

## R. Ressourcen und Energieströme

### R1 Energieträger: Reserven und Ressourcen

Fossile Energieträger sind Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle (fossa, -ae (*lat.*): der Graben). Sie bilden gemeinsam mit dem für die Nutzung der Kernspaltungsenergie nötigen spaltbaren Material wie Uran und Thorium bevorratete Energieträger, die in der Erdkruste lagern. Sie werden als **nicht-erneuerbare Energiequellen** bezeichnet, wenn man von der Erbrütung von z. B. Plutonium als spaltbarem Material absieht. Dabei wird unterschieden in Reserven und Ressourcen. **Reserven** sind Vorkommen in der Erdkruste, die nach dem heutigen Stand der (bergmännischen) Technik wirtschaftlich erschließbar sind. **Ressourcen** hingegen sind Vorkommen, die zwar durch geologische Erkundung nachweislich vorhanden sind, aber wirtschaftlich noch nicht nutzbar sind, weil z. B. ihr Abbau zu teuer ist. Reserven und Ressourcen bilden die gesamte derzeit bekannte bevorratete (fossile) Gesamt-Energiemenge (Bild R1-1). Hinzu kommen die sich immer wieder **erneuernden** („regenerativen“) **Energiequellen** (solange die Sonne als ihre Ursache ihren heutigen Strahlungszustand beibehält), nämlich die Möglichkeit der Energiegewinnung aus solarer Direkteinstrahlung, aus Windkraft, aus Wasserkraft zu Land und im Meer und aus Biomasse. Die Nutzung der Erdwärme ist genau genommen ebenfalls eine Nutzung eines Vorrats, nämlich der Restwärme aus der ursprünglich heißen Materie bei der Bildung der Erde und aus der Kernzerfallswärme der Materialvorräte mit natürlichem Kernzerfall im Erdinneren. Wegen der gegenüber den fossilen Energieträgern deutlich größeren zeitlichen Reichweite wird auch die Erdwärme zu den sich erneuernden Energiequellen gezählt.

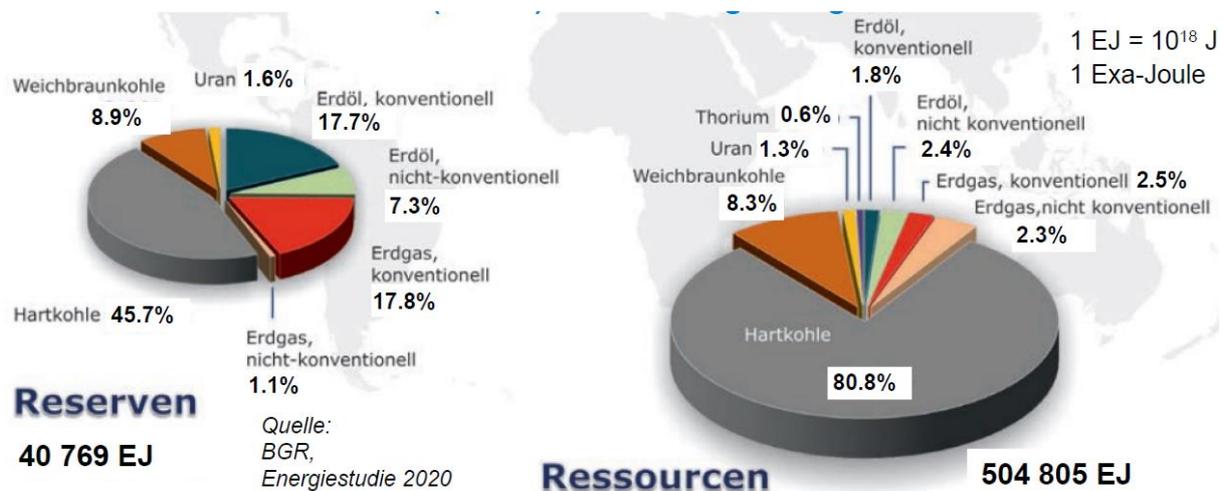
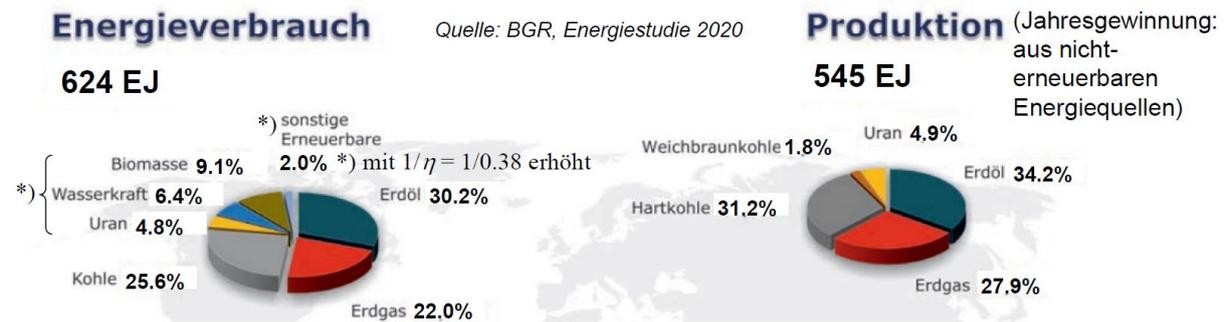


Bild R1-1: Weltenergiesreserven & Ressourcen 2019 für fossile Energieträger und spaltbares Material.

Den Energievorräten gegenüber stehen der jährliche Energieverbrauch unserer Weltbevölkerung aus erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Energiequellen und die weltweite „Energie-Produktion“ aus nicht-erneuerbaren Energiequellen (Bild R1-2). Etwa drei Viertel des Energieverbrauchs entfällt auf die zeitlich begrenzten Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas, wobei Erdöl, Steinkohle, Erdgas an 1., 2. und 3. Stelle stehen (Bild R1-3). Braunkohle fällt kaum ins Gewicht, außer für *Deutschland*, da es hier eine Energienutzung aus dem eigenen Land ist, die teure Importe vermeidet. Der mit 1/0.38 skalierte Anteil erneuerbarer Energien (ohne Wasserkraft, die zwar auch erneuerbar ist, aber als „klassische“, d. h. lange schon genutzte Energiequelle betrachtet wird) am weltweiten Energieverbrauch beträgt nur 11.1 %, wobei über 80 % davon auf der Nutzung biogener Brennstoffe (Biomasse: überwiegend Holz) beruht. Der mit 1/0.38 skalierte Anteil der Wasserkraft beträgt 6.4 % (Stand 2019).



**Bild R1-2:** Welt-Energieverbrauch & Produktion 2019: Bei der Nutzung der Verbrennungswärme von Kohle, Erdöl und Erdgas zur el. Stromerzeugung wird ein weltweit gemittelter Wirkungsgrad („bis zur Steckdose“) von 38 % angesetzt. Die Nutzung der Energie aus Uran, Wasserkraft, Biomasse und Sonstige (Wind, Photovoltaik ...) wird um diesen Faktor  $1/0.38$  erhöht im Bild links angegeben, um ihre Bedeutung für die Endverbraucher auf ein gleiches Niveau zu stellen. Tatsächlich wird ein wesentlicher Teil der Verbrennungswärme von Kohle, Erdöl und Erdgas auch direkt zum Heizen verwendet, wobei deutlich höhere Wirkungsgrade bis ca. 95 % im Bestfall gültig sind.

Bei der Angabe zu den genutzten „Energienquellen“ in Bild R1-2 aus Kernenergie, Wasserkraft, Biomasse, Wind- und Photovoltaikenergie wird die genutzte Energiemenge als „äquivalente Energiemenge“ angegeben. Es wird der tatsächliche Energiebeitrag als Primärenergie für ein fiktives thermisches Kraftwerk gleicher Nutzenergie mit einem Wirkungsgrad von ca. 38 % umgerechnet. Damit soll angegeben werden, wie viel Primärenergie aus fossilen Quellen nötig wäre, um diesen Nutzenergie-Beitrag zu erbringen.

**Beispiel R1-1:** Energienutzung aus Wasserkraft:

- Tatsächlich erzeugte el. Energie aus Wasserkraft weltweit im Jahr 2020: 4300 TWh,
- Äquivalente Primärenergie aus fossilen Trägern:  $4300 \text{ TWh} / 0.38 = 11\,300 \text{ TWh} = 40 \text{ EJ}$ ,
- Äquivalenter Anteil der Wasserkraft am Welt-Energieverbrauch:  $40 \text{ EJ} / 624 \text{ EJ} = 6.4 \%$

Um die von 7.75 Mrd. Erdbewohnern genutzte Energiemenge 624 EJ sich anschaulich zu machen, die „per capita“ (pro Kopf)

$$W = \frac{624 \cdot 10^{18}}{7.75 \cdot 10^9} = 79 \cdot 10^9 \text{ J/(Person \& Jahr)} \quad (\text{R1-1})$$

beträgt, vergleichen wir sie mit der jährlichen Energieeigenproduktion  $W_p$  jedes menschlichen Körpers, der auf Grund seiner mittleren Körpertemperatur  $37 \text{ }^\circ\text{C}$  (infolge von Nahrungsaufnahme und Verdauung) eine Wärmeleistung von ca.  $P = 100 \text{ W}$  hat.

$$W_p = P \cdot t_a = 100 \cdot 8670 \cdot 3600 = 3.1 \cdot 10^9 \text{ J/(Person \& Jahr)} \quad (\text{R1-2})$$

Mit (R1-1), (R1-2) erhalten wir  $W/W_p = 25$ : Jeder Mensch verbraucht an Energie etwa das 25-fache seiner eigenen Wärmeproduktion, und zwar für Heizen (inkl. Kochen), Kühlen, mechanische Arbeit (z. B. Wasserförderung oder Verkehrsmittel), Beleuchtung, Kommunikation, Dienstleistungen ... Würde dieser Energieverbrauch nur für Beleuchtung verwendet, so entspräche er einem Pro-Kopf-Energieverbrauch  $W$  von 25 Glühbirnen à 100 W, die das ganze Jahr leuchten!

Der allgemeine Trend der letzten Jahre (Quelle: BGR, Energiestudie 2020) zeigt einen Anstieg in den Reserven, da Abbauverfahren u. A. erschwinglicher werden, z. T. auch deshalb, weil „Energie“ teurer verkauft wird. Aber es wird eine Stagnation der Ressourcen festgestellt, d. h. man hat weltweit wohl einen Großteil der Lagerstätten fossiler Energieträger entdeckt. Die Ressourcen der nicht-erneuerbaren Energierohstoffe übertreffen deren Reserven um das 12.4-fache gemäß  $(\text{Bild R1-1}) 504\,805 \text{ EJ} / 40\,769 \text{ EJ} = 12.4$ . Die Relation der

Energiegewinnung/Jahr („Produktion“) als fossile und Kern-Primärenergie zur zugehörigen (fossilen) Gesamtenergiereserve beträgt 1:75, also eine „Reichweite“ von knapp 75 Jahren.

$$40\,769\text{ EJ} / 545\text{ EJ} \approx 74.8$$

(R1-3)

Bei Nutzung der Ressourcen beträgt diese Reichweite 928 Jahre, ist aber real wohl nur halb so groß, da die Weltbevölkerung sich vermutlich auf ca. 13 ... 14 Mrd. Menschen etwa verdoppeln wird (siehe Kap. B)! Die dadurch bedingte Zunahme des „Weltenergiehunger“ zeigt Bild R1-3. Der deshalb steigende Energiebedarf kann zwar mittelfristig (ca. 100 ... 200 Jahre) abgedeckt werden, aber die Frage der bedarfsgerechten Verfügbarkeit und der Klimabeeinflussung bei weiterer hauptsächlichlicher Nutzung fossiler Energieträger ist offen. Langfristig müssen hauptsächlich erneuerbare Energiequellen genutzt werden, wenn man die Nutzung der Kernspaltung aus erbrütetem spaltbarem Material vermeiden will, und/oder es gelingt die großtechnische Nutzung der Energie aus Kernverschmelzung.

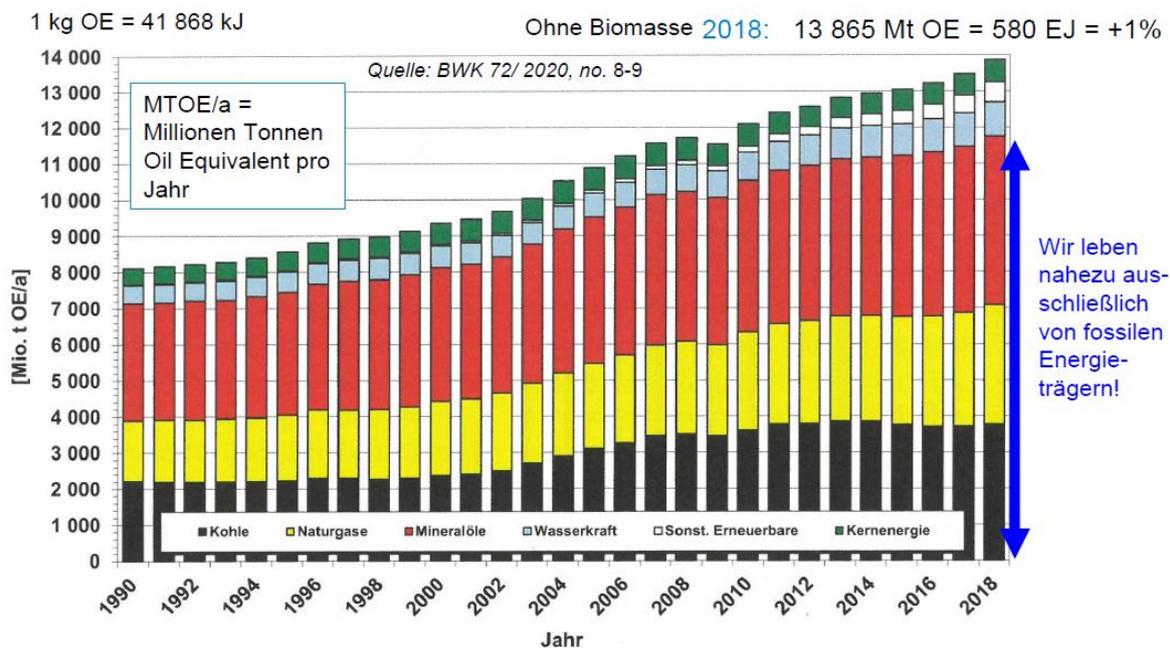


Bild R1-3: Primärenergieverbrauch der Welt nach Energieträgern, ohne Biomasse-Nutzung

