2.32c zeigt das vollständige Ersatzschaltbild (Ein-Dioden-Modell) mit den parasitären Elementen R_S und R_P . Der Serienwiderstand R_S resultiert aus den endlichen Leitfähigkeiten der Kontaktierungen sowie der Bahnwiderstände des n- und des p-Gebietes. Der Shuntwiderstand R_P repräsentiert leitfähige Bereiche, die an Kristallgrenzen (Korngrenzen) z. B. durch Verunreinigungen zustande kommen. Vor allem bei Dünnschichtsolarzellen kann es zu einem ungleichen Aufwachsen der Kristalle (z. B. CuInSe_2 , Kupferindiumselenid) kommen. Auf diese Weise können lokal „Durchkontaktierungen“ entstehen, die direkt als Parallelwiderstand interpretiert werden können.

In **Bild 2.32d** ist der Aufbau einer Solarzelle (Siliziumsolarzelle in Wafer-Technologie) dargestellt. Die negative Elektrode besteht aus fächerartigen Aluminiumleitern. Dann folgt eine Anti-Reflexionsschicht, um das Reflektieren des Lichtes zu verringern und das Eindringen der Lichtquanten in den Halbleiter erleichtern. Darunter folgen der n-Halbleiter, die Raumladungszone (Grenzschicht) und der p-Halbleiter. Die positive Elektrode wird durch den Rückkontakt gebildet.

Für die U/I-Kennlinie der Solarzelle ergibt sich ohne Berücksichtigung der parasitären Elemente

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{e \cdot U}{AkT}} - 1 \right) \quad (0.105)$$

und unter Berücksichtigung des vollständigen Ersatzschaltbildes (**Bild 2.32c**)

$$I = \frac{R_P}{R_P + R_S} \cdot \left[I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{e \cdot (U + R_S \cdot I)}{AkT}} - 1 \right) - \frac{U}{R_P} \right] \quad (0.106)$$

Wichtige Parameter einer Solarzelle sind ihre Leerlaufspannung U_{oc} und der Kurzschlußstrom I_{sc} . Für die Leerlaufspannung U_{oc} ergibt sich aus obiger Gleichung mit $I = 0$ und vernachlässigbarem R_P und R_S :

$$U_{oc} = \frac{AkT}{e} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \approx \frac{AkT}{e} \cdot \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right) \quad (0.107)$$

Bild 2.33 zeigt die U/I-Kennlinie einer Solarzelle. Die höchste von der Solarzelle gelieferte Leistung hängt gemäß **Bild 2.33** stark von der Kurvenform der Hellkennlinie ab. Der Füllfaktor FF ist ein Maß für diese Kennlinienform:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_{oc} \cdot I_{sc}} < 1 \quad (0.108)$$

Der Wirkungsgrad einer Solarzelle ist definiert durch

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{P_S} = \frac{FF \cdot U_{oc} \cdot I_{sc}}{P_S} \quad (0.109)$$

Um die gemessenen Wirkungsgrade vergleichen zu können, verwendet man eine Bestrahlungsstärke von 1000 W/m^2 und AM 1,5 bei einer Temperatur der Solarzelle von $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Die maximale Leistung wird in W_p (Watt-peak) angegeben.

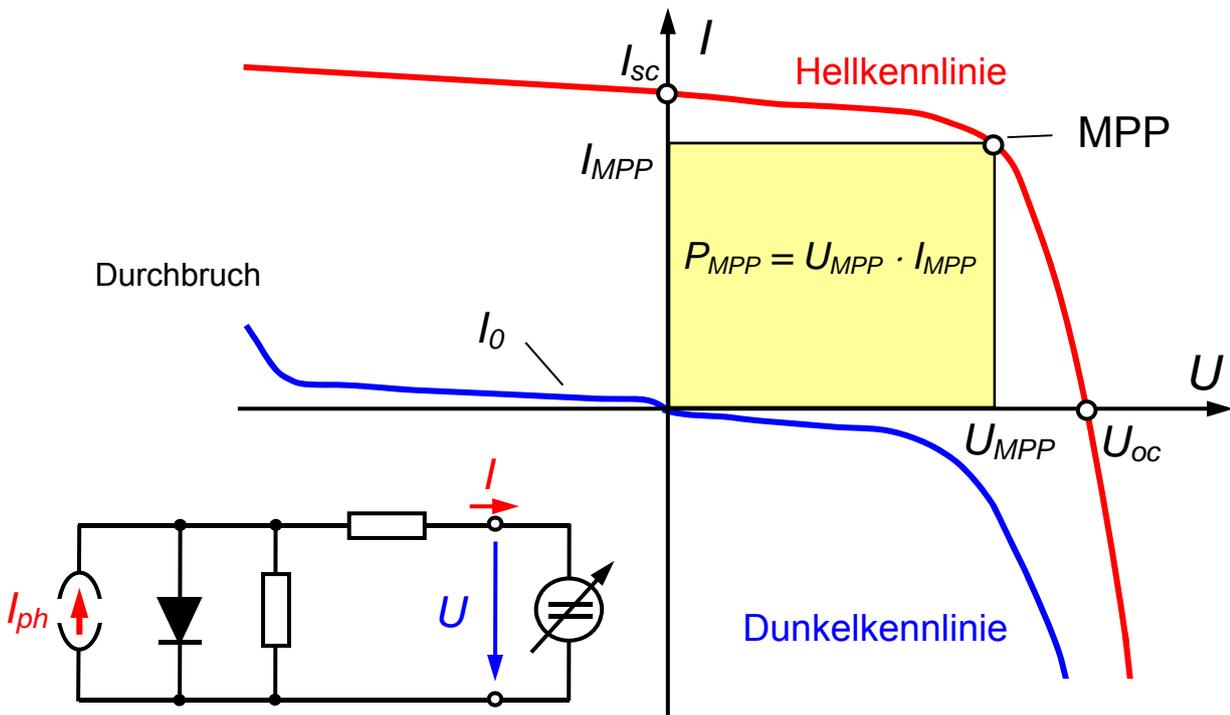


Bild 2.33 I/U-Kennlinie einer Solarzelle mit und ohne Beleuchtung (Hell- und Dunkelkennlinie)

2.4.2.2 Arten von Solarzellen

Konventionelle Solarzellen (Wafertechnologie)

- Monokristalline Zellen:** weisen den besten Wirkungsgrad auf, allerdings ist der Herstellprozeß von einkristallinem Silizium aufwendig und teuer. Kristallstäbe werden langsam aus einer Siliziumschmelze gezogen. Die entstehenden monokristallinen Stäbe werden dann in dünne Scheiben (300 µm) – die Wafer – zerlegt. Dieses Material wird auch für Microchips benötigt. Siliziumsolarzellen haben eine Klemmenspannung von ca. 0,5 V. Die Stromstärke einer mit 1000 W/m² beleuchteten Fläche von 100 cm² beträgt ca. 2 A. Diese so genannte Wafer-Technologie hat noch großes Entwicklungspotential. Man versucht einerseits den Herstellprozeß zu vereinfachen. Andererseits wird versucht, die Schichtdicke von heute meist 300 µm deutlich zu reduzieren. Mit 70 µm starken monokristallinen Zellen wurden im Labor bereits Wirkungsgrade von ca. 20 % erreicht. Typische Wirkungsgrade: 24 % im Labor, 14 – 17 % in der Massenfertigung.
- Polykristalline Zellen** sind in ihrer Herstellung etwas billiger. Silizium wird in Blöcke gegossen. Beim Erkalten des Materials bilden sich unterschiedlich große Kristallstrukturen aus. Diese sind durch Korngrenzen voneinander getrennt. Durch Verluste an diesen Korngrenzen

sind die Wirkungsgrade niedriger als bei monokristallinen Zellen.