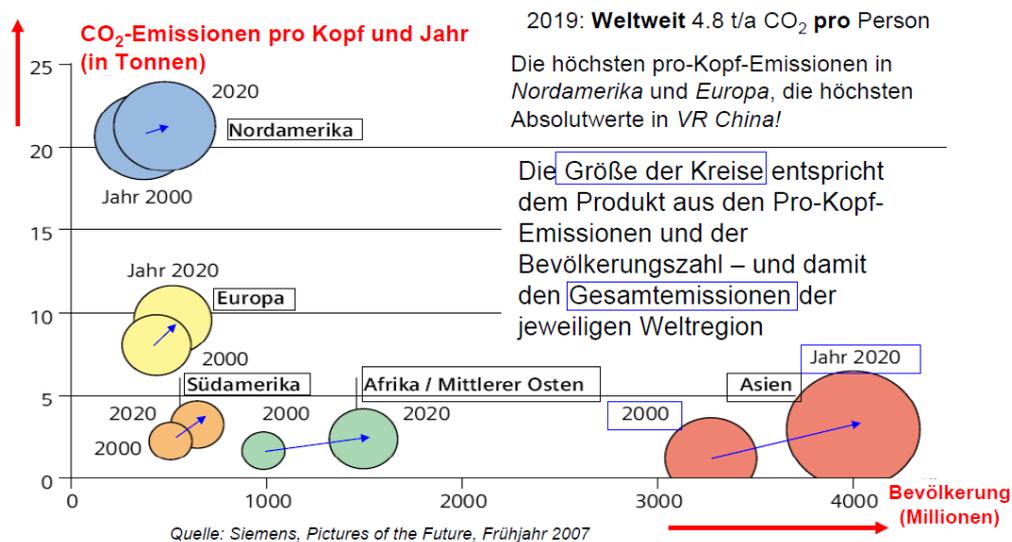
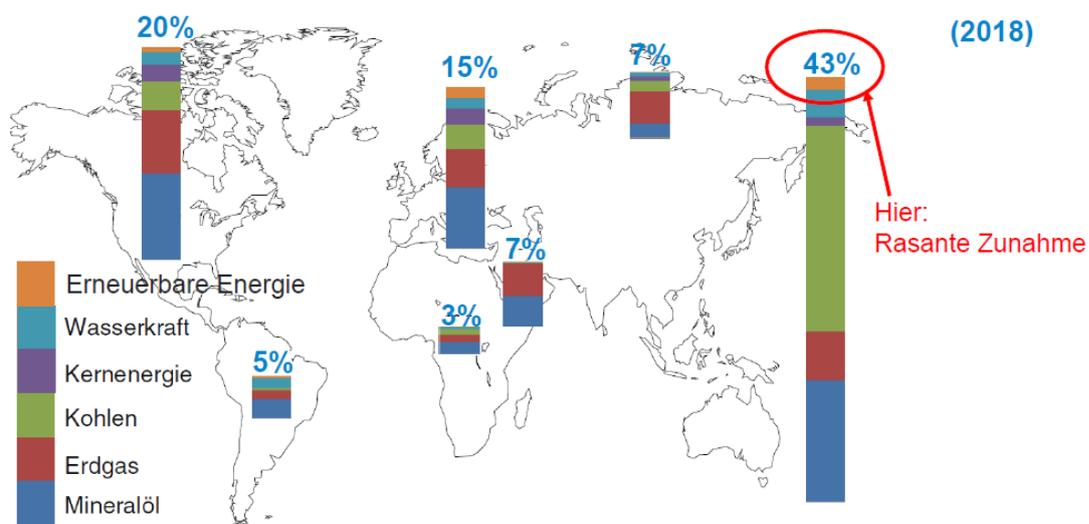


Bild R1-4: Weltweite CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf & Jahr (in Tonnen)

Der Wechsel von überwiegender Nutzung nicht-erneuerbarer Energiequellen hin zu erneuerbaren Quellen hat neben der Reichweitenbegrenzung auch die Dringlichkeit der

Verringerung der (bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern) frei gesetzten Mengen an  $\text{CO}_2$ . Dieses wurde vor Jahrmillionen im biogenen Ausgangsmaterial der fossilen Energieträger gebunden, wird nun bei deren Verbrennung progressiv freigesetzt und reichert sich in der Erdatmosphäre an. Im Verein mit  $\text{CO}_2$  aus z. B. Vulkantätigkeit behindert es, zusätzlich zum Wasserdampf (Dunst und Wolkendecke in der Atmosphäre), die infrarote Wärmeabstrahlung der Erde ins All, so dass sich die Luft-, Wasser- und Bodentemperatur langfristig erhöhen („Treibhauseffekt“). Diese Klimaveränderung (Kap. B) verändert die Bewohnbarkeit unseres Lebensraums voraussichtlich in vielfältiger und tw. nachteiliger Weise (zunehmende Versteppung und Wüstenbildung äquatornäherer Regionen, zu hohe Tagestemperaturen, ...). Der in Bild R1-4 dargestellte Trend aus 2007 hat sich leider so verwirklicht. Durch den hohen Bevölkerungszuwachs in Afrika und Asien und die voranschreitende Industrialisierung vor allem Asiens sind die Wachstumstreiber der  $\text{CO}_2$ -Produktion in absoluten Zahlen mittlerweile die Länder in Fernost, v. a. *VR China*, und die Länder im Subkontinent *Indien*. *VR Chinas* jährlicher Ausstoß von Treibhausgasen übersteigt mittlerweile die Emissionen aller entwickelten Länder (OECD-Staaten) zusammen, indem dieses bevölkerungsreichste Land der Erde 2019 allein 27% bzw. 14 Gigatonnen der weltweiten Emissionen an  $\text{CO}_2$ -Äquivalenten beigetragen hat, gefolgt von den USA mit 11 % und *Indien* mit 6.6 % auf den dritten Platz. *VR China* stützt seine Energieversorgung zu 60 % auf Steinkohle und hat daher weiterhin steigende Emissionen an  $\text{CO}_2$  mit einem erwarteten Maximum im Jahr 2030. Danach soll dort bis 2060 „Kohlendioxid-Neutralität“ erreicht werden. In diesem Zeitraum wird aber der  $\text{CO}_2$ -Ausstoß in den vielen anderen Ländern Fernosts, *Indiens*, aber auch *Afrikas*, steigen, wo sich die Bevölkerung bis 2050 verdoppelt (1945: 200 Mio., 2020: 1.3 Mrd., 2050: ca. 2.6 Mrd. Menschen). Das Energieverbrauchs-Wachstum liegt eindeutig in diesen Ländern (Bild R1-5). Auf Grund der weltweiten überwiegenden Nutzung fossiler Energieträger korreliert näherungsweise der  $\text{CO}_2$ -Ausstoß mit dem Energieverbrauch. Bild R1-4 zeigt daher auch die weltweit ungleiche Verteilung der Energienutzung und damit des Wohlstands. Während in *VR China* mittlerweile der pro-Kopf-Energieverbrauch den Welt-Mittelwert erreicht, hat *Europa* pro Kopf den doppelten Welt-Mittelwert, die *USA* den vierfachen Welt-Mittelwert und *Afrika* den halben Welt-Mittelwert. *Deutschland* trägt mit ca. 1 % der Weltbevölkerung zu 2 % am weltweiten  $\text{CO}_2$ -Ausstoß bei, was etwa dem jährlichen Zuwachs an  $\text{CO}_2$ -Ausstoß der *VR China* gleichkommt.



**Bild R1-5:** Weltweiter Primärenergieverbrauch nach Primärenergieträgern (Quelle: *PB Statistical Review of World Energy*, 2019).

## R2 Sonnenenergie

### R2.1 Solare Daten

Die Sonne ist der Stern, von dem wir leben. Die Erde ist im Mittel  $L = 1.497 \cdot 10^8$  km (ca. 150 Mio. km) von der Sonne entfernt. Der mittlere Sonnendurchmesser beträgt mit  $d = 1.39$  Mio. km etwa  $10^9$  Erddurchmesser. Die Masse der Sonne  $m$  mit  $1.98 \cdot 10^{30}$  kg beträgt 333 000 Erdmassen bei einer mittleren Dichte  $\gamma = m/(\pi \cdot d^3/6) = 1408 \text{ kg/m}^3$  (Bild R2.1-1). Die Sonne besteht zu 92.1 Vol-% aus elementarem Wasserstoff, der durch den hohen Gravitationsdruck zusammengeschoben wird, so dass die Wasserstoffatome ionisieren: die Atomkerne (= Protonen) und Elektronen sind getrennt und bilden infolge dieser vollständigen Ionisation ein „Plasma“, d. h. ein Gas von frei beweglichen Protonen und Elektronen.

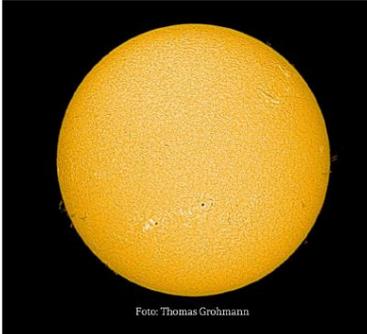
Entfernung zur Erde	$d_{SE} = 150 \cdot 10^6$ km			
Durchmesser	$d_S = 1.39 \cdot 10^6$ km (109 Erddurchmesser)			
Masse	$m_S = 1.98 \cdot 10^{30}$ kg (333 000 Erdmassen)			
Dichte $\gamma$	Im Mittel: 1 408 kg/m <sup>3</sup> Im Zentrum: 150 000 kg/m <sup>3</sup> (Fusionsbereich)			
Hauptbestandteile (Vol.-% / Masse-%)	92.1 % / 73.5 % Wasserstoff 7.8 % / 24.9 % Helium			
Strahlungsleistung $P$	$3.85 \cdot 10^{26}$ W in alle Richtungen $1.7 \cdot 10^{17}$ W extraterrestrisch Vergleich: durchschnittlicher Primärenergiebedarf/Zeit weltweit $2 \cdot 10^{13}$ W (2019)			
Alter	$4.6 \cdot 10^9$ a	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Verbleibende Leuchtdauer</td> <td><math>5.4 \cdot 10^9</math> a (mindestens)</td> </tr> </tbody> </table>	Verbleibende Leuchtdauer	$5.4 \cdot 10^9$ a (mindestens)
Verbleibende Leuchtdauer	$5.4 \cdot 10^9$ a (mindestens)			
Verbleibende Leuchtdauer	$5.4 \cdot 10^9$ a (mindestens)			

Bild R2.1-1: Astronomische Daten der Sonne

Die Sonne mit dem Radius  $r_S = 6.91 \cdot 10^8$  m strahlt je Sekunde einen Energiestrom (= Energie je Zeit)  $P_S = 3.85 \cdot 10^{26}$  W ab. Der mittlere Abstand des Erdmittelpunkts vom Sonnenmittelpunkt ist bei Vernachlässigung der leicht elliptischen Bahnkurve der Erde um die Sonne  $d_{SE} = 1.5 \cdot 10^{11}$  m, Bild R2.1-2. Bei Ankunft der Strahlung vor dem Eintritt in die Erdatmosphäre auf der Verbindungslinie Erde-Sonne durchtritt diese Strahlung die Kugelhüllfläche  $A_{SE}$  um Sonne mit dem Radius  $d_{SE}$ .

$$A_{SE} = 4\pi \cdot (d_{SE})^2 = 4\pi \cdot (1.5 \cdot 10^{11})^2 = 28.27 \cdot 10^{22} \text{ m}^2 \quad (\text{R2.1-1})$$

Daher tritt dort die Leistungsdichte  $S_E$  auf:

$$S_E = P_S / A_{SE} = 3.85 \cdot 10^{26} / (28.27 \cdot 10^{22}) = 1.362 \cdot 10^3 \text{ W/m}^2 = 1.362 \text{ kW/m}^2. \quad (\text{R2.1-2})$$

Dieser Wert ist bei genauerer Rechnung  $S_E = I_0 = 1.328 \text{ kW/m}^2$ .

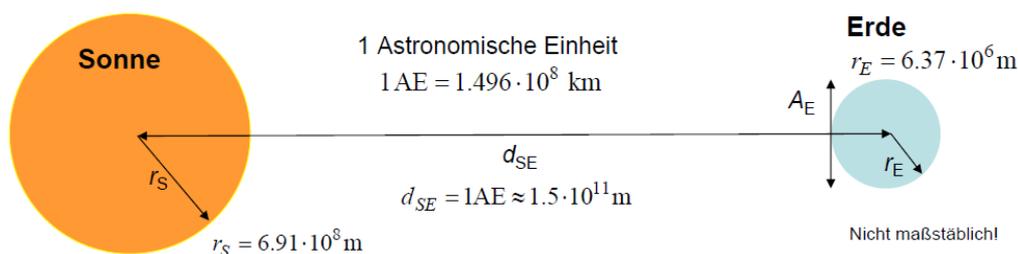


Bild R2.1-2: Sonne und Erde mit ihren geometrischen Kenngrößen.