Typische Wirkungsgrade: 18 % im Labor,
13 – 15 % in der Massenfertigung.

Dünnschichtsolarzellen:

sind seit den 70er Jahren in Entwicklung, Hauptziel ist die kostengünstige Massenfertigung. Die einzige am Markt etablierte Technologie ist amorphes Silizium.

- amorphe Siliziumzellen: Silizium wird auf ein Trägermaterial aufgedampft. Aufgrund der moderaten Temperaturen beim Aufdampfen können als Träger billige Materialien, z. B. Glas verwendet werden. Nachteilig sind die geringen Wirkungsgrade. Außerdem kommt es im Laufe der Zeit zu einer Degradation durch das Sonnenlicht.
Typische Wirkungsgrade: 13 % im Labor,
6 – 8 % in der Massenfertigung.
- Cu(In,Ga)Se_2 : Solarzellen aus Kupfer-Indium-Selenid erreichen bereits beachtliche Wirkungsgrade.
Typische Wirkungsgrade: 15 – 19 % im Labor.
- CdTe: Bei Solarzellen aus Cadmium-Tellurid wurden bereits sehr hohe Modulwirkungsgrade von über 12 % für ein Modul von $1,2 \times 0,4 \text{ m}^2$ erzielt.

Grenzen der Wirkungsgradsteigerung

Bedingt durch die folgenden Verlustmechanismen sind dem Wirkungsgrad von Solarzellen theoretische Grenzen gesetzt. Bei Solarzellen aus kristallinem Silizium liegt der theoretische Höchstwert des Wirkungsgrades bei ca. 28 %.

- Photonen (Lichtquanten), deren Energie kleiner als der Bandabstand des Halbleitermaterial ist ($h \cdot \nu < E_g$), tragen nicht zur Ladungsträgererzeugung bei.
- Bei Photonen (Lichtquanten), deren Energie größer als der Bandabstand des Halbleitermaterials ist ($h \cdot \nu > E_g$), trägt die Überschussenergie ($h \cdot \nu - E_g$) zur Erwärmung der Zelle bei.
- Optische Verluste durch Abschattung durch Kontaktbahnen und Lichtreflexionen an der Zellenoberfläche (siehe **Bild 2.32d**).
- Ohmsche Verluste durch den Bahnwiderstand des Halbleitermaterialien und der Kontaktbahnen und Anschlußleitungen.
- Materialverunreinigungen, Oberflächeneffekte und Kristalldefekte.

2.4.2.3 Solarzellen-Module

Um für die unterschiedlichen Anwendungsbereiche geeignete Spannungen und Leistungen bereitstellen zu können, werden einzelne Solarzellen zu größeren Einheiten miteinander verschaltet. Die elektrisch miteinander verbundenen Solarzellen werden meist in transparentem Ethylen-Vinyl-Acetat eingebettet, mit einem Rahmen aus Aluminium oder Stahl versehen und frontseitig transparent mit Glas abgedeckt. Die typischen Nennleistungen solcher Module liegen bei 10 W_p bis 100 W_p . Die Kenndaten der Solarmodule beziehen sich auf die *Standardtestbedingungen* von 1000 W/m^2 Sonneneinstrahlung bei 25 °C Zelltemperatur. Die Nennleistung wird im praktischen Betrieb allerdings kaum erreicht, da Zelltemperaturen von über 70 °C nicht ungewöhnlich sind und dies den Wirkungsgrad deutlich reduziert.

Entsprechend der Kennlinie (**Bild 2.33**) wird das Produkt aus Strom und Spannung sowohl im Leerlauf ($U = U_{oc}$), als auch beim Kurzschluß ($I = I_{sc}$) zu Null. Dazwischen gibt es einen Punkt, an dem dieses Produkt maximal ist, der so genannte *Maximum Power Point (MPP)*. Hier wird die maximale Leistung abgegeben. Es wäre also erstrebenswert die Solarzelle immer oder wenigstens sehr nahe am MPP zu betreiben. Dazu benötigt man einen Impedanzwandler, der den Verbraucher vom Solargenerator trennt und immer den optimalen Arbeitspunkt des Solargenerators einstellt.

Je nach Anwendungsfall werden die Zellen durch Reihen- und Parallelschaltungen so kombiniert, daß die gewünschten Parameter Ausgangsspannung und Strom zur Verfügung stehen. Bei der Reihenschaltung von Solarzellen entsteht ein Problem, wenn einzelne Solarzellen abgeschattet werden, z. B. durch Verschmutzung. Diese Zellen liefern dann einen reduzierten Photostrom. Aufgrund der Reihenschaltung liefern dadurch auch die anderen Zellen nur diesen reduzierten Strom, d. h. die Ausgangsleistung des gesamten Moduls verringert sich deutlich. Außerdem wird die Zelle mit einer negativen Spannung bis maximal der Summe aller Leerlaufspannungen der anderen Zellen beansprucht, was zu dauerhaften Zerstörungen führen kann. Man beschaltet deshalb jede Solarzelle oder Solarzelleneinheit antiparallel mit einer Diode (**Bild 2.34**).

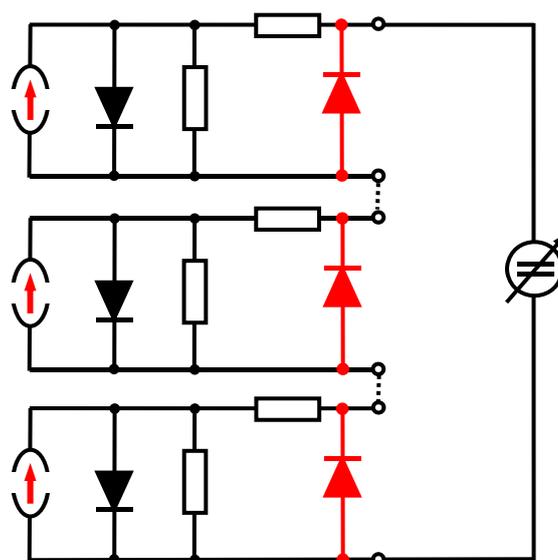


Bild 2.34 Reihenschaltung von Solarzellenmodulen mit einer antiparallelen Diode

2.4.3 Solarthermik

Hauptbestandteile einer Solaranlage sind

- die Solarkollektoren (Flachkollektoren oder konzentrierende Kollektoren),
- der Wärmeträger und
- der Wärmespeicher.

Abhängig von der Art der verwendeten Kollektoren unterscheidet man in

- Hochtemperaturanlagen und
- Niedrigtemperaturanlagen

Funktionsweise der Kollektoren

Sonnenstrahlung, die auf den Absorber trifft, wird überwiegend absorbiert und teilweise reflektiert. Durch die absorbierte Strahlung entsteht eine Erwärmung, die vom Absorber an die Wärmeträgerrohre weitergeleitet wird. Durch die Rohre strömt die Wärmeträgerflüssigkeit, welche die Wärme aufnimmt und zu den Verbrauchern transportiert. Mit Hilfe des Wärmespeichers werden Zeiten mit geringer oder ohne Sonnenstrahlung überbrückt.

Ideal wäre eine ständige Anpassung des Kollektors an den Sonnenstand, so daß die Sonnenstrahlen immer senkrecht auf die Oberfläche treffen – und so eine optimale Nutzung ermöglichen. Aufgrund der hohen Kosten einer ständigen Anpassung wird bei kleineren Anlagen als Kompromiß eine Ausrichtung nach Süden gewählt.

Hochtemperaturanlagen

Konzentratoren (Spiegel, Linsen) erhöhen die Strahlungsintensität auf die Absorberfläche (daher: konzentrierende Kollektoren oder Hochtemperaturkollektoren). Das reflektierende Material der Konzentratoren lenkt direkte Sonnenstrahlung auf eine relativ kleine Empfängerfläche, wodurch ein Arbeitsmedium auf eine hohe Temperatur gebracht wird. Die diffuse Strahlung kann in diesem Fall nicht genutzt werden. Die Konzentratoren müssen mit dem Sonnenstand mitgeführt werden, damit die Strahlen immer auf die Empfängerfläche gelenkt werden können. Mit diesen Kollektoren können Temperaturen deutlich über 100°C gewonnen werden: mind. 250-550°C bereits bei niedrigen Konzentrationsgraden und bis zu einigen 1000°C bei hohen Konzentrationsgraden. Bei kleineren Anlagen sind Parabolspiegel üblich. Große Anlagen bestehen aus einem Solarfeld mit vielen einzelnen nachführbaren Heliostaten.

Parabolrinnenkraftwerke (**Bild 2.35**)

Bei Parabolrinnen-Kraftwerken konzentrieren große Spiegel, die zu einem rinnenförmigen Kollektor zusammengefügt werden, das Licht auf eine Brennlinie. Mehrere Kollektoren werden in einer mehrere hundert Meter langen Reihe nebeneinander aufgestellt. Viele parallele Reihen wiederum formen das gesamte Solarkollektorfeld. Die einzelnen Kollektoren drehen sich um ihre Längsachse und folgen so dem Lauf der Sonne. Die Spiegel konzentrieren das Sonnenlicht mehr als 80-fach im Brennpunkt auf das Absorberrohr. Dieses ist zur Reduktion der Wärmeverluste in eine evakuierte Glashülle eingebettet. Eine spezielle selektive Beschichtung auf dem Absorberrohr verringert die Wärmeabstrahlung der Rohroberfläche. Bei den herkömmlichen Anlagen durchströmt ein spezielles Thermoöl das Rohr, das sich durch die Sonnenstrahlung auf Temperaturen von knapp 400 °C aufheizt.



a.



b.

Bild 2.35 a. Parabolspiegel, im Brennpunkt erkennbar ist eine Rohrleitung, in welcher der Wärmeträger fließt
b. Luftbild der solarthermischen Parabolrinnen-Kraftwerke bei Kramer Junction in der Mojave-Wüste in Kalifornien, USA (354 MW)

Diese Technik ist heute betriebssicher verfügbar. In Kalifornien speisen 9 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 354 MW in das elektrische Energieübertragungsnetz. Die Solarfelder haben eine Größe von 2,3 Mio. m². Der Jahreswirkungsgrad der Anlage liegt bei 10...15 %. Die Gesamtinvestition betrug 1,2 Mrd US\$.

Bei den heute zur Verfügung stehenden Parabolrinnen können bei einer Spannweite von 5,8 m und einer Modulreihenschaltung von 600 m Leistungen von ca. 1,7 MW_{th} und 0,5 MW_{el} erzeugt werden. Pauschal gilt die Regel: 1 km Parabolrinnenlänge ergibt eine Leistung von 1 MW_{el}.

Turm-Solarkraftwerke (**Bild 2.36**)

Ein Spiegelfeld besteht aus mehreren hundert bis einigen tausend einzelnen Heliostaten (= zweiachsig dem Sonnenstand nachgeführter Einzelspiegel). Sie lenken die Sonnenstrahlung auf einen zentralen Strahlungsempfänger (den Turm). In diesem Turm wird die Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt. Mit dieser Wärme wird entweder direkt im Turm Dampf erzeugt oder in einem externen Dampferzeuger, dem die Wärmeenergie vom Turm über einen Wärmeträger zugeführt wird. Es werden Konzentrationsverhältnisse von einigen 100 bis 1500 erreicht. Der Wärmeträger erreicht Temperaturen von 400...1000 °C.

Die Heliostaten werden entweder nördlich des Turmes (Nordfeld, bei Leistungen bis 10 MW_{th}) oder rund um den Turm herum angeordnet (Rundumfeld, bei größeren Leistungen).

Als Nachfolger der kalifornischen Anlage „Solar One“ wurde auf demselben Gebiet „Solar Two“ unter Verwendung von Anlagenteilen aus „Solar One“ errichtet. Der Receiver befindet sich in 91 m Höhe, auf den 1926 nachgeführte Heliostaten fokussiert werden. Als Wärmeträger dient das anorganische Salz (Kalium/Natrium-Nitrat), das auf 565 °C erhitzt wird. Speichertanks für die Salzschnmelze ermöglichen noch Stunden nach Sonnenuntergang die Dampferzeugung.

Sowohl die Parabolrinnentechnologie als auch Turm-Solarkraftwerke sind technisch durch verschiedene Prototypen erprobt. Bisher haben sie jedoch noch keine weit reichende Bedeutung bei der Elektroenergieerzeugung erlangt. Grundsätzlich kommen sie ohnehin nur in sehr sonnenreichen Teilen der Erde in Frage.

Um konstante Dampfzustände und einen konstanten Dampfmassenstrom auch bei schwankender solarer Einstrahlung zu erreichen, bieten sich zwei Verfahren an:

- Verwendung eines Wärmespeichers als Puffer oder
- Zusatzfeuerung z. B. mit fossilem Primärenergieträger.

Damit können bewährte und bekannte Techniken aus der Dampfkraftwerkstechnik (Turbinen, Generatoren, etc.) eingesetzt werden. Dies gilt sowohl für Parabolrinnen- als auch für Turm-Solarkraftwerke.