Diese **extraterrestrische Solarkonstante**  $I_0 = 1.328 \text{ kW/m}^2$  bestimmt den extraterrestrisch die Erde erreichenden sekundlichen Energiestrom  $P_E$ . Das sind viele Lichtteilchen (Photonen) mit der Energie  $h \cdot f$  und Vielfachen als elektromagnetische Strahlung. Diese eingestrahelte Leistung auf der projizierten Erdoberfläche  $A_E = r_E^2 \cdot \pi = (6.37 \cdot 10^6)^2 \cdot \pi = 1.275 \cdot 10^{14} \text{ m}^2$  (Erdradius  $r_E = 6.37 \cdot 10^6 \text{ m}$ ) (Bild R2.1-2) hat den Wert

$$P_{E,0} = S_E \cdot A_E = 1.362 \cdot 10^3 \cdot 1.275 \cdot 10^{14} = 1.735 \cdot 10^{17} \text{ W}. \quad (\text{R2.1-3})$$

Diese eingestrahelte solare Leistung auf der Erde ist extraterrestrisch, also ohne Abdämpfung durch die Atmosphäre („air mass zero“ = AM0). Pro Jahr (1 Jahr =  $t_a = 365 \text{ Tage} = 8760 \text{ h}$ ) entspricht dies einer eingestrahelten Energiemenge von

$$W = P_{E,0} \cdot t_a = 1.735 \cdot 10^{17} \text{ W} \cdot 8760 \cdot 3600 \text{ s} = 53.6 \cdot 10^{23} \text{ J} = 53.6 \cdot 10^5 \text{ EJ} = 15 \cdot 10^8 \text{ TWh} \quad (\text{R2.1-4})$$

Bei einem jährlichen Welt-Primärenergiebedarf von Energieverbrauch p.a. (per annum) 2019  $W = 624 \text{ EJ}$  (Bild R1-2) erhält die Erde somit pro Jahr von der Sonne das  $W/W_E = 53.6 \cdot 10^5 / 624 = 8760$ -fache des jährlichen Energiebedarfs extraterrestrisch eingestrahlt. 30% dieser Sonneneinstrahlung werden an der Atmosphäre kurzweilig reflektiert. Die Erdoberfläche erreichen nur

$$P_E = 0.7 \cdot S_E \cdot A_E = 0.7 \cdot 1.362 \cdot 10^3 \cdot 1.275 \cdot 10^{14} = 1.215 \cdot 10^{17} \text{ W}. \quad (\text{R2.1-5})$$

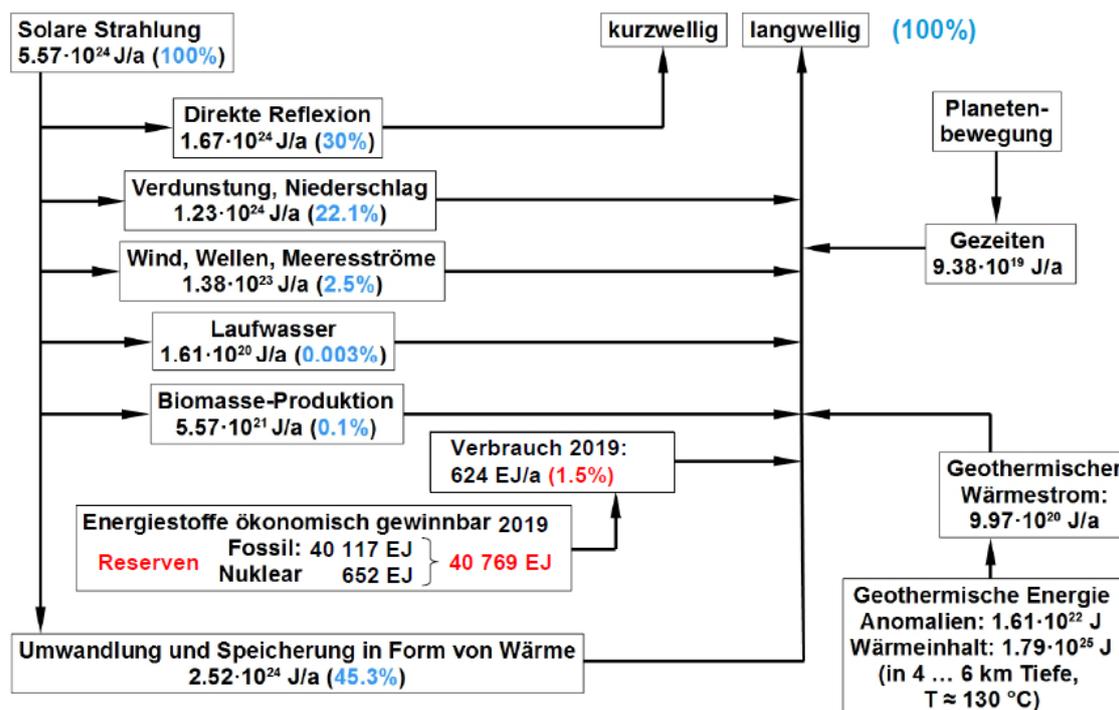


Bild R2.1-3: Energieflussbild der Erde.

Die auf die Erdoberfläche eingestrahelte Sonnenenergie von 70 % wird gemäß Bild R2.1-3 zu etwa 25 % für den Wasserkreislauf benötigt und zu 45 % zunächst in der Erdoberfläche gespeichert. Damit wird auf der Erde das lebensnotwendige, ausreichend hohe Temperaturniveau im Meer, an Land und in der Luft aufrecht erhalten, sowie der Antrieb für den Wasserkreislauf durch die Wasserverdampfung und der Antrieb für die Wind- und Meeresströmungen durch Erwärmung der Luft- und Wassermassen sichergestellt. Nur 0.1 % werden für die Biomasseproduktion über die Photosynthese und damit für das Pflanzenwachstum benötigt. Wasserkreislauf und warme Erdoberfläche geben diese 70 % der eingestrahelten Sonnenenergie nahezu vollständig in den Weltraum als Infrarot-Strahlung (Wärmestrahlung)

langwellig mit dem Maximalwert bei der Wellenlänge  $\lambda_m \approx 10^{-5}$  m entsprechend einer mittleren Erdoberflächentemperatur von ca. 27 °C (300 K) ab. Diese Wärmestrahlung hat nämlich bei 300 K die maximale Strahlung mit einer Lichtwellenlänge  $\lambda_m = 9.7 \mu\text{m} \approx 10^{-5}$  m (siehe Strahlungsgesetz Kap. G). Somit ist die Erde global im thermischen Gleichgewicht, denn die Gesamtenergie der Erde und ihre Temperatur sind konstant (abgesehen von der auf dieser Energieskala vernachlässigbar kleinen oben erwähnten Klimaerwärmung). Für die Naturabläufe schadlos kann ein global gesehen sehr kleiner Energieanteil zur direkten Nutzung durch den Menschen als Solarthermie und Photovoltaik verwendet werden.

## R2.2 Solare Kernfusion

Die Sonnen-Strahlungsleistung entsteht bei der Fusion von Wasserstoffkernen (Protonen) zu Heliumkernen im Sonnenplasma. Die Sonnen-, „Kern“-Temperatur beträgt „nur“ 15 Mio. K, so dass die thermische Geschwindigkeit der H-Kerne zu gering ist, um durch Stöße die *Coulomb*-Abstoßung zu überwinden und Fusion zu ermöglichen. Die dafür erforderliche Gastemperatur wäre  $T \approx 100 \dots 200$  Mio. K (siehe Abschnitt R10.). Voraussetzung für die Fusion ist die große Masse der Sonne. Ihre solare Gravitationskraft presst das Plasma im Inneren der Sonne so stark zusammen, dass dieser Druck  $2 \cdot 10^8$  bar die *Coulomb*-Abstoßung der positiv geladenen Wasserstoffkerne überwindet („Gravitationseinschluss“). Der hohe Gravitationsdruck im Sonneninneren bewirkt dort eine sehr hohe H-Teilchendichte  $150 \text{ kg/dm}^3$  (Bild R2.1-1) mit vielen Stößen, die zusammen mit dem quantenmechanischen Tunneleffekt, der kurz vor dem Zusammenstoß zweier H-Kerne wirkt, die Fusion ermöglicht. Die abstoßende *Coulomb*-Kraft zwischen je zwei Protonen wird somit durch die Gravitationskraft der Sonnenmasse überwunden, so dass je zwei Protonen zu einem Heliumkern verschmelzen können, wobei elektromagnetische Strahlung entsteht. Die nach außen drängende Strahlung übt einen nach außen gerichteten Strahlungsdruck auf das Sonnenplasma aus, entgegen der Wirkung der Gravitationskraft, so dass ein mechanisch und thermisch stabiler kugelförmiger Sonnen-Gasball entsteht mit nach außen abnehmender Gasdichte.

Strahlungsflussdichte in Erdentfernung	1.328 kW/m <sup>2</sup> „extraterrestrische Solarkonstante“ (Air Mass Zero AM0)
Edukte	$6.57 \cdot 10^{11}$ kg/s Wasserstoffkerne
Produkte	$6.53 \cdot 10^{11}$ kg/s Heliumkerne ( $\Rightarrow$ 99.4% der H-Kerne-Masse)
Massendefekt bei der Proton-Proton-Fusion	$\Delta m/\Delta t = -4.2 \cdot 10^9$ kg/s (= $1 - 0.994 = 1/164$ der H-Kerne-Masse) entspricht abgegebener Strahlungsleistung $P = (\Delta m/\Delta t) \cdot c_0^2$ $P = -3.85 \cdot 10^{26}$ W in alle Richtungen
Temperatur	Kern: $15.6 \cdot 10^6$ K      Oberfläche: $6 \cdot 10^3$ K = 6000 K

Tabelle R2.2-1: Fusion und Massendefekt in der Sonne

Die Masse des entstandenen He-Kerns ist um den Massendefekt  $\Delta m$  geringer als jene der beiden Wasserstoffkerne. Pro Sekunde verschmelzen ca. 657 Mio. Tonnen Wasserstoffkerne zu ca. 653 Mio. Tonnen Heliumkerne (Tab. R2.2-1). Der zugehörige „Massendefekt“  $\Delta M$  von 4.27 Mio. t entspricht gemäß  $W = \Delta M \cdot c_0^2$  einer frei werdenden Energie  $W = 38.5 \cdot 10^{25}$  J, die je Sekunde z. B. als zusätzliche kinetische Energie der Heliumkerne durch Stöße mit den anderen Teilchen den „Sonnenkern“ (bis ca. 25 % des Sonnenradius) auf etwa 15 Mio. Grad aufheizt. Der Masseverlust pro Jahr ist  $\Delta \dot{m} = 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 4.2 \cdot 10^9 = 132.4 \cdot 10^{15}$  kg/a. Die zu erwartende Gesamtlebensdauer der Sonne mit dieser Leuchtkraft beträgt (Bild R2.1-1) etwa  $t = 12.5 \cdot 10^9$  a. Der dabei auftretende prozentuale Masseverlust beträgt folglich nur  $(\Delta \dot{m} \cdot t) / m_S = (132.4 \cdot 10^{15} \text{ kg/a}) \cdot 12.5 \cdot 10^9 \text{ a} / (1.98 \cdot 10^{30} \text{ kg}) = 0.084\%$ . Da die Fusionsenergie

abgestrahlt wird, bleibt die Sonnentemperatur konstant. Der Sonnenoberflächenbereich („Photosphäre“) ist auf Grund des Temperaturgefälles „nur“ etwa 6000 K heiß. Die sich dort bei diesen hohen Temperaturen durch Stöße beschleunigt und abgebremst bewegenden elektrisch geladenen Teilchen strahlen elektromagnetische Wellen als Wärmestrahlung mit der Fusionsenergie  $W = 38.5 \cdot 10^{25}$  J je Sekunde als Strahlungsleistung  $P_S$  in das All ab, während sich das schwerere Helium im Kern der Sonne sammelt. In der die Sonne umgebenden „Chromosphäre“ rekombinieren die Protonen und Elektronen tw. wieder zu Wasserstoffatomen, so dass die Chromosphäre mit verdünntem Wasserstoffgas erfüllt ist. Die Temperatur, also die mittlere Geschwindigkeit der Atome, nimmt dort u. a. auf Grund von Stoßwellen im Gas wieder auf ca. 1 Mio. Grad zu. Protuberanzen („Sonnenfackeln“) als heiße Gaseruptionen, z. T. auch in Bögen entlang der magnetischen Feldlinien, reichen weit in den die Sonne umgebenden Raum hinaus (Bereich der „Sonnenkorona“ (lat. Krone)), so dass ein Teilchenstrom als Sonnenwind die Sonne verlässt.

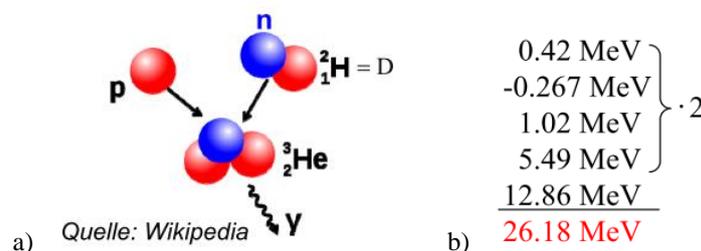
Die Fusionsreaktion ist eine „Proton-Proton-Reaktion“:



Zwei Protonen (Wasserstoffkerne) verschmelzen zunächst (R2.2-1) zu einem Deuterium-Kern  ${}^2_1\text{D}$ , einem Positron  $e^+$  und einem Elektron-Neutrino  $\nu_e$ . Das el. neutrales Neutrino  $\nu_e$  verlässt die Sonne trotz deren Magnetfeld und des el. geladenen Plasmas als Teilchenstrom ungehindert mit der Energie je Teilchen 0.267 MeV, die dem Fusionsprozess verloren geht. Das Positron zerstrahlt mit einem Elektron  $e^-$  aus dem Elektronenvorrat des vollständig ionisierten Wasserstoffgases als „Paarvernichtung“ von Materie und Antimaterie zu Licht (Gamma-Strahlung):  $e^+ + e^- \rightarrow 2\gamma + 1.02 \text{ MeV}$ . Diese beiden Lichtquanten  $2\gamma$  haben die Strahlungsenergie 1.02 MeV. Der Deuterium-Kern  ${}^2_1\text{D}$  fusioniert mit einem Proton  $p$  aus dem Protonenvorrat des vollständig ionisierten Wasserstoffgases zu einem Heliumkern  ${}^3_2\text{He}$  und Licht als einem Gamma-Quant  $1\gamma$  gemäß (R2.2-2)), wobei die frei werdende Fusionsenergie 5.49 MeV als kinetische Energie des He-Kerns und als Strahlungsenergie des Lichts auftritt (Bild R2.2-1a).



Anschließend fusionieren zwei dieser  ${}^3_2\text{He}$ -Kerne zu einem  ${}^4_2\text{He}$ -Kern, zwei Wasserstoffkernen und 12.86 MeV Fusionsenergie, die auf diese drei Teilchen als kinetische Energie verteilt ist (R2.2-3).



**Bild R2.2-1:** Fusion in der Sonne: a) Ein Deuterium-Kern fusioniert mit einem Proton  $p$  aus dem Protonenvorrat des vollständig ionisierten Wasserstoffgases zu einem Heliumkern  $\text{He}_3$  und Licht ( $\gamma$ -Quant); b) Energiegewinn der Fusion je  $\text{He}_4$ -Kern

Der Energiegewinn je  ${}^4_2\text{He}$ -Kern resultiert aus zwei Proton-Proton-Reaktionen gemäß Bild R2.2-1b zu 26.18 MeV.