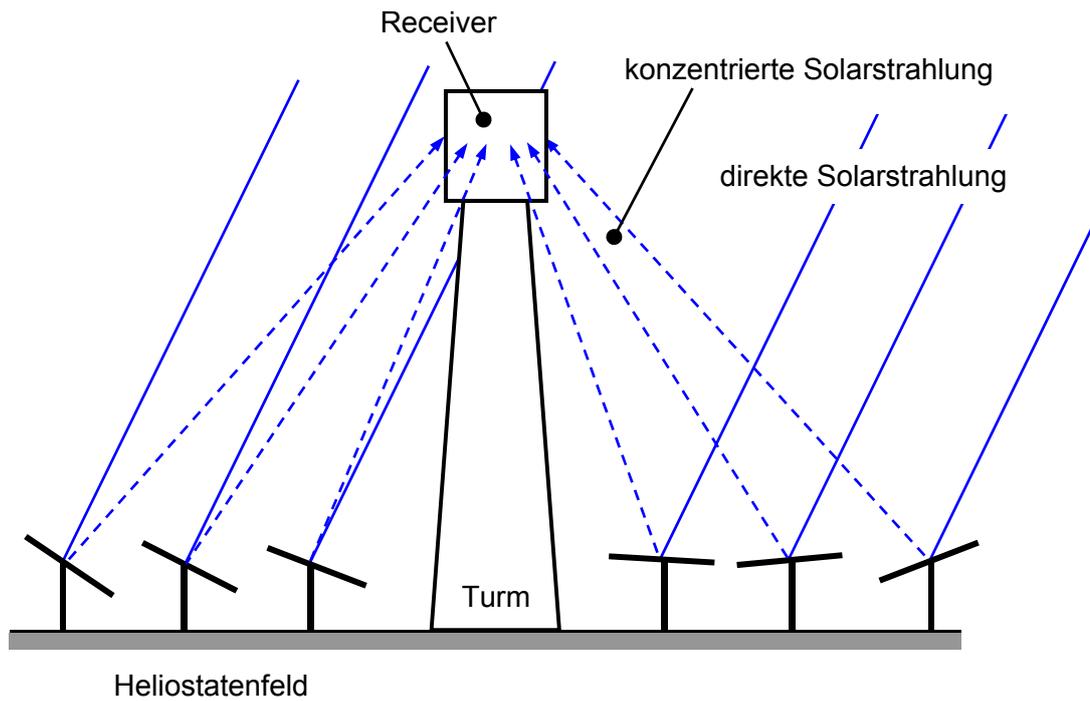


Bild 2.36 Aufbau und Funktionsprinzip von Turm-Solarkraftwerken

3 Umwandlung mechanischer Energie in elektrische Energie

Die großtechnische Umwandlung der von den Turbinen bereitgestellten mechanischen Energie in elektrische Energie erfolgt mit Drehstromsynchrongeneratoren, die einen Großteil der weltweit verbrauchten elektrischen Energie erzeugen. Daher kommt dem Verständnis ihres Betriebsverhaltens und ihrer Modellbildung besondere Bedeutung zu.

Das Drehstromsystem bietet folgende Vorteile:

1. Erzeugung eines Drehfelds mit ruhender Dreiphasenwicklung.
2. Erzeugung und Übertragung konstanter Wirkleistung, im Gegensatz zu der mit doppelter Netzfrequenz pulsierenden Leistung von Einphasengeneratoren.
3. Einsparung von Leitermaterial und geringe Verluste, da die Summe der Leiterströme bei symmetrischem Betrieb zu jedem Zeitpunkt Null ist, wodurch Rückleiter entfallen.
4. Transformierbarkeit und damit wirtschaftliche Übertragung großer Mengen elektrischer Energie über große Entfernungen.
5. Verfügbarkeit zweier Spannungen, je nach Schaltung des Verbrauchers.

In geringem Umfang werden zur Erzeugung elektrischer Energie auch Drehstromasynchrongeneratoren sowie einphasige Bahnstromgeneratoren (16,7 Hz) eingesetzt.

Die Frequenz der Wechselspannung beträgt 50 Hz (Europa) oder 60 Hz (USA) und stellt einen Kompromiß dar, dessen untere Grenze durch das Lichtflimmern, die Generatorbaugröße sowie die Anpassung an die Drehzahl von Dampfturbinen, und dessen obere Grenze durch die Reaktanzen (Spannungsabfall, Stabilität), Eisenverluste etc. bestimmt werden.

3.1 Aufbau von Vollpol- und Schenkelpolgeneratoren

Man unterscheidet zwischen Turbogeneratoren mit magnetisch nahezu rotationssymmetrischem Vollpoläufer und Schenkelpolgeneratoren mit ausgeprägten Läuferpolen, **Bild 3.1**.

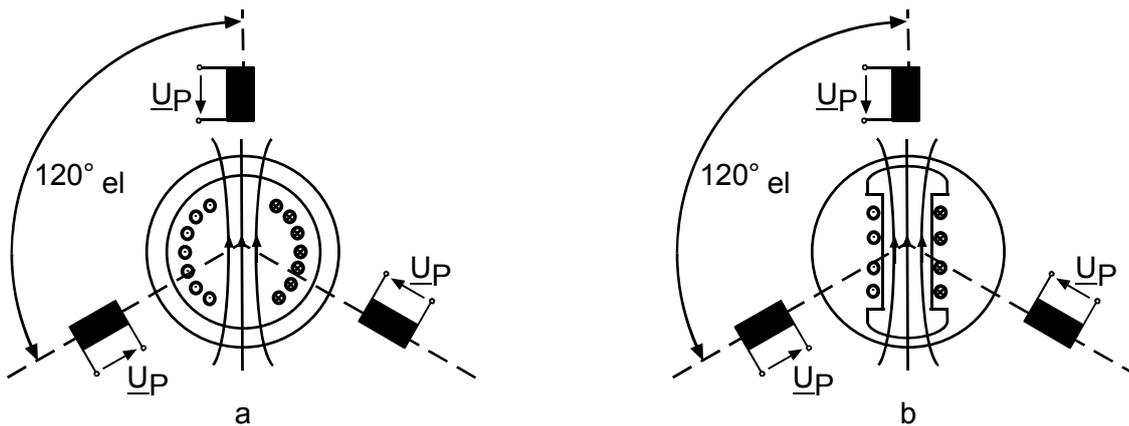


Bild 3.1 Synchrongeneratorbauarten
 a. Turbogenerator
 b. Schenkelpolgenerator

In Dampfkraftwerken werden gewöhnlich Turbogeneratoren in 2- und 4-poliger Ausführung eingesetzt. (Polpaarzahl $p=1$ bzw. 2), die bei 50HZ mit 3000 (1500)U/min und bei 60Hz mit 3600 (1800)U/min laufen. Turbogeneratoren besitzen einen Vollpoläufer mit verteilter Erregerwicklung. Die Grenzleistung von Turbogeneratoren wurde durch Wasserstoff- und Flüssigkeitskühlung bedeutend gesteigert. Heute sind Turbogeneratoren mit einer Leistung von 1300MVA bei 3000U/min in Betrieb. Die Grenzleistung luftgekühlter Generatoren liegt bei 350MVA, die Grenzleistung von Maschinen mit wasserdurchflossener Ständer- und Läuferwicklung beträgt für 2-polige Generatoren ca. 1700 MVA, für 4-polige Generatoren ca. 3000MVA.