### R2.3 Solares Strahlungsspektrum

Die spektrale Verteilung der Bestrahlungsstärke der Sonne ist sehr ähnlich wie die des „schwarzen Strahlers“, der dem *Planck'schen* Strahlungsgesetz gehorcht. Dieses Strahlungsgesetz (R2.3-1) (siehe Kap. G) gibt die spektrale, flächenspezifische Strahlung eines ideal „schwarzen Körpers“, der die Temperatur  $T$  hat, als Strahlungsintensität (Strahlungsleistung/Fläche)  $I = P/A$  im Wellenlängenintervall  $[\lambda, \lambda + d\lambda]$  an.

$$I_{\lambda}(\lambda, T) = \frac{2\pi \cdot h \cdot c_0^2}{\lambda^5} \cdot \frac{1}{e^{\frac{h \cdot c_0}{\lambda \cdot k \cdot T}} - 1} \quad (\text{R2.3-1})$$

$c_0 = 299\,792\,458$  m/s      Vakuumllichtgeschwindigkeit  
 $h = 6.625 \cdot 10^{-34}$  Js      *Planck'sches* Wirkungsquantum  
 $k = 1.3805 \cdot 10^{-23}$  J/K      *Boltzmann'sche* Konstante

Diese hypothetische Strahlungsquelle des schwarzen Strahlers ist somit ein geeignetes „Vergleichsnormal“ für die Sonne. Die gesamte je Flächeneinheit abgestrahlte Leistung  $P/A$  wird aus (R2.3-1) durch Integration über alle Wellenlängen  $\lambda$  berechnet (Kap. G) und ergibt das **Stefan-Boltzmann'sche Strahlungsgesetz** (R2.3-2).

$$P/A = \int_0^{\infty} I_{\lambda}(\lambda, T) \cdot d\lambda = \sigma \cdot T^4$$

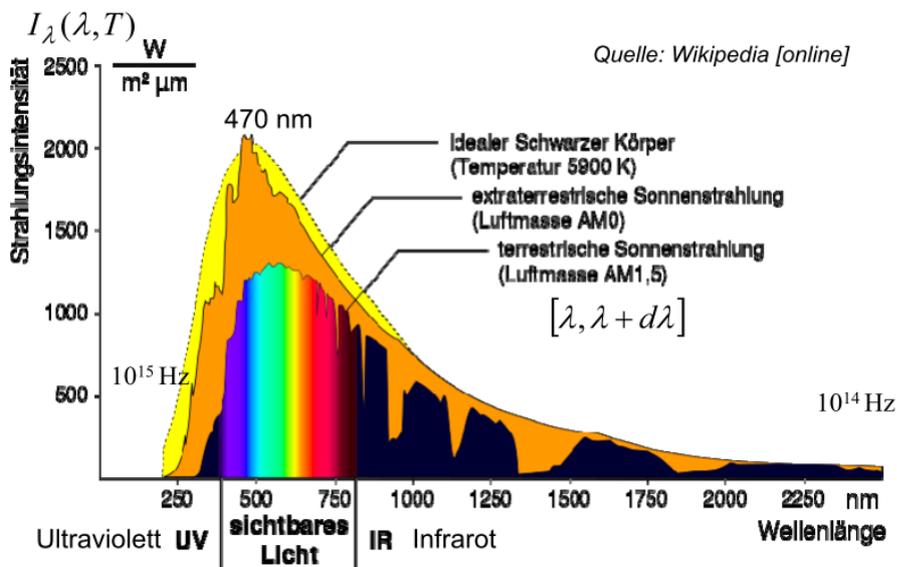
$$\sigma = \frac{2\pi^5 \cdot k^4}{15 \cdot h^3 \cdot c_0^2} = 0.56697 \cdot 10^{-7} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}^4} \quad \text{Stefan-Boltzmann-Konstante} \quad (\text{R2.3-2})$$

Die abgestrahlte Leistung  $P$  nimmt mit der vierten Potenz der Oberflächentemperatur des Strahlers „Sonne“ zu. Mit ihrer Strahlungsleistung  $P_S = 38.5 \cdot 10^{25}$  W und dem Sonnenradius  $r_S = 0.696 \cdot 10^9$  m erhalten wir ihre Oberflächentemperatur rechnerisch zu 5737 K, was etwas zu klein ist.

$$A_S = 4\pi \cdot r_S^2, \quad P_S = A_S \cdot \sigma \cdot T^4 \Rightarrow T = 5737 \text{ K} \quad (\text{R2.3-3})$$

Die Strahlungsleistung pro Flächeneinheit an der Sonnenoberfläche folgt gemäß

$$P_S / A_S = \sigma \cdot T^4 = 0.56697 \cdot 10^{-7} \cdot 5737^4 = 61418539 \text{ W/m}^2 \approx 61400 \text{ kW/m}^2.$$



**Bild R2.3-1:** Gemessenes solares extraterrestrisches (Air Mass AM0) und terrestrisches (Air Mass AM1.5) Strahlungsspektrum im Vergleich zum berechneten Spektrum des schwarzen Strahlers (R2.3-1) für  $T = 5900$  K

Das Strahlungsmaximum von (R2.3-1) bei konstanter Temperatur  $T$  des schwarzen Strahlers tritt gemäß  $dI_{\lambda}(\lambda)/d\lambda = 0$  bei der Wellenlänge  $\lambda_m$

$$\lambda_m = \frac{h \cdot c_0}{4.9621 \cdot k \cdot T} \Rightarrow \lambda_m \cdot T = \frac{h \cdot c_0}{4.9621 \cdot k} = 2.8978 \cdot 10^{-6} \text{ K} \quad (\text{R2.3-4})$$

auf, die sich bei höheren Temperaturen  $T$  zu kleineren Werten  $\lambda_m$  verschiebt (**Wien'sches Verschiebungsgesetz** (Kap. G)). Das gemessene extraterrestrische Sonnenspektrum hat sein Maximum im für das menschliche Auge sichtbaren Wellenlängenbereich bei der Wellenlänge  $\lambda_m = 470 \text{ nm}$ , was über das **Wien'sche Verschiebungsgesetz** auf  $T = 6166 \text{ K}$  führt. Die Differenz zu  $5737 \text{ K}$  ist darauf zurückzuführen, dass die Strahlung der Sonne nicht nur thermische Strahlung infolge der durch Stöße beschleunigten Ionen im Plasma enthält, sondern auch Zyklotronstrahlung kreisender elektrisch geladener Teilchen im Magnetfeld der Sonne und einen Strahlungsanteil durch Plasmaschwingungen in der solaren Photosphäre. In Bild R2.3-1 sind das gemessene solare extraterrestrische (Air Mass AM0) und terrestrische (Air Mass AM1.5) Strahlungsspektrum im Vergleich zum berechneten Spektrum des schwarzen Strahlers (R2.3-1) für die Sonnenoberflächentemperatur  $T = 5900 \text{ K}$  dargestellt. Die Unterschiede bei  $I_\lambda$  zwischen AM0 und AM1.5 werden in R2.4 erläutert.

## R2.4 Sonnenstrahlung auf der Erde

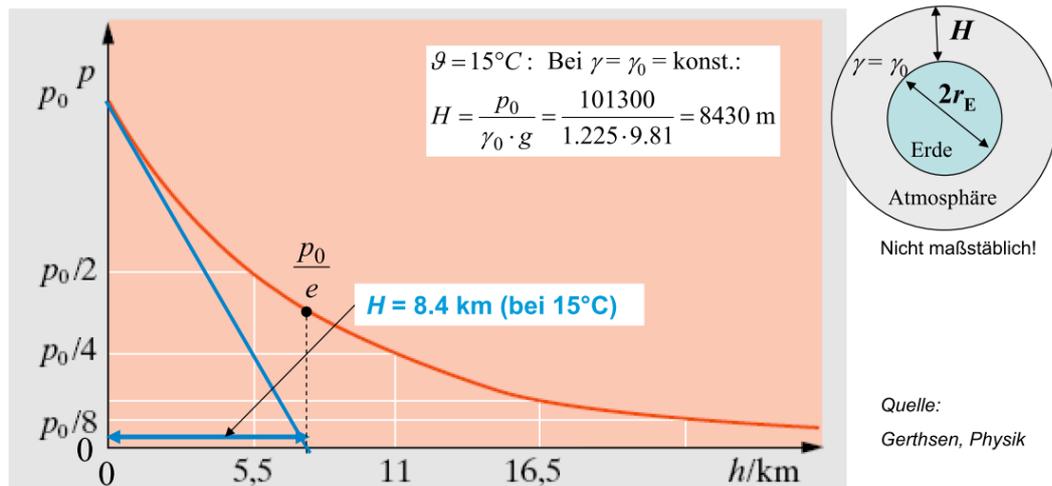
Wird die Atmosphäre als isothermes „ideales Gas“ (Kap. G) betrachtet, das auf Grund seiner Temperatur expandiert, und wird seine Ausdehnung in die Höhe  $h$  entgegen der auf die Atmosphärenteilchen wirkenden Schwerebeschleunigung  $g$  damit berechnet, so nehmen Dichte  $\gamma$  und Druck  $p$  in der Atmosphäre mit steigender Höhe  $h$  exponentiell ab (Bild R2.4-1).

$$p(h) = p_0 \cdot e^{-h/H}, \quad \gamma(h) = \gamma_0 \cdot e^{-h/H} \quad \text{„barometrische“ Höhenformel} \quad (\text{R2.4-1})$$

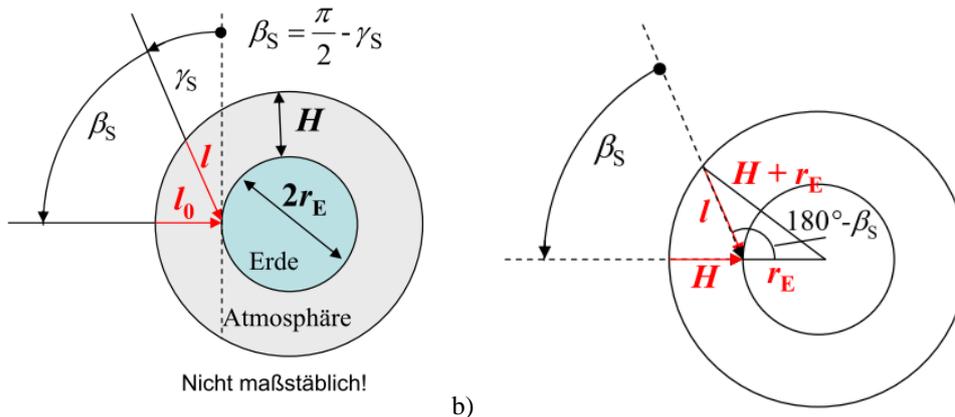
Die Abkürzung  $H = p_0 / (\gamma_0 \cdot g)$  heißt „Skalenhöhe“. Der mittlere Luftdruck der Atmosphäre (der „atmosphärische Druck“) auf Meereshöhe beträgt standardmäßig  $p_0 = 101\,300 \text{ Pa} \approx 1 \text{ bar}$ , die zugehörige Luftdichte bei  $15^\circ\text{C}$   $\gamma_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$ . Gemäß (R2.4-1) haben bei  $h = H$  der Luftdruck  $p$  und Luftdichte  $\gamma$  (bei konstanter Lufttemperatur  $\vartheta$ ) gegenüber den Werten auf der Erdoberfläche ( $p_0, \gamma_0$ ) um  $1/e$  abgenommen. Als Ersatz für diese exponentiell abnehmende Lufthülle verwendet man eine Lufthülle mit konstanter Dichte  $\gamma_0$ , deren Dicke  $D$  bei gleicher Luftmasse  $M$  (bezogen auf eine ebene Bodenoberfläche  $A$ ) gemäß

$$M / A = \int_{h=0}^{\infty} \gamma(h) \cdot dh = \gamma_0 H \cdot \int_{h=0}^{\infty} e^{-h/H} \cdot d(h/H) = \gamma_0 \cdot H \quad (\text{R2.4-2})$$

die Skalenhöhe ist:  $D = H$  (Bild R2.4-1), und die bei  $15^\circ\text{C}$  ca.  $H = 8.4 \text{ km}$  beträgt.



**Bild R2.4-1:** Der Luftdruck  $p$  in der Atmosphäre nimmt exponentiell mit der Höhe ab. Als „Skalenhöhe“  $H$  wird jene Atmosphärenschichtdicke  $H$  bezeichnet, bei der Luftdruck  $p$  und Luftdichte  $\gamma$  (bei konstanter Lufttemperatur  $\vartheta$ ) gegenüber den Werten auf der Erdoberfläche ( $p_0, \gamma_0$ ) um  $1/e$  abgenommen haben. Die Skalenhöhe beträgt  $H = 8.4 \text{ km}$  bei  $\vartheta = 15^\circ\text{C}$ .



a)

b)

**Bild R2.4-2:** Modell der Atmosphäre mit der konstanten Dicke der Skalenhöhe: a) Weg der Sonnenstrahlung durch die Atmosphäre  $l$  bei einer Winkelhöhe  $\gamma_S$  der Sonne über dem Horizont (gestrichelte Linie), b) Bestimmung von  $l$  aus den Größen gemäß a).

Wir bestimmen für das Atmosphärenmodell Bild R2.4-2a die Länge des Wegs  $l$  der Sonnenstrahlung durch die Atmosphärenhülle der Dicke  $H$ , wenn die unendlich ferne Sonne (= parallel einfallende Sonnenstrahlen) einer Winkelhöhe  $\gamma_S$  über dem Horizont hat. Die zugehörigen Abmessungen aus  $l$ , dem Erdradius  $r_E$  und der Gesamtlänge  $H + r_E$  ergeben ein schiefwinkliges Dreieck mit dem Winkel  $180^\circ - \beta_S$  im betrachteten Aufpunkt, wo die Strahlung auf die Erdoberfläche auftrifft (Bild R2.4-2b). Der Cosinus-Satz für dieses Dreieck

$$(r_E + H)^2 = r_E^2 + l^2 - 2 \cdot r_E \cdot l \cdot \cos(180^\circ - \beta_S) \quad (\text{R2.4-3})$$

führt auf eine quadratische Gleichung für  $l$ ,

$$l^2 + 2 \cdot r_E \cdot l \cdot \cos \beta_S - (r_E + H)^2 + r_E^2 = 0, \quad (\text{R2.4-4})$$

die mit dem Wurzelsatz von *Vieta* gelöst wird,

$$l_{1,(2)} = -r_E \cdot \cos \beta_S \pm \sqrt{r_E^2 \cdot \cos^2(\beta_S) + (r_E + H)^2 - r_E^2}, \quad (\text{R2.4-5})$$

wobei die negative Lösung  $l_2$  unphysikalisch ist. Der kürzeste Weg  $l = l_0 = H$  tritt bei  $\beta_S = 0^\circ$  auf. Als „Luftmasse“ („*Air Mass*“) **AM** wird das relative Maß für die Länge des Wegs  $l$ , den das Licht der Sonne durch die Erdatmosphäre bis zum Erdboden zurücklegt, definiert als **AM** = Verhältnis der Weglänge  $l$  zur Minimal-Weglänge  $l_0 = H$  bei senkrechtem Lichteinfall.

$$\text{AM} = \frac{l}{l_0} = \frac{-r_E \cos \beta_S + \sqrt{(r_E + H)^2 - (r_E \sin \beta_S)^2}}{H} \quad (\text{R2.4-6})$$

AM 0:  $l = 0$ : Strahlung ohne Schwächung durch Atmosphäre.

AM 1:  $l = l_0$ : Senkrechter Einfall auf die Erdoberfläche

AM 1.5:  $l = 1.5 \cdot l_0$ : Einfallswinkel  $\beta_S = 48^\circ$ , bezogen auf Senkrechte.

Steht die Sonne nur noch knapp über dem Horizont ( $\beta_S = 90^\circ$ ), ist der Weg ihrer Strahlung durch die Atmosphäre am längsten und wird am stärksten abgeschwächt. Es ergibt sich wegen  $\beta_S = 90^\circ$ :  $\text{AM}_{\max} = 38.96$  ein Weg  $l_{\max} = 38.96 \cdot H$ . Tatsächlich ist die Atmosphärendicke  $H$  klein gegenüber dem Erdradius  $r_E$ :  $H/r_E = 8.4/6370 = 0.0013 \ll 1$ .

Daher folgt mit der Näherungsformel  $(1+x)^2 \Big|_{x \ll 1} \approx 1+2x$  aus (R2.4-6)

$$\text{AM} = -\frac{r_E}{H} \cdot \left( \cos \beta_S - \sqrt{\cos^2(\beta_S) + \left(\frac{H}{r_E} + 1\right)^2} - 1 \right) \approx \frac{r_E}{H} \cdot \cos \beta_S \cdot \left( -1 + \sqrt{1 + \frac{2}{\cos^2(\beta_S)} \cdot \frac{H}{r_E}} \right).$$

Mit der weiteren Näherungsformel  $\sqrt{1+x} \Big|_{x \ll 1} \approx 1+x/2$  folgt

$$AM \approx \frac{r_E}{H} \cdot \cos \beta_S \cdot \left( -1 + 1 + \frac{1}{\cos^2(\beta_S)} \cdot \frac{H}{r_E} \right) = \frac{1}{\cos \beta_S} \quad \text{bzw.} \quad AM \approx \frac{1}{\cos \beta_S} = \frac{1}{\sin \gamma_S} \quad (\text{R2.4-7})$$

Diese Vereinfachung ist nur gültig für  $\beta_S < 60^\circ$  bzw. Sonnenstandshöhen  $\gamma_S > 30^\circ$ . Andernfalls erhielte man bei der Sonne am Horizont einen unendlich langen Lichtweg durch die Atmosphäre.

Die Erdoberfläche wird von einem abgeschwächten Anteil der Strahlungsleistung der Sonne erreicht, denn Wolken und Nebel in der Atmosphäre verhindern infolge Reflexion und Absorption ein ungehindertes Einstrahlen. Die senkrecht von der Sonne her kommend auf die Erdoberfläche auftreffende Sonneinstrahlung bei „air mass one“ (AM1) legt den kürzesten Weg durch die Atmosphäre zurück. Die Abschwächung ist am geringsten. Wenn der Einfallswinkel der Strahlung von der Normalenrichtung abweicht, legt die Strahlung einen längeren Weg durch die Lufthülle zurück; die Abschwächung nimmt zu. Diese Verringerung von  $I_\lambda$  auf der Erdoberfläche („terrestrisch“) ist in Bild R2.3-1 für den typischen Wert AM1.5 gegenüber der außerhalb der Erdlufthülle („extraterrestrisch“, AM0) auftretenden Strahlung dargestellt.

Die Abschwächung der aus dem Weltall eintreffenden Strahlung in Normalrichtung durch den Einfluss der Atmosphäre ist bedingt durch kurzwellige Strahlungsreflexion an der Atmosphäre (= blaues Licht). Die Erde erscheint im All als „blauer“ Planet. Im Einzelnen wirken die folgenden Effekte:

a) **Strahlungsabsorption** in der Atmosphäre durch el. Anregung der dort vorhandenen Moleküle  $O_3$ ,  $H_2O$ ,  $O_2$ ,  $CO_2$ : Die Elektronen dieser Moleküle werden auf energetische höhere Orbitale angehoben. Beim Rückfall in ihre ursprünglichen Orbitale strahlen sie Licht ab.

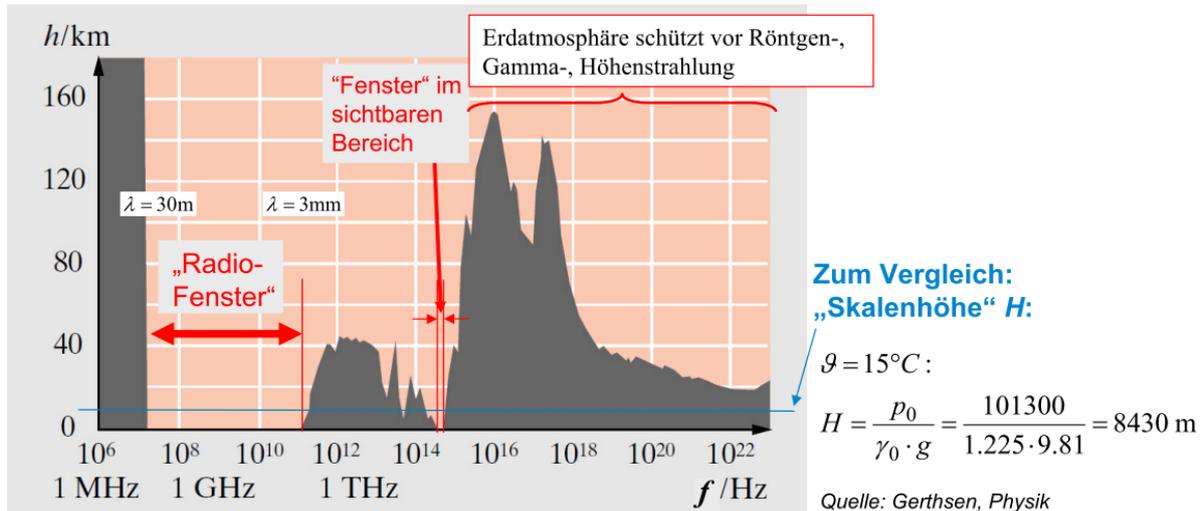
b) **Strahlungs-Streuung** an Atmosphärenpartikel unterschiedlicher Größe: Die *Rayleigh*-Streuung findet an den Luftmolekülen  $O_2$ ,  $N_2$  usw. für Lichtwellenlänge  $\lambda \approx 3 \mu\text{m}$  statt, wobei diese Wellenlänge deutlich größer ist als der Luftmoleküldurchmesser  $d$ . Die *Mie*-Streuung findet an Wassertropfchen (Durchmesser ca.  $5 \mu\text{m}$ ) in den Wolken statt, so dass die Lichtwellenlänge etwa gleich groß wie das Streuzentrum ist:  $\lambda \sim d$ . Wegen der Streuung erscheinen der taghelle Himmel blau (*Rayleigh*) und die Wolken weiß (*Mie*).

c) Der **Wasserdampf  $H_2O$**  in Tröpfchenform in den Wolken absorbiert einen Teil der Strahlung.

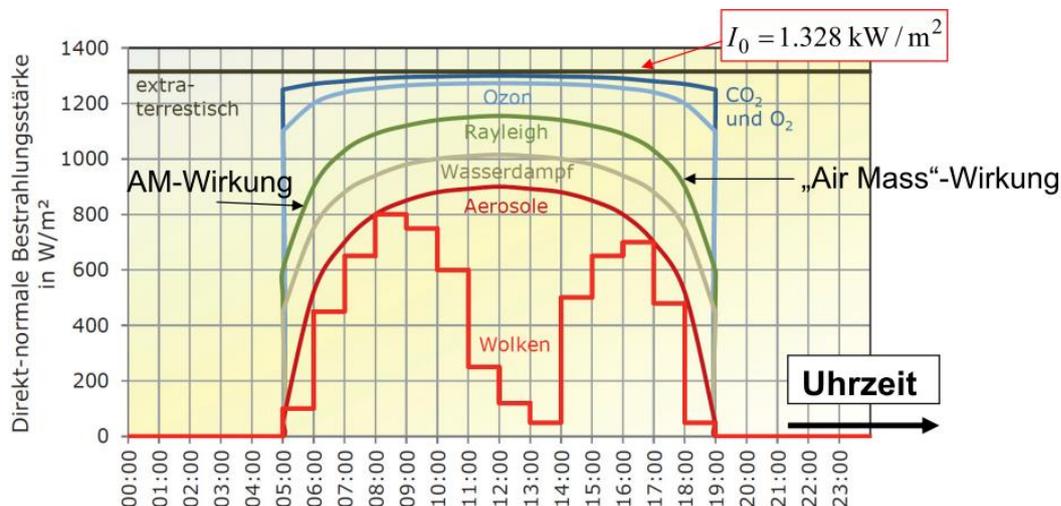
Daher unterscheiden wir, ohne Abschattungen von Gebäuden etc. zu berücksichtigen, zwischen der **direkten (unbeeinflussten) Sonneneinstrahlung** und der **diffusen Einstrahlung** eines bestimmten Anteils des gestreuten Lichts. Deren Summe wird **globale (abgeschwächte) Sonneneinstrahlung** genannt (Bild R2.4-8). Die Abschwächung der aus dem Weltall eintreffenden Strahlung in Normalrichtung (AM1) durch den Einfluss der Atmosphäre beträgt 30 %.

Der Lichtweg  $l$  beeinflusst die Streuung und Absorption des Lichts in der Atmosphäre und dadurch auch seine spektrale Zusammensetzung, da Licht bestimmter Wellenlängen bevorzugt gestreut bzw. absorbiert wird (Bild R2.3-1 und R2.4-3). Gemäß Bild R2.4-3 wird im Licht-Wellenlängenbereich von 400 ... 700 nm die direkte Strahlung als für uns Menschen „sichtbares Licht“ von der Erdatmosphäre durchgelassen und als Radiowellen im Wellenlängenbereich 0.6 cm ... 30 m („Radiofenster“ der Erdatmosphäre). Durch die Neigung der Erdrotationsachse um  $23^\circ 27'$  gegen ihre Bahnebene um die Sonne („Schiefe der Ekliptik“) variiert an jedem Punkt der Erdoberfläche der Einfallswinkel der (wegen der großen Entfernung der Sonne zur Erde) nahezu parallel auftreffenden Sonnenstrahlung. Auf Grund der Erdrotation ist die Sonnenscheindauer pro Tag zeitlich begrenzt und variiert wegen der Schiefe der Ekliptik während eines Sonnenjahres. Beides führt zu den uns vertrauten „Jahreszeiten“. In Bild R2.4-4 ist die **Strahlungsreduktion durch die Atmosphäre** abhängig von der tageszeitabhängigen Sonnenstandshöhe über dem Horizont (**Sonnenhöhenwinkel  $\gamma_S$** ) und damit von der Distanz  $l$ , die das Licht durch die Atmosphäre zurücklegen muss,

dargestellt. Für die Uhrzeit 12.00 Mittag wird angenommen, dass die Sonne im Zenit steht. Die Abschwächung beträgt ohne Berücksichtigung der Wasserdampf Wolken ca. 30%. Davor und danach nimmt die Abschwächung etwa proportional mit  $l$  und damit mit  $AM \approx 1/\sin(\gamma_s)$  zu. Bei  $AM$  38.96 geht die Sonne auf bzw. unter und die Strahlung verschwindet völlig (Im Bild R2.4-4 um 5.00 Uhr bzw. um 19.00 Uhr).



**Bild R2.4-3:** Gemessene spektrale Verteilung der Eindringtiefe der auf die Erde auftreffenden Strahlung in die Erdatmosphäre, dargestellt als jene Höhe  $h$  über dem Erdboden, bis zu der noch 50 % der einfallenden extraterrestrischen Strahlungsleistung vordringen. Man sieht die beiden „Fenster“ zum All in Abhängigkeit der Lichtfrequenz  $f$ : Rechts das schmale im sichtbaren Frequenzbereich (Frequenzbandbreite etwa 1 Oktave) und links das viel breitere Radiofenster (13 Oktaven) [Ger].

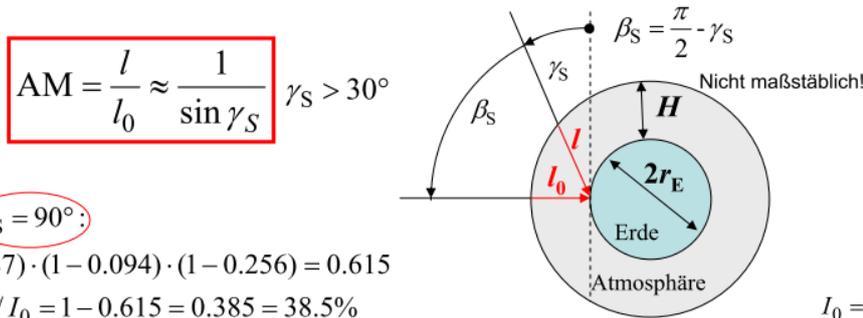


**Bild R2.4-4:** Abschwächung der Sonnenstrahlung auf der Erde durch die Atmosphäre je nach Sonnenstandshöhe (Tageszeit), aufgeschlüsselt nach den einzelnen Abschwächungsursachen (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, Hanser-Verlag).

Die Wolken bewirken eine zusätzliche „statistische“ tw. sehr starke Abschwächung der Sonnenstrahlung und sind in ihrer Wirkung exemplarisch in Bild R2.4-4 dargestellt. Die durch die Wolken bewirkte Mie-Streuung als „statistischer“ Abschwächungseinfluss ist in Bild R2.4-5 durch eine „Bandbreite“ der Abschwächung angegeben.

Zusätzlich zur Schwächung der Sonneneinstrahlung durch die Atmosphäre ergibt sich für bestrahlte Flächen, deren Normale nicht auf die Sonne gerichtet ist, eine entsprechende Verringerung der spezifischen Bestrahlungsstärke. Dies wird über geometrische Berechnungen erfasst. Dazu wird zunächst die scheinbare Sonnenposition für einen Beobachter auf der Erdoberfläche am Ort der Fläche  $A$  beschrieben durch den

Sonnenhöhenwinkel  $\gamma_S$  und den Sonnenazimutwinkel  $\alpha_S$  zur Nordrichtung N (Bild R2.4-6). Damit wird gemäß Bild R2.4-4 die Abminderung der Strahlung durch die Atmosphäre erfasst.



Bsp.:  $\gamma_S = 90^\circ$ :

$$(1 - 0.087) \cdot (1 - 0.094) \cdot (1 - 0.256) = 0.615$$

$$(I_0 - I) / I_0 = 1 - 0.615 = 0.385 = 38.5\%$$

$\gamma_S$	AM	Absorption	Rayleigh-Streuung	Mie-Streuung	Gesamt-schwächung	$\frac{I_0 - I}{I_0}$
90°	1,00	8,7 %	9,4 %	0 ... 25,6 %	17,3 ... 38,5 %	
60°	1,15	9,2 %	10,5 %	0,7 ... 29,5 %	19,4 ... 42,8 %	
30°	2,00	11,2 %	16,3 %	4,1 ... 44,9 %	28,8 ... 59,1 %	
10°	5,76	16,2 %	31,9 %	15,4 ... 74,3 %	51,8 ... 85,4 %	
5°	11,5	19,5 %	42,5 %	24,6 ... 86,5 %	65,1 ... 93,8 %	

Bild R2.4-5: Abschwächung der Sonnenstrahlung auf der Erde durch die Atmosphäre je nach Sonnenstandshöhe, ausgedrückt durch Air Mass AM, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Abschwächungsursachen (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, Hanser-Verlag).