Erfolgt der Antrieb der Generatoren durch Wasserkraftmaschinen, Diesel- oder Gasmotoren, so liegen die Drehzahlen im allgemeinen beachtlich unter 1500 Umdrehungen. Das erfordert den Einsatz von Schenkelpolmaschinen mit ausgeprägten Polen. Die größten Wasserkraftgeneratoren erreichen Einzelleistungen von einigen hundert MVA bei Läuferdurchmessern von über 20m. Der Läufer der Synchronmaschine, auch Polrad genannt, wird mit Gleichstrom erregt, den entweder eine auf der Läuferwelle sitzende Gleichstrom-Erregermaschine oder Gleichrichter mit ungesteuerten oder gesteuerten Halbleitern bereitstellen. Die erforderlichen Erregerleistungen erstrecken sich für zweipolige Turbogeneratoren von etwa 3kW bei 100kVA-Generatoren bis zu 3000kW bei einer 1000MVA-Maschine.

3.2 Wirkungsweise von Synchrongeneratoren

3.2.1 Der Synchrongenerator im Leerlauf

Die Gleichstromerregung erzeugt längs des Läuferumfangs eine zeitlich konstante, räumlich näherungsweise sinusförmige Verteilung der Normalkomponente der Induktion, **Bild 3.2**.

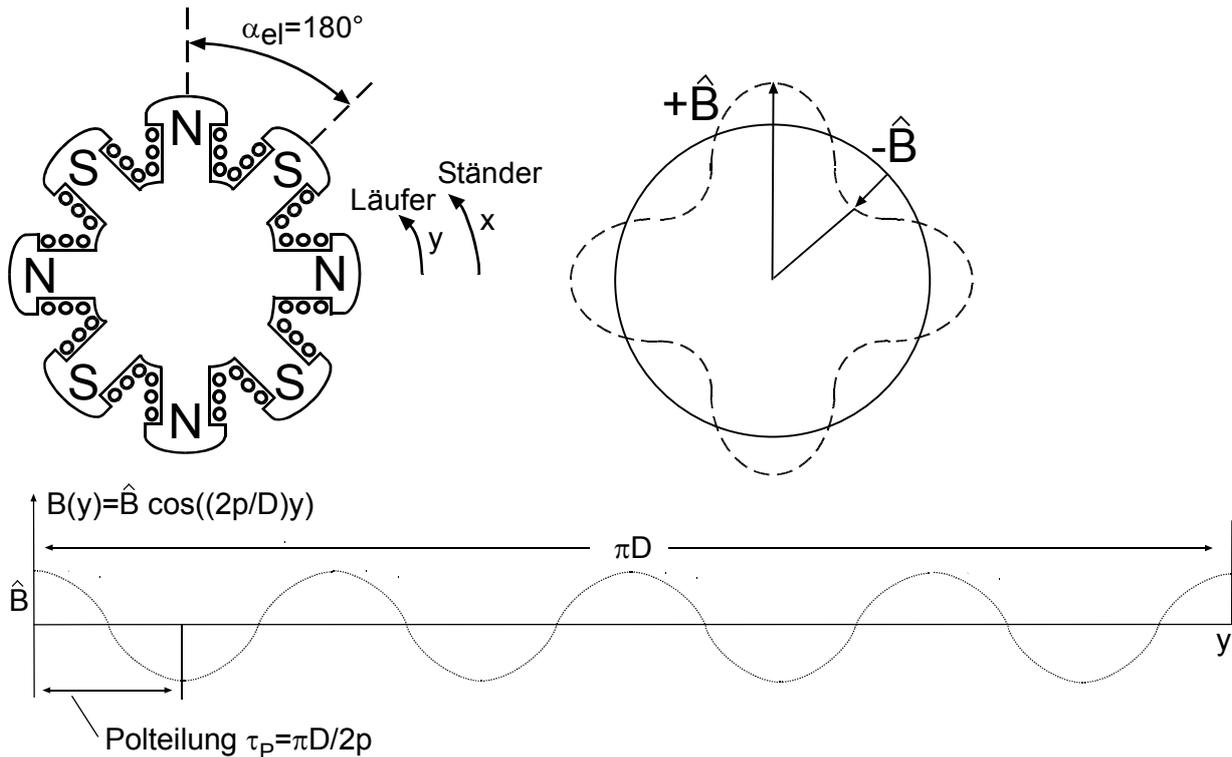


Bild 3.2 Grundschwingung der Luftspaltinduktion eines unbelasteten Synchrongenerators, Rechts Abwicklung

Die näherungsweise sinusförmige Verteilung der Induktion erreicht man bei Vollpoläläufern durch entsprechende Verteilung der Nutung längs des Läuferumfangs, bei Schenkelpoläläufern durch eine geeignete Formgebung der Polschuhe. Die Koordinate y gehört zu einem am Läufer, x zu einem am Ständer fixierten Koordinatensystem. Streng genommen ergibt sich bei der skizzierten Läuferdurchflutung eine trapezförmige Erregerfeldkurve, die nach Fourier in sinusförmige Grund- und Oberschwingungen zerlegt werden kann. Für das Verständnis des Betriebsverhaltens des Synchrongenerators im Netzbetrieb ist die Beschränkung auf die Grundschwingung erlaubt.

Versetzt man den Läufer durch ein an seiner Welle angreifendes mechanisches Moment in Drehung, so erzeugt die zeitlich konstante, räumlich sinusförmig am Läuferumfang verteilte Feldkurve $B(y)$ ein Drehfeld, das Läuferdrehfeld $b_L(x, t)$. Bei einem Drehfeld handelt es sich um eine magnetische Wanderwelle. Durch Auflösung der Beziehung $x = y + v t$ (mit $v = \pi D n/60$) nach y und Substitution in die Gleichung der Erregerfeldkurve $B(y)$, ergibt sich die Gleichung des Läuferdrehfeldes zu:

$$b_L(x, t) = \hat{B} \cos\left(\frac{2p}{D} x - \omega t\right) \quad \text{mit} \quad \omega = \frac{2p\pi n}{60} \quad (0.108)$$

Grundsätzlich kann man ein Drehfeld auf zwei Arten erzeugen:

1. Durch mechanische Drehung einer zeitlich konstanten, räumlich sinusförmig am Läuferumfang verteilten Feldkurve $B(y)$, z.B. Läufer einer Synchronmaschine.
2. Durch drei um 120° am Umfang räumlich versetzte Wicklungen, die von drei Wechselströmen mit 120° Phasenverschiebung durchflossen werden, z.B. Ständer einer Synchronmaschine.

In beiden Fällen sieht ein am Umfang ruhender Beobachter ($2\pi x/\delta = \text{const} = \varphi_0$) nur eine zeitlich veränderliche Flussdichte $b_L(t)$

$$b_L(t) = \hat{B}_L \cos(\varphi_0 - \omega t), \quad (0.109)$$

bzw. einen zugehörigen zeitlich veränderlichen Fluß $\Phi_L(t)$

$$\Phi(t) = \frac{\hat{B}_L L D}{p} \sin \omega t \quad (0.110)$$

Eine Ständerspule eines Synchrongenerators kann nicht unterscheiden, ob die Flussdichte $b_L(t)$ von einem umlaufenden, sinusförmig am Läuferumfang verteilten, gleichstromerregtem Magnetfeld oder von einer feststehenden, mit 50Hz gespeisten Erregerspule stammt, der zeitlich veränderliche Fluß $\Phi(t)$ induziert in einer Ständerspule mit der effektiven Windungszahl N_S die Quellenspannung

$$e_s(t) = -p N_S \frac{d\Phi}{dt} = -N_S b_L L D \omega \cos \omega t = \hat{E}_S \cos \omega t \quad (0.111)$$

Mit der Wahl der Wicklung R als Bezugsphase und unter Berücksichtigung der mathematisch positiven Zählrichtung für den Phasenwinkel ergeben sich die Spannungen der drei Wicklungen zu

$$e_R(t) = \hat{E} \cos \omega t \quad \underline{E}_R = |\underline{E}_R| e^{j0^\circ} \quad (0.112)$$

$$e_S(t) = \hat{E} \cos(\omega t + 240^\circ) \quad \underline{E}_S = |\underline{E}_R| e^{j240^\circ} = |\underline{E}_R| e^{-j120^\circ} \quad (0.113)$$

$$e_T(t) = \hat{E} \cos(\omega t + 120^\circ) \quad \underline{E}_T = |\underline{E}_R| e^{j120^\circ} = |\underline{E}_R| e^{-j240^\circ} \quad (0.114)$$

Aufgrund des symmetrischen Aufbaus gilt $e_R(t) + e_S(t) + e_T(t) = 0$ bzw. $\underline{E}_R + \underline{E}_S + \underline{E}_T = 0$. Für den unbelasteten Synchrongenerator erhält man folgendes Ersatzschaltbild:

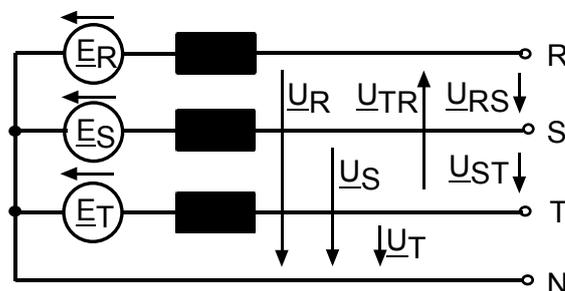


Bild 3.3 Vereinfachtes dreiphasiges Ersatzschaltbild eines leer laufenden Synchrongenerators

Außenleiterspannungen:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{RS} &= \underline{U}_R - \underline{U}_S \\ \underline{U}_{ST} &= \underline{U}_S - \underline{U}_T \\ \underline{U}_{TR} &= \underline{U}_T - \underline{U}_R\end{aligned}$$

Die Außenleiterspannungen reichen je nach Scheinleistung von 0,38kV bis 36kV.

3.2.2 Der Synchrongenerator bei Belastung

Unter Ankerrückwirkung versteht man die Tatsache, dass die Klemmenspannung eines Synchrongenerators bei Belastung stark einbricht oder auch ansteigt, je nach Phasenlage des Belastungsstroms. Dieses Betriebsverhalten lässt sich auf verschiedene Weise modellieren.

Bei Belastung fließen in den räumlich um 120° versetzten Ständerwicklungen elektrisch um 120° phasenverschobene Ströme, deren Hauptflüsse sich überlagern und zu einem Ständerdrehfeld ergänzen:

$$b_s(x, t) = \hat{B}_s \sin\left(\frac{x}{\tau_p} \pi - \omega t - \gamma\right) \quad (0.115)$$

Dabei ist γ der Winkel, um den der Strom einer Ständerwicklung der in dieser Wicklung vom Läufer induzierten Polradspannung E_p nacheilt.

In erster Näherung treten nur die Hauptflüsse durch den Luftspalt und überlagern sich dort zum Ständerdrehfeld. Die Streuflüsse sind jeweils nur mit ihrer eigenen Wicklung verknüpft.

Das Ständerdrehfeld induziert in jeder Ständerwicklung eine Spannung, die im Ersatzschaltbild entweder als induzierte Quellenspannung oder als Spannungsabfall dargestellt werden kann.

Schließlich induziert das Streufeld des Ständerstroms in den Streuinduktivitäten des Ständers noch die Ständerstreuspannung.

Insgesamt induzieren die verschiedenen Felder im Ständer folgende Spannungen:

$$b_L(x, t) \quad \underline{E}_p \quad \text{Polradspannung} \quad (0.116)$$

$$b_S(x, t) \quad \underline{E}_H \text{ bzw. } \underline{U}_H = jX_H \underline{I} \quad \text{Ankerrückwirkung} \quad (0.117)$$

$$b_\sigma(t) \quad \underline{E}_\sigma \text{ bzw. } \underline{U}_\sigma = jX_\sigma \underline{I} \quad \text{Streuspannungsabfall} \quad (0.118)$$

Damit ergeben sich die nachstehenden äquivalenten Ersatzschaltbilder und Zeigerdiagramme der Synchronmaschine bei ohmsch-induktiver Belastung, **Bild 3.4**.