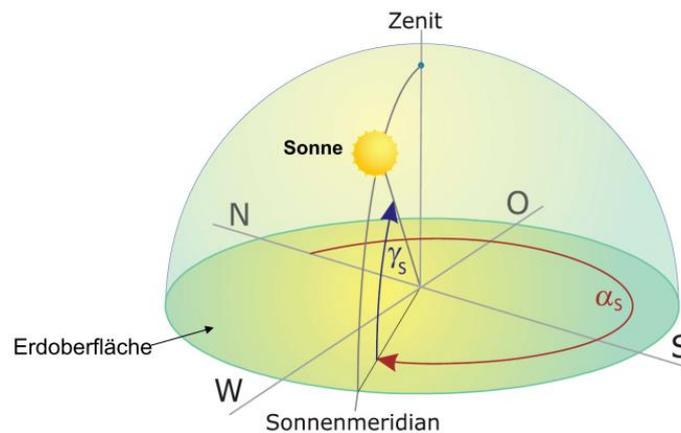


Bild R2.4-6: Scheinbare Sonnenposition, beschrieben durch den Sonnenhöhenwinkel  $\gamma_S$  und den Sonnenazimutwinkel  $\alpha_S$  zur Nordrichtung N (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, Hanser-Verlag).

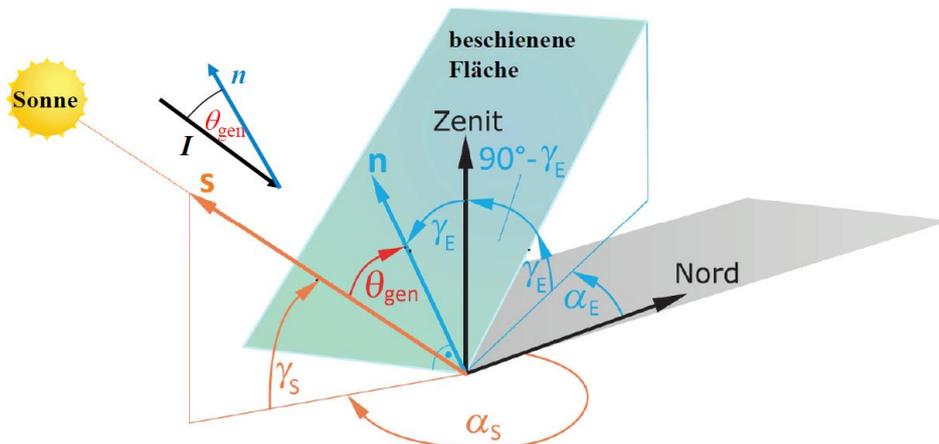
Die Orientierung einer beschienenen Fläche wird durch die Orientierung ihres Normalenvektors  $\vec{n}$  (Bild R2.4-7) definiert. Dieser Vektor  $\vec{n}$  ist zur Lotrechten um den Winkel  $\gamma_E$  geneigt. Die Fläche selbst ist um den Flächenazimutwinkel  $\alpha_E$  aus der Nordrichtung N gedreht. Damit ergibt sich der resultierende Sonnenlicht-Einfallswinkel  $\theta_{gen}$  mit den sonnenbezogenen Winkeln  $\gamma_S$  und  $\alpha_S$ :

$$\cos \theta_{gen} = -\cos \gamma_S \cdot \sin \gamma_E \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin \gamma_S \cdot \cos \gamma_E \quad (R2.4-8)$$

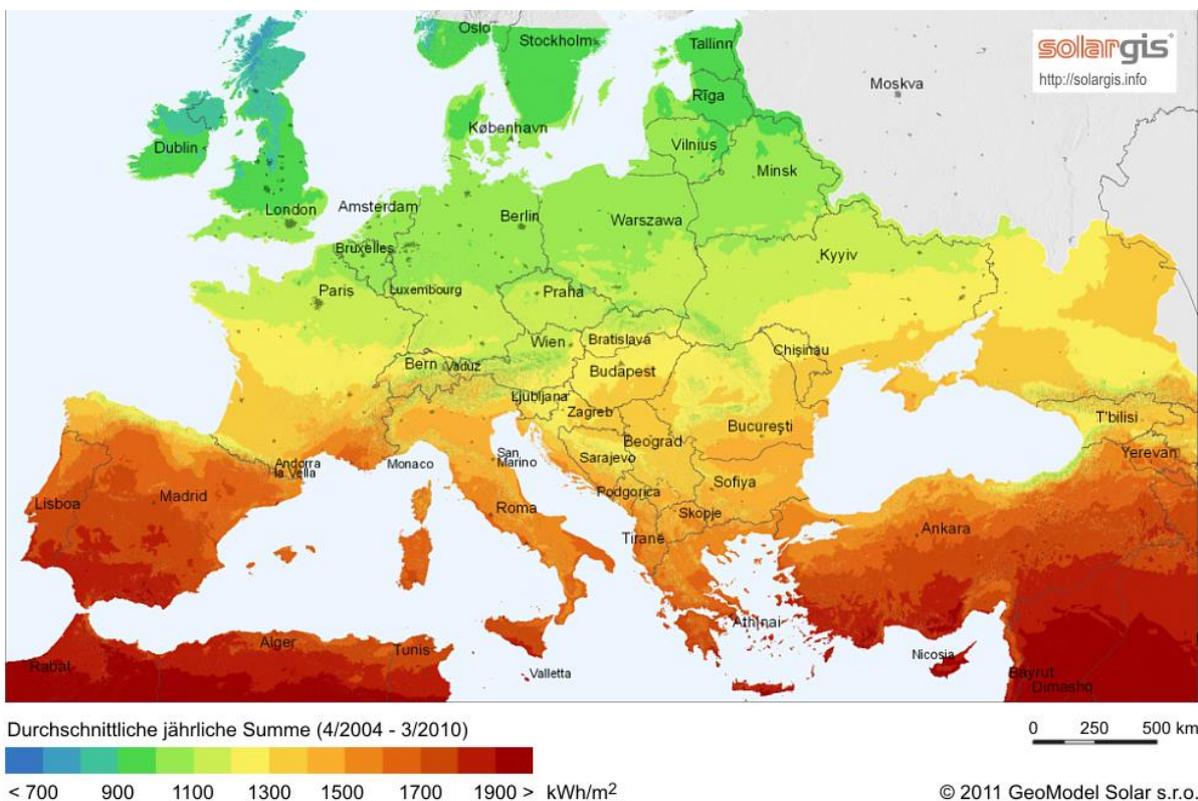
Der gemäß Bild R2.4-5 gegenüber der extraterrestrischen Strahlungsleistung pro Fläche  $I_0$  abgeminderte Wert  $I$  führt mit

$$I_{gen} = I \cdot \cos \theta_{gen} \quad (R2.4-9)$$

auf die für die bestrahlte Fläche relevante „spezifische Bestrahlungsstärke“  $I_{gen}$ , die für die Berechnung der Energieausbeute z. B. in einem Sonnenkollektor zu verwenden ist.



**Bild R2.4-7:** Reduktion der Sonnenstrahlung durch den resultierenden Strahlungseinfallswinkel  $\theta_{\text{gen}}$  relativ zu beschienenen Fläche (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, Hanser-Verlag).



**Bild R2.4-8:** Mittlere jährliche terrestrische Globalstrahlung  $w = W/A$ , ausgedrückt in verschiedenen Farben über Teilen von Europa, Vorderasien und Nordafrika (Quelle: Wikipedia.de).

Mit zunehmenden nördlichen und südlichen Breitengraden nimmt der Winkel der auf die Erde auftreffenden Sonnenstrahlen ab, wodurch  $I_{\text{gen}}$  bzw.  $W/A$  kleiner wird (Bild R2.4-8). Neben diesen Berechnungsmethoden stehen auch für viele Orte langjährige Messergebnisse zur Verfügung. Für mitteleuropäische Städte auf  $48^\circ$  nördlicher geographischer Breite, z. B. *München* oder *Wien* dient Bsp. R2.4-1.

#### Beispiel R2.4-1:

Standort *Wien, Österreich*,  $48^\circ$  nördlicher geographischer Breite:

Astronomisch mögliche jährliche Sonnenscheindauer  $T_S = 4470$  h/a bzw. 51 % eines Jahres. Die gemessene jährliche mittlere Sonnenscheindauer im langjährigen Mittel von 1935 ... 1975 ist auf Grund des Einflusses der Wolken- und Nebelbildung mit  $T' = 1889$  h/a geringer und beträgt somit nur 21.5 % eines Jahres. Mit der gemessenen jährlichen mittleren

Sonneneinstrahlung als Strahlungsenergie/Fläche  $W/A = w = 1124 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  (Bild R2.4-8) resultiert daraus eine flächenbezogene Strahlungsleistung im langjährigen Jahresmittel

$$\bar{I} = w/T' = 1124/1889 = 0.6 \text{ kW}/\text{m}^2.$$

Somit ergeben sich für das Beispiel des Standorts *Wien* anstelle der maximal möglichen (extraterrestrischen) Sonnenstrahlungsleistung pro Fläche  $I_0 = 1.328 \text{ kW}/\text{m}^2$  (AM0 = am Äquator, ohne Schiefe der Ekliptik, ohne Atmosphäre, bei angenommener Kreisbahn der Erde um die Sonne im Abstand einer „astronomischen Einheit“  $1 \text{ AE} = 1.496 \cdot 10^8 \text{ km}$ ) mit  $0.6 \text{ kW}/\text{m}^2$  nur 45 % als mittlere jährliche Sonneneinstrahlung. Deshalb sind äquatornahe Länder hinsichtlich der Gewinnung von Energie aus der Sonneneinstrahlung im Vorteil (Bild R2.4-8), so dass Projekte wie *Desertec* diskutiert werden.

#### Beispiel R2.4-2:

Beim von *deutschen* Unternehmern initiierten Projekt *Desertec* soll el. Energie aus Sonnenenergie mit Photovoltaikanlagen an energiereichen Standorten der Welt (z. B. sonnenreiche Wüsten wie *Sahara*) erzeugt werden, die für den lokalen Verbrauch genutzt wird, aber auch in entfernte Industrieregionen exportiert werden soll, z. B. mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ, siehe Kap. V). Auch könnte Wasserstoff als künftiger Energieträger über die Elektrolyse von Wasser mit diesem Solarstrom erzeugt werden. Für dieses transnationale Projekt *Desertec* ist die Schaffung von Energiepartnerschaften der beteiligten Länder nötig, was politische stabile Randbedingungen voraussetzt. Aus diesem Grund sind bisher nur Pilotprojekte begonnen worden.

Die Sonnenenergie kann direkt über **Photovoltaik**-Konverter mit relativ niedrigem Wirkungsgrad ( $< 20 \%$ ) in elektrische Energie gewandelt werden (siehe Kap. T) oder zum Aufheizen eines Wärmeträgers (z. B. Wasser) genutzt werden. Das verdampfte Wasser kann über eine **Dampfturbine** entspannt werden, wobei die dadurch angetriebene Turbine über einen gekuppelten el. Generator el. Energie erzeugt. Nachteilig ist dabei die ungenutzte Restwärme des kondensierten Wasserdampfs, so dass die el. Wirkungsgrad-Obergrenze dieses Energiewandlungsprozesses der *Carnot*-Wirkungsgrad ist (typisch  $< 40 \%$ , Kap. P). Die Restwärme kann aber zu Heizzwecken genutzt werden, so dass der Wirkungsgrad weiter steigt. Bei der **Solarthermie** wird die solare Energie über das Aufheizen eines Wärmeträgers in Sonnenkollektoren direkt zu Heizzwecken mit hohem Wirkungsgrad (ca. 60 %) genutzt. Der Vergleich der Sonnenenergie-Nutzung mit **Photovoltaik** und **Solarthermie** wird am Beispiel des Energiebedarfs eines typischen *deutschen* 4-Personen-Haushalts mit dem solaren Energieangebot von Bsp. R2.4-1 dargestellt.

#### Beispiel R2.4-3:

*Deutscher* 4-Personen-Haushalt mit den Daten:  $A_W = 120 \text{ m}^2$  Wohnfläche, mittlerer Heizenergiebedarf  $h = 150 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ , 75 Liter  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ -Warmwasser/(Person und Tag), el. Energiebedarf pro Jahr 3500 kWh/a.

a) Energie  $W_{\text{H}_2\text{O}}$  für warmes Brauchwasser/Jahr:

$$\text{Wassermenge: } V_{\text{H}_2\text{O}} = 75 \cdot 4 \cdot 365 = 109.5 \text{ m}^3/\text{a},$$

Aufheizen:  $20^\circ\text{C} \rightarrow 50^\circ\text{C}$ :  $\Delta\vartheta = 30\text{K}$  Temperaturhub,

spez. Wärmekapazität des Wassers:  $c = 4187 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ , Wasserdichte:  $\gamma = 1000 \text{ kg}/\text{m}^3$ ,

$$W_{\text{H}_2\text{O}}/T = V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \gamma \cdot c \cdot \Delta\vartheta/T = 109.5 \cdot 1000 \cdot 4187 \cdot 30/(8760 \cdot 3600) = 3.8 \text{ MWh/a},$$

b) Heizungsenergie:  $W_H = h \cdot A_W = 150 \cdot 120 = 18 \text{ MWh/a}$ ,

c) Elektrische Energie:  $W_e = 3.5 \text{ MWh/a}$  .

Die gesamte erforderliche Wärmeenergie beträgt

$W_{\text{H}_2\text{O}} + W_{\text{H}} = (3.8 + 18) \text{ MWh/a} = 21.8 \text{ MWh/a}$  , mit folgenden typischen Relationen:

$W_{\text{H}_2\text{O}}/W_{\text{H}}/W_e \approx 20\% / 100\% / 20\%$  (vgl. Bild 2.4-9).

Das solare Energieangebot (Bsp. R2.4-1) umfasst die mittlere Sonnenscheindauer 1890 h/a und die mittlere solare Leistungseinstrahlung  $I = 600 \text{ W/m}^2$ .