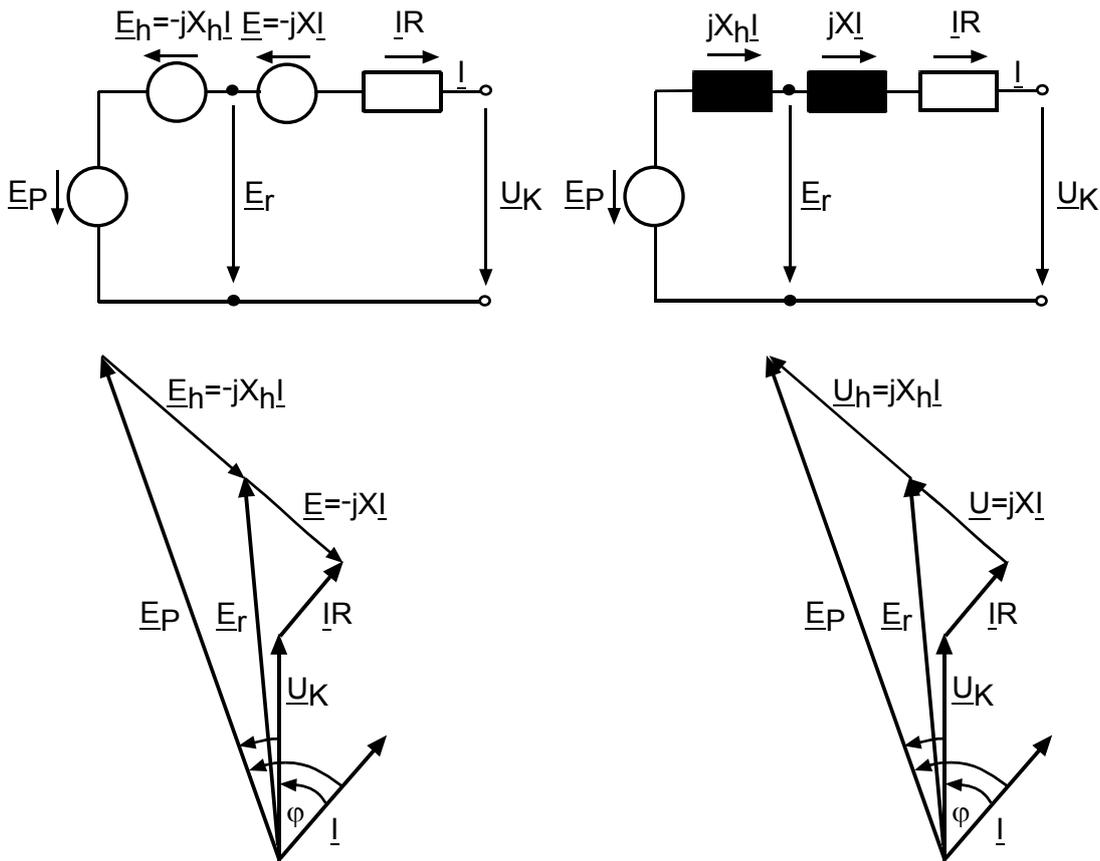


Bild 3.4 Ersatzschaltbilder und Zeigerdiagramme der Synchronmaschine bei ohmsch-induktiver Belastung, ν Polradwinkel
 a Modellbildung mit induzierten Quellenspannungen
 b Modellbildung mit Spannungsabfällen

Bei induktiver Belastung ist die vom resultierenden Drehfeld induzierte Spannung \underline{E}_r kleiner als die Polradspannung, da das Ständerdrehfeld das Polradfeld schwächt. Bei kapazitiver Belastung verstärkt das Ständerdrehfeld das Polradfeld, so dass die resultierende Spannung \underline{E}_r größer als die Polradspannung wird. Im ersten Fall sinkt die Klemmenspannung \underline{U}_K bei Belastung ab, im zweiten Fall nimmt sie zu. Um die Klemmenspannung konstant zu halten, muß die Polradspannung \underline{E}_P durch die Gleichstromerregung der Läuferwicklung bei induktiver Belastung erhöht (Übererregung), bei kapazitiver Belastung erniedrigt werden (Untererregung).

Nach Zusammenfassen der Ständerhaupt- und Streureaktanz zur synchronen Reaktanz $X_d = X_h + X_s$ und unter Voraussetzung eines gegenüber der synchronen Reaktanz vernachlässigbaren Widerstands der Ständerwicklung $R \ll X_d$, lässt sich für den Vollpolgenerator ein vereinfachtes Ersatzschaltbild angeben, **Bild 3.5**. Es stellt ein Spannungsquellenersatzschaltbild mit der Quellenspannung \underline{E}_P und dem Innenwiderstand X_d dar.

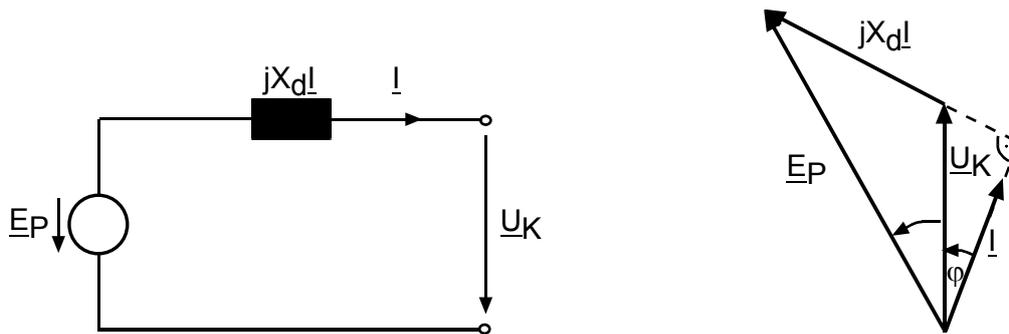


Bild 3.5 Vereinfachtes Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm eines Vollpolgenerators bei ohmsch-induktiver Belastung

Zusammenfassend lässt sich der Begriff der Ankerrückwirkung auf drei Arten interpretieren:

1. Ständer- und Läuferdrehfeld sowie die von ihnen induzierten Spannungen werden getrennt betrachtet, die Ankerrückwirkung ist dann die vom Ständerdrehfeld induzierte Spannung $\underline{E}_h = -jX_h \underline{I}$, **Bild 3.4 a**.
2. Die Ankerrückwirkung wird als Spannungsabfall $jX_h \underline{I}$ am Innenwiderstand H_h verstanden, **Bild 3.4 b**.
3. Ständer- und Läuferdrehfeld werden zum resultierenden Drehfeld überlagert, das die resultierende Spannung \underline{E}_r induziert.

Zum Schluss sei erwähnt, dass in den Betrachtungen Eisenverluste und Eisensättigung nicht berücksichtigt wurden, um den Einstieg nicht zu erschweren.

3.3 Stationäre Betriebszustände der Synchronmaschine

Führt man einer am Netz leer laufenden Synchronmaschine an ihrer Welle ein erhöhtes Antriebsmoment zu, gibt sie Energie ins Netz ab (Generatorbetrieb), belastet man die Welle mechanisch, so nimmt die Synchronmaschine Energie aus dem Netz auf (Motorbetrieb).

Die gegenüber Leerlaufbetrieb erhöhte Erregung der Synchronmaschine hat eine vermehrte Einspeisung induktiven Blindstroms ins Netz zur Folge und umgekehrt, d.h. bei Übererregung wirkt die Synchronmaschine wie ein Kondensator am Netz (Abgabe induktiver Blindleistung entspricht Aufnahme kapazitiver Blindleistung). Bei Verminderung der Erregerleistung gegenüber Leerlauf, verhält sich die Maschine durch induktive Blindstromaufnahme ähnlich einer Drosselspule. Definiert man die von einer Maschine abgegebene Leistung als positive Größe, lassen sich unter Berücksichtigung der Gleichung für die komplexe Scheinleistung

$$\underline{S} = \underline{U} \underline{I}^* \quad (0.119)$$

Vier charakteristische Betriebszustände der Synchronmaschine darstellen, die durch die Lage des Ständerstromzeigers in Bezug auf die reelle Klemmenspannung gegeben sind. Damit kön-

nen den einzelnen Quadranten der komplexen Zahlenebene folgende Betriebszustände zugeordnet werden, **Bild 3.6**. Der Unterschied Generator/Motor bezieht sich auf die Wirkleistung.

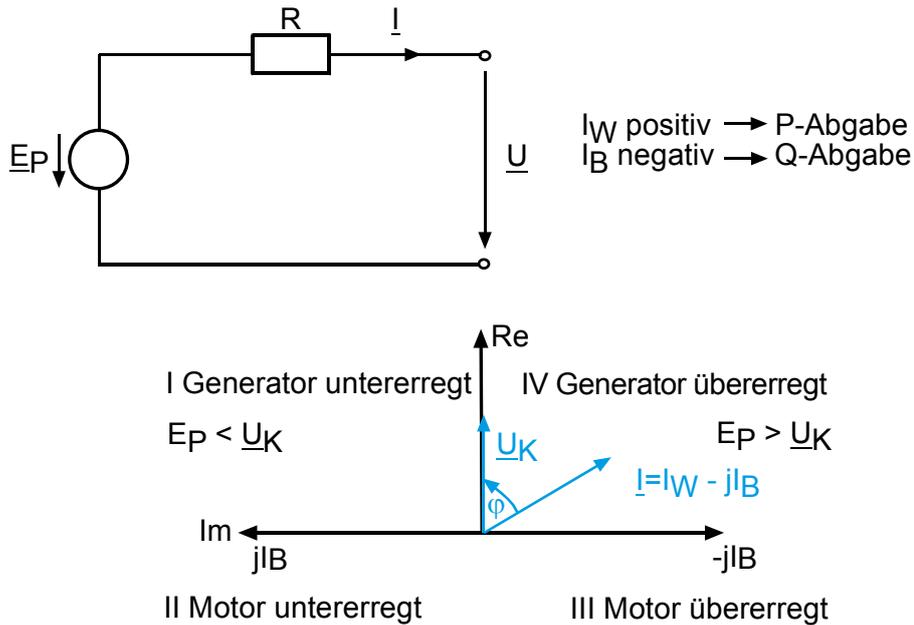


Bild 3.6 Betriebszustände der Synchronmaschine.

3.4 Phasenschieberbetrieb

Im Phasenschieberbetrieb läuft die Synchronmaschine als mechanisch unbelasteter Motor am Netz mit.

Bei rein induktiver Belastung der Maschine (Abgabe induktiver Blindleistung ins Netz) eilt der Ständerstrom der Klemmenspannung um 90° nach und erzeugt an der Hauptreaktanz einen zur Klemmenspannung parallelen Spannungsabfall, **Bild 3.7a**. Um der Schwächung des Polradfelds durch die Ankerrückwirkung und dem damit verbundenen Absinken der Klemmenspannung entgegenzuwirken, muß die Erregung gegenüber Leerlauf erhöht werden.

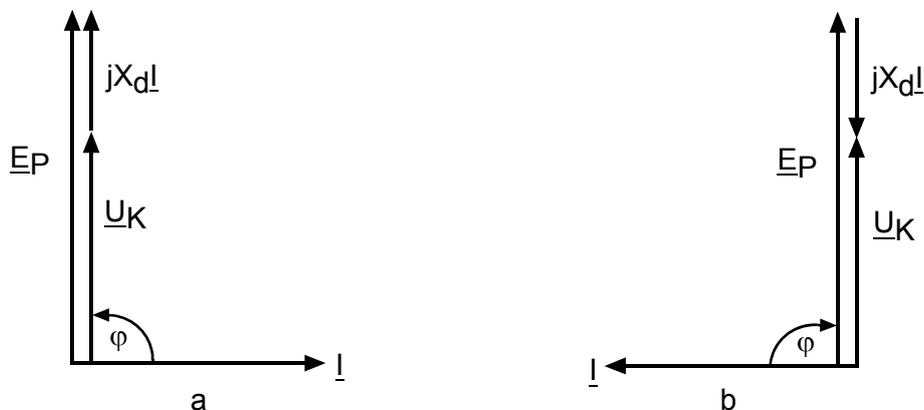


Bild 3.7 Phasenschieberbetrieb
 a Abgabe induktiver Blindleistung
 b Abgabe kapazitiver Blindleistung

Abgabe induktiver Blindleistung entspricht einer Aufnahme kapazitiver Blindleistung bzw. einem Kondensator am Netz.

Bei rein kapazitiver Belastung der Maschine (Abgabe kapazitiver Blindleistung ins Netz eilt der Ständerstrom der Klemmenspannung um 90° voraus und erzeugt an der Hauptreaktanz einen zur Klemmenspannung antiparallelen Spannungsabfall, **Bild 3.7b**. Um ein Anwachsen der Klemmenspannung durch die das Polfeld verstärkende Ankerrückwirkung zu vermeiden, muß die Erregung gegenüber Leerlauf verringert werden.

4 Literatur

- [1] A. J. Schwab
"Elektroenergiesysteme", 1. Auflage
Springer Verlag, 2006, ISBN 3-540-29664-6
- [2] D. Oeding, B. R. Oswald
"Elektrische Kraftwerke und Netze", 6. Auflage
Springer Verlag, 2004, ISBN 3-540-00863-2
- [3] E. Spring
"Elektrische Energienetze"
VDE Verlag GmbH, 2003, ISBN 3-8007-2523-1
- [4] R. Flosdorff, Günther Hilgarth
"Elektrische Energieverteilung", 8. Auflage
B.G. Teubner Verlag, 2003, ISBN 3-519-26424-2
- [5] P. Kundur
"Power System Stability and Control"
McGraw-Hill Inc., 1994, ISBN 0-07-035958-X
- [6] N. G. Hingorani, L. I. Gyugyi
"Understanding FACTS"
Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2000, ISBN 0-7803-3455-8
- [7] J. Specovius
"Grundkurs Leistungselektronik", 1. Auflage
Vieweg Verlag, 2003, ISBN 3-528-03963-9
- [8] K. Küpfmüller, W. Mathis, A. Reibiger
"Theoretische Elektrotechnik", 17. Auflage
Springer Verlag, 2006, ISBN 3-540-29290-X
- [9] H. Bode
"Matlab-Simulink – Analyse und Simulation dynamischer Systeme", 2. Auflage
G. G. Teubner Verlag, 2006, ISBN-10 3-8351-0050-5
- [10] C. Ong
"Dynamic Simulation of Electric Machinery using MATLAB/Simulink",
Prentice Hall PTR, 1998, ISBN 0-13-723785-5
- [11] L. Papula
"Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler, Band 1-3", 4. Auflage
Vieweg Verlag, 2001, ISBN 3-528-34937-9
- [12] L. Papula
"Mathematische Formelsammlung", 9. Auflage
Vieweg Verlag, 2006, ISBN 3-8348-0156-9

- [13] I. N. Bronstein, K. A. Semendjajew, G. Musiol, H. Mühlig
"Taschenbuch der Mathematik", 5. Auflage
Verlag Harry Deutsch, 2001, ISBN 3-8171-2015-X
- [14] E. Ivers-Tiffée, W. von Münch
"Werkstoffe der Elektrotechnik", 10. Auflage
Teubner Verlag, 2007, ISBN 978-3-8351-0052-7