A) Nutzung einer Photovoltaik-Anlage mit mehreren Solarmodulen mit einem Gesamtwirkungsgrad  $\eta = 0.15$  (inkl. Wechselrichter von Gleich- auf Wechselspannung und Li-Ionen-Speicher als Akkumulator zur Speicherung der el. Energie für die Nutzung während der Nachstunden). Die jährlich erzeugte el. Energie  $q$  je Modulfläche ist bei gleichen Einstrahlbedingungen wie bei der Messstation gemäß Bsp. 2.4-1)  $I_{\text{gen}} = I$

$q = I_{\text{gen}} \cdot \eta \cdot T = 600 \cdot 0.15 \cdot 1890 = 170 \text{ kWh/(m}^2 \cdot \text{a)}$  .

Die erforderliche Modulfläche  $A$  z. B. auf dem Dach des Hauses beträgt

$A = W_e / q = 3500 / 170 = 20 \text{ m}^2$  .

B) Nutzung einer Solarthermie-Anlage bei **gleicher Kollektor-Fläche  $A$**  mit angeschlossenem Warmwasser-Wärmespeicher: Es stehen Flachkollektoren und Vakuumröhren-Kollektoren zur Verfügung, wobei letztere (teurer!) einen höheren Wirkungsgrad  $\eta_K = 0.6$  haben und hier verwendet werden. Mit dem Wirkungsgrad  $\eta = 0.9$  für den Wärmeverlust im Wärmetauscher und in den Rohren erhalten wir die jährlich erzeugte Wärmeenergie  $q$  je Modulfläche bei gleichen Einstrahlbedingungen wie in Bsp. 2.4-1

$q = I_{\text{gen}} \cdot \eta_K \cdot \eta \cdot T = 600 \cdot 0.6 \cdot 0.9 \cdot 1890 = 612 \text{ kWh/(m}^2 \cdot \text{a)}$  .

Mit der Modulfläche  $A = 20 \text{ m}^2$  ist die von der Sonne jährlich bereitgestellte Heizenergie

$W_S = q \cdot A = 612 \cdot 20 = 12.2 \text{ MWh/a}$  . Um diese Energie auch nachts nutzen zu können, ist ein entsprechend dimensionierter Wärmespeicher nötig! Der **solare Deckungsbeitrag** an der benötigten Wärmeenergie des 4-Personen-Haushalts beträgt 56 %, was eine „typische“ Obergrenze für unsere Breiten darstellt.

$$\frac{W_S}{W_{\text{H}_2\text{O}} + W_{\text{H}}} = \frac{12.2 \text{ MWh/a}}{(3.8 + 18) \text{ MWh/a}} = 0.56$$

• Raumwärme	68%	} <b>Großes Energieeinsparungs-Potential:</b> - Solarthermie, Wärmedämmung, ...
• Warmwasser	16%	
• Wärme f. Kochen, Waschen	6%	
• Kühlen & Gefrieren	4%	
• Computer, TV, Radio, Telefon	3%	
• Beleuchtung	2%	
• Mech. Energie (Bohren, Sägen ...)	1%	
Summe (2019): 666 TWh	100%	

Bild R2.4-9: Energienutzung in deutschen Haushalten (Quelle: *Umweltbundesamt, Deutschland*)

Das Problem der solaren Energienutzung ist der Tag-Nacht-Rhythmus, da während der Nacht die Sonne nicht scheint, und der Jahreszeiten-Rhythmus. Die Energiegewinnung aus der Sonneneinstrahlung findet auf der nördlichen Erdhalbkugel in unseren Breiten überwiegend in der Zeit von April bis September statt. Die Heizenergie wird aber überwiegend in der Zeit von

Oktober bis März („Heizperiode“) benötigt! Für den Tag-Nacht-Rhythmus werden **Tagesspeicher** benötigt, und für den Jahreszeiten-Zyklus **saisonale Speicher**. Bei der Warmwassernutzung wird die solare Wärme zeitnah verwendet, so dass ein kleiner Speicher ausreicht. Für die Heizung ist jedoch ein Langzeitspeicher nötig.

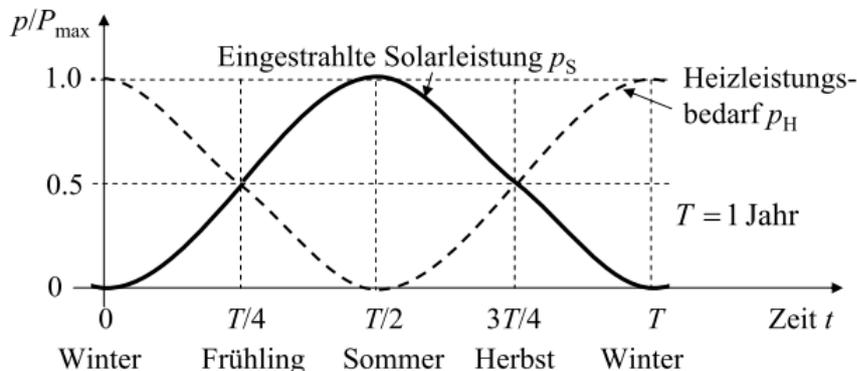


Bild R2.4-10: Einfaches Modell für solare Leistung und benötigte Heizleistung in Mitteleuropa je Jahr.

**Beispiel R2.4-4:** Speicherung der solaren Wärmeenergie zu Bsp. R2.4-3:

Nach Abzug der Wärme für das warme Brauchwasser verbleiben für die Heizung  $\Delta Q = (12.2 - 3.8) \text{ MWh} = 8.4 \text{ MWh}$  an solarer Wärme  $W_S$ . Die solarthermische Heizung sei mit ihrer Maximalleistung  $P_{\max}$  so dimensioniert, dass sie die erforderliche Heizenergie  $W_H$  bereitstellt, aber leider gemäß Bild R2.4-10 um ein halbes Jahr zeitversetzt.

Solarleistung  $p_S$  und erforderliche Heizleistung  $p_H$  werden cosinusförmig angenommen:

$$p_S(t) = \frac{P_{\max}}{2} \cdot (1 - \cos(\frac{2\pi \cdot t}{T})) \quad , \quad p_H(t) = \frac{P_{\max}}{2} \cdot (1 + \cos(\frac{2\pi \cdot t}{T})) \quad . \quad (\text{R2.4-10})$$

Solarenergie und Heizenergie sind gleich groß:

$$W_S = \int_0^T p_S \cdot dt = \frac{P_{\max} \cdot T}{2} = W_H = \int_0^T p_H \cdot dt \quad . \quad (\text{R2.4-11})$$

Die Energie

$$W_{\text{Sp}} = \int_0^T (p_S - p_H) \cdot dt = \frac{P_{\max} \cdot T}{\pi} \quad , \quad W_{\text{Sp}} = \frac{2 \cdot W_S}{\pi} \approx 0.62 \quad . \quad (\text{R2.4-12})$$

muss gespeichert werden:  $W_{\text{Sp}} \approx 0.62 \cdot 8.4 = 5.2 \text{ MWh}$ . Soll sie mit  $90 \text{ }^\circ\text{C}$  heißem Wasser gespeichert werden, wird ein Speicherwasservolumen  $V_{\text{Sp}} = 69 \text{ m}^3$  benötigt. Wir nehmen dazu an, dass die solare Wärme das Speicherwasser von  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  (kaltes Wasser) auf  $90 \text{ }^\circ\text{C}$  aufheizt:

$$W_{\text{Sp}} = V_{\text{Sp}} \cdot \gamma \cdot c \cdot \Delta \vartheta \quad , \quad (\text{R2.4-13})$$

$$W_{\text{Sp}} = 5.2 \text{ MWh} = V_{\text{Sp}} \cdot 1000 \cdot 4187 \cdot (90 - 25) \text{ J} \Rightarrow V_{\text{Sp}} = 69 \text{ m}^3 = L^3 \quad . \quad (\text{R2.4-11})$$

Es werden zumindest  $V_{\text{Sp}} = 69 \text{ 000}$  Liter als Heißwasserspeicher benötigt, denn die Wärmeverluste während der langen Speicherzeit, die trotz der Wärmeisolierung des Speichers auftreten, wurden nicht berücksichtigt. Ein Speicher dieser Größe entspricht einem Würfel mit der Kantenlänge  $L = 4.1 \text{ m}$ . Meist werden die Speicherwasser-Temperaturen auf ca.  $65 \text{ }^\circ\text{C}$  begrenzt, um ein Ausfällen von Kalk aus dem Wasser zu vermeiden. Dann ist gemäß (R2.4-10) ein um 60 % größeres Speichervolumen nötig!

Eine ähnliche Problematik der Dimensionierung der Speichergröße (Speicherreichweite vs. Platzbedarf und Investitionskosten) betrifft die Dimensionierung der el. Akkumulatoren bei der Nutzung der Photovoltaik.

Die **Nutzung der Solarthermie** geht Hand in Hand mit einer geeigneten **Wärmedämmung** der Bauwerke als nötige Maßnahmen zur „**Wärmewende**“ als Teil der „**Energiewende**“ mit einer zunehmenden Abkehr von der Nutzung fossiler Energieträger und deren Ersatz durch die direkte Nutzung der Sonnenenergie.

*Beispiel R2.4-5: Solarthermie und Wärmedämmung, ausgeführt in Riedstadt/Südhessen.*

Zweifamilienhaus, bestehend aus zwei Stockwerken und einem Dachausbau mit je 75 m<sup>2</sup> Grundfläche.

A) Ohne Wärmedämmung, ohne Solarthermie:

Thermischer Jahresenergiebedarf inkl. Warmwassernutzung 40 000 kWh (Messwert), entsprechend 178 kWh/(m<sup>2</sup>·a), bereitgestellt durch eine Erdgasheizung.

B) Mit Styropor-Wärmedämmung, mit A = 10 m<sup>2</sup> Vakuumröhren-Solarkollektoren, 850 Liter Warmwasserspeicher und einer Erdgasheizung mit Brennwertkessel:

Thermischer Jahresenergiebedarf 16 000 kWh (Messwert), bereitgestellt durch die Erdgasheizung.

Einsparung durch Nutzung der Sonnenenergie, kombiniert mit der Wärmedämmung: 60 %.

$$1 - \frac{16000}{40000} = 60 \% .$$

Aber die Investitionskosten sind trotz der finanziellen Fördermaßnahmen deutlich höher als für eine vergleichbare Nutzung der Sonnenenergie zur el. Energieerzeugung über Photovoltaikanlagen (PV), wo das Energieeinspeisegesetz (EEG) eine finanziell wesentlich attraktivere Alternative bietet. Deshalb scheuen viele Privathaushalte diese hohen Ausgaben, so dass z. Zt. (2021) im Privatsektor die „Wärmewende“ im Vergleich zur „Stromwende“ mit der privaten PV-Nutzung wesentlich langsamer vorankommt!

## R3 Wasserkraft

### R3.1 Wasserkreislauf

Beim Wasserkreislauf auf unserem Planeten Erde (Bild R3.1-1) verdunstet Oberflächenwasser durch die Einwirkung der Sonnenstrahlung zu Wasserdampf in der Atmosphäre. Der Wasserdampf in der Atmosphäre kondensiert bei Abkühlung (z. B. abends oder in größeren Höhenlagen), wenn der lokale Taupunkt unterschritten wird. So kommt es zur Wolkenbildung, die aus vielen kleinen Wassertröpfchen bestehen, die auf Grund ihrer Kleinheit durch die umgebenden Luftmoleküle in Schwebelage gehalten werden. Gesättigter Wasserdampf führt infolge der Kohäsionskräfte zum Zusammenschluss der kleinsten dispergierten Tröpfchen zu größeren Tropfen, die infolge ihrer Größe nicht mehr in Schwebelage bleiben, sondern wegen der Schwerkraft abregnen und im Erdboden versickern. So entstehen Oberflächenwasser (Bäche, Flüsse) und Grundwasser, das auch in Form von Quellen an Abhängen zutage tritt. Das Oberflächenwasser fließt in Bächen und Flüssen („Laufwasser“) in die Weltmeere, wo ein Teil wiederum verdunstet. Auch das Grundwasser fließt langsam den Meeren zu, aber mit einer sehr kleinen Fließgeschwindigkeit (Bild R3.1-2). 22.1 % der Sonneneinstrahlung (=  $1.23 \cdot 10^{24}$  J/a) sind für diese Verdunstung und den drauf folgenden Niederschlag verantwortlich. Nur 0.003 % der Sonneneinstrahlung (=  $1.6 \cdot 10^{20}$  J/a) sind für die Bildung des Laufwassers nötig.

Aus dem mit dem Wasserkreislauf verbundenen globalen Wettergeschehen ergibt sich die natürliche Schwankung (Volatilität) des jährlichen Wasserdargebots z. B. im Wasserdurchfluss unserer Flüsse. Bild R3.1-3 zeigt den gemessenen mittleren „Abfluss“ des Rheins, gemittelt über ein Jahr, am Messort des Laufwasserkraftwerks *KW Rheinfelden*, aus den Jahren 1956 ... 2013. Es gibt dabei wasserreiche und wasserarme Jahre mit einer

„Spreizung“ des jährlichen Abflusses zwischen ca. 700 und 1400 m<sup>3</sup>/s um den Faktor 2 und einem langjährigen Mittelwert 1050 m<sup>3</sup>/s!

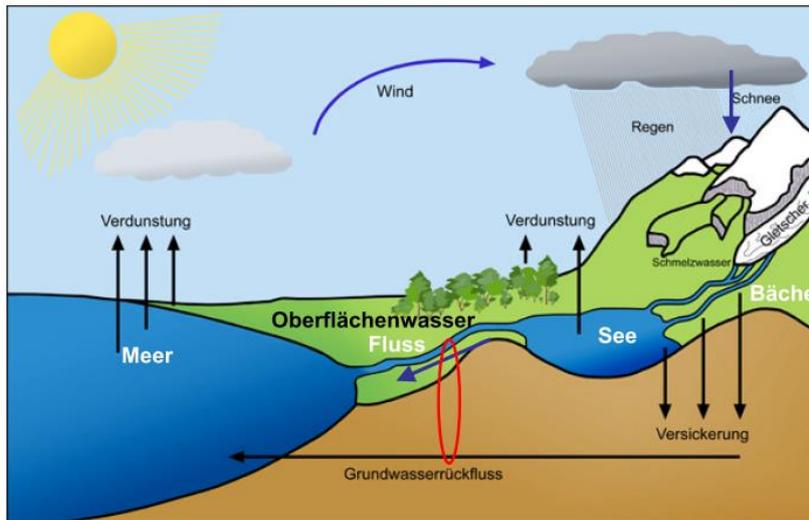


Bild R3.1-1: Einfaches Schema für den terrestrischen Wasserkreislauf (Quelle: [www3.hhu.de](http://www3.hhu.de) [online]).

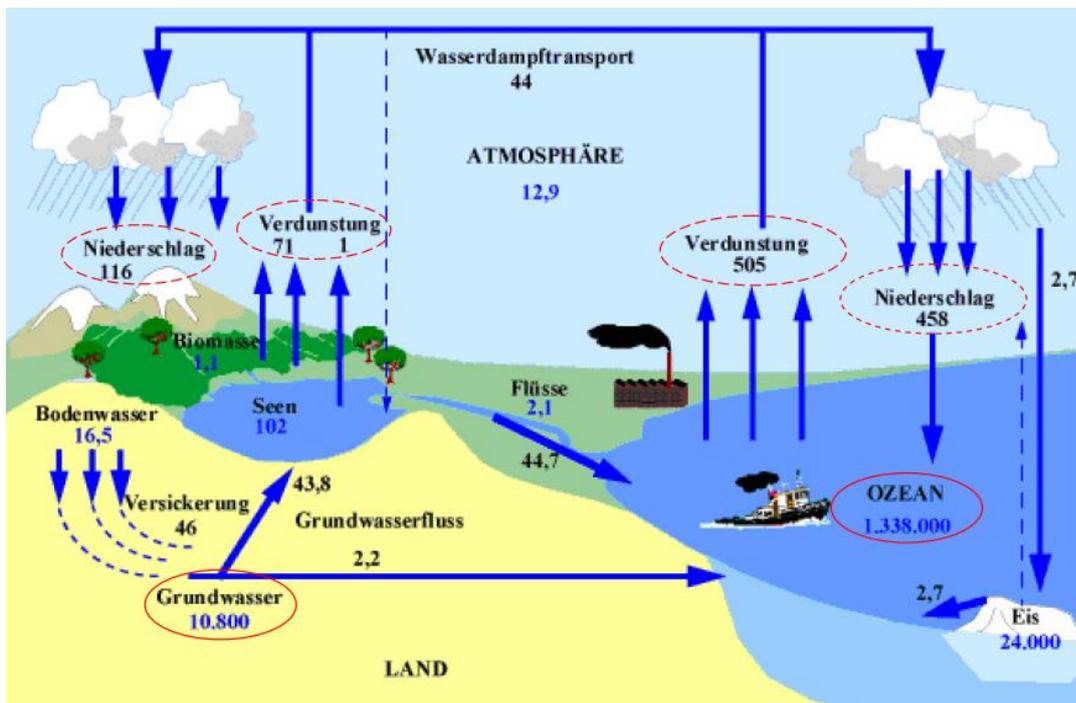
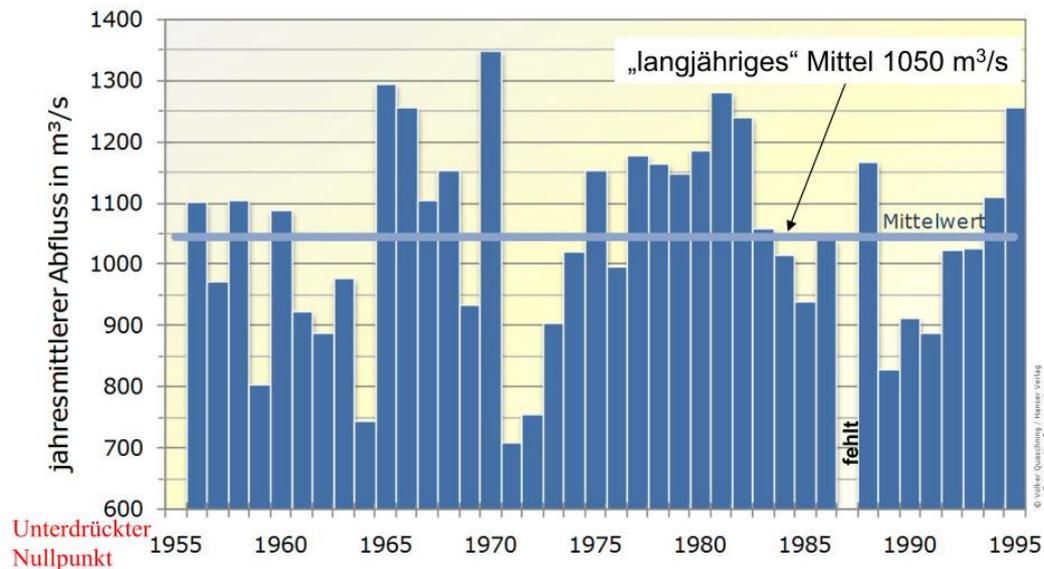


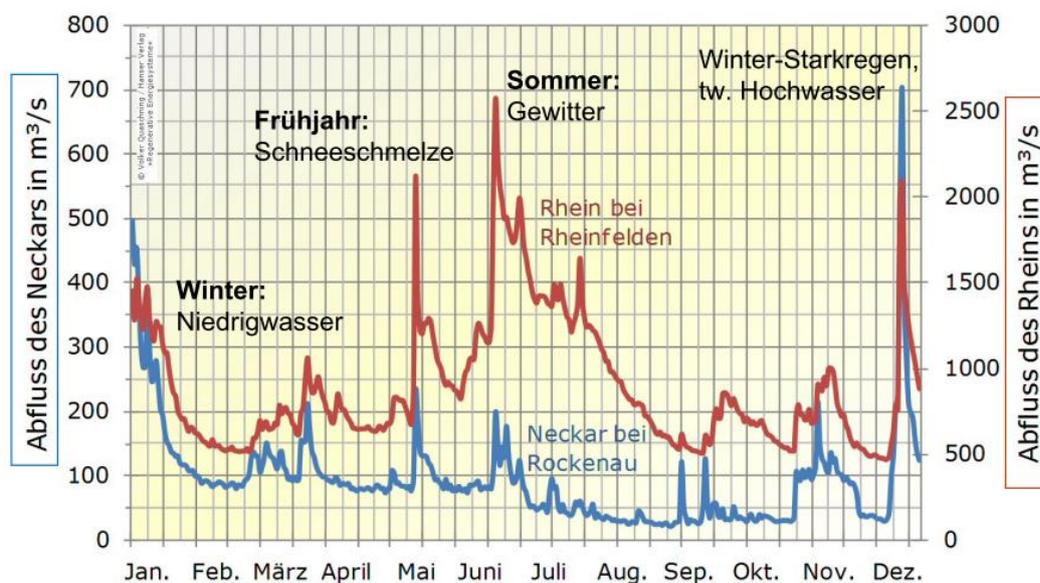
Bild R3.1-2: Globale Wasserreservoirs in der Atmosphäre, in den Ozeanen, dem Meereis der Polkappen, in den terrestrischen Oberflächengewässern (Flüsse, Seen), in der Biomasse, im Boden- und im Grundwasser (als blaue Ziffern mit der Einheit: 1000 km<sup>3</sup>) und globale Wasserflüsse als Niederschlag über Land und Meer, Verdunstung über Land und Meer, atmosphärischen Wasserdampftransport durch die Winde, Oberflächen- und Grundwasserströmung (als schwarze Ziffern mit der Einheit: 1000 km<sup>3</sup>/Jahr) (Quelle: *Hamburger Bildungsserver HBS*, basierend auf Daten des *Wiss. Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU)*: 1997, Berlin).

Aber auch während eines Jahres schwankt der Wasserdurchfluss eines Flusses beträchtlich (Bild R3.1-4), was „Volatilität des Wasserdargebots im Jahr“ genannt wird. In unseren Breiten ist im Winter, wenn das Wasser in Form von Schnee gebunden ist, der Wasserdurchfluss eher gering, nimmt dann im Frühjahr infolge der Schneeschmelze deutlich zu und kann im Sommer durch lokale Gewitter stellenweise enorme Durchflussmengen annehmen (Gefahr der Überschwemmung). Solche Starkregen können fallweise auch im

Winter auftreten. Dabei verhalten sich benachbarte Flüsse ähnlich wie der „kleine“ *Neckar* und der „große“ *Rhein*.



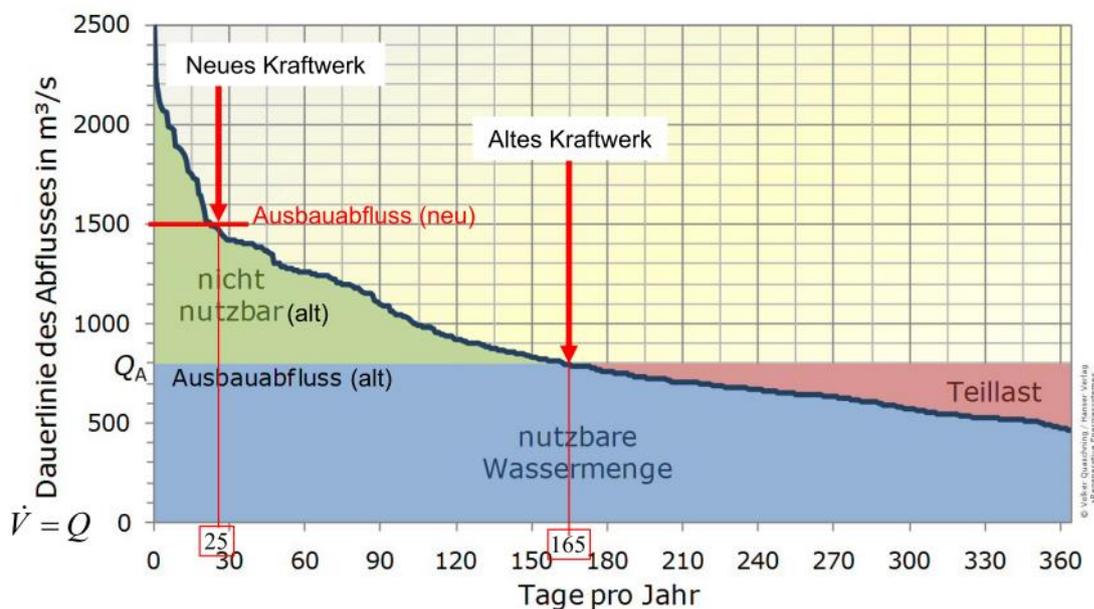
**Bild R3.1-3:** Mittlerer Abfluss des *Rheins*, gemittelt über ein Jahr, Messort KW Rheinfelden, 1956 ... 2013 (Quelle: Quaschnig, V.: *Regen. Energien*, Datenbasis aus: LGRP, LUBW, BAFU14).



**Bild R3.1-4:** Tagesgemittelter Abfluss des a) *Rheins*, Messort KW Rheinfelden, b) *Neckars*, Messort Rockenau-Eberbach im Jahr 1991 (Quelle: Quaschnig, V.: *Regen. Energien*, Datenbasis aus: LUBW)

Soll das Flusswasser in einem Laufwasserkraftwerk zur el. Energiegewinnung genutzt werden, so wird für die Planung der Wasserdurchfluss am geplanten Kraftwerksstandort in Form einer **Jahresdauerlinie** nach der Größe des tagesgemittelten Durchflusses und der Anzahl der Tage, wo dieser Durchfluss zumindest auftritt, geordnet. Als Beispiel ist die langjährig gemittelte Jahresdauerlinie des *Rheins* bei *Rheinfelden* in Bild R3.1-5 gezeigt. Dort tritt der Minimaldurchfluss vom ca. 400 m<sup>3</sup>/s in jedem Fall, also an mindestens 365 Tagen im Jahr auf, während der Maximaldurchfluss ca. 2500 m<sup>3</sup>/s nur an einem Tag im Jahr auftritt. Das alte Wasserkraftwerk *Rheinfelden* auf dem Gebiet der deutschen Stadt *Rheinfelden* war bis 2011 das älteste noch bestehende große Flusskraftwerk in *Europa*. Es ging 1898 mit 20 Turbinensätzen (installierte Leistung 25.7 MW) mit einer Wassernutzungskonzession für 90 Jahre in Betrieb und war damit seinerzeit zugleich das größte europäische Wasserkraftwerk.

Ein Wehr leitete einen Teil des *Rheins* in einen Seitenkanal, und von dort in das Maschinenhaus des Wasserkraftwerks. Solche „Kanalkraftwerke“ waren die typische Bauweise älterer Laufwasserkraftwerke bis ca. 1950. Der damals genutzte „Ausbau“-Wasserdurchfluss von  $600 \text{ m}^3/\text{s}$ , später  $800 \text{ m}^3/\text{s}$  erlaubte einen Betrieb des Kraftwerks an mindestens 165 Tagen im Jahr mit Volllast. Bei geringerem Durchfluss (Teillastbetrieb) wurden einige Turbinen abgeschaltet, so dass auch an den restlichen Tagen im Jahr (eingeschränkter) Betrieb möglich war. 2011 wurde das „Alte Kraftwerk“ abgebrochen und vom „Neuen Wasserkraftwerk“ wenige Hundert Meter flussaufwärts ersetzt, das quer über den Fluss errichtet für einen deutlich größeren Ausbaudurchfluss von  $1500 \text{ m}^3/\text{s}$  konzipiert ist. Es hat daher eine deutlich größere installierte Leistung von 100 MW, kann aber diese Volllast nur an ca. 25 Tagen im Jahr liefern, an den anderen Tagen hingegen nur Teillast. Mit dem heutigen Stand der Kraftwerkstechnik und der erforderlichen Investitionskosten war es möglich, auch mit diesem größeren Ausbaudurchfluss das Kraftwerk wirtschaftlich zu betreiben!



**Bild R3.1-5:** Gemessene langjährig gemittelte Jahresdauerlinie des *Rheins* bei *Rheinfelden* (Quelle: *Quaschnig, V.: Regen. Energien*, Datenbasis aus: *LGRP, LUBW, BAFU14*)

**Beispiel R3.1-1:** Zahlenwerte zum „Neuen Laufwasserkraftwerk“ *Rheinfelden* 100 MW:

Nenndurchfluss  $\dot{V}_N = Q_A = 1500 \text{ m}^3/\text{s}$ , Stauhöhe  $H = 9.1 \text{ m}$ , Nennleistung  $P_N = 100 \text{ MW}$ ,

Schätzformel für die mögliche Kraftwerksleistung:  $P_N^{[\text{kW}]} \approx 8 \cdot \dot{V}_N^{[\text{m}^3/\text{s}]} \cdot H^{[\text{m}]} = 109 \text{ MW}$ .  
(Herleitung siehe R3.2).

Der mittlere Jahresdurchfluss (Bild R3.1-3) von ca.  $1050 \text{ m}^3/\text{s}$  wird aus der Jahresdauerlinie ermittelt, wie Bild R3.1-6 näherungsweise zeigt. Er führt zur mittleren Kraftwerksleistung  $P_{av} = P \cdot \dot{V}_{av} / \dot{V}_N = 109 \cdot 1050 / 1500 = 76.3 \text{ MW}$ .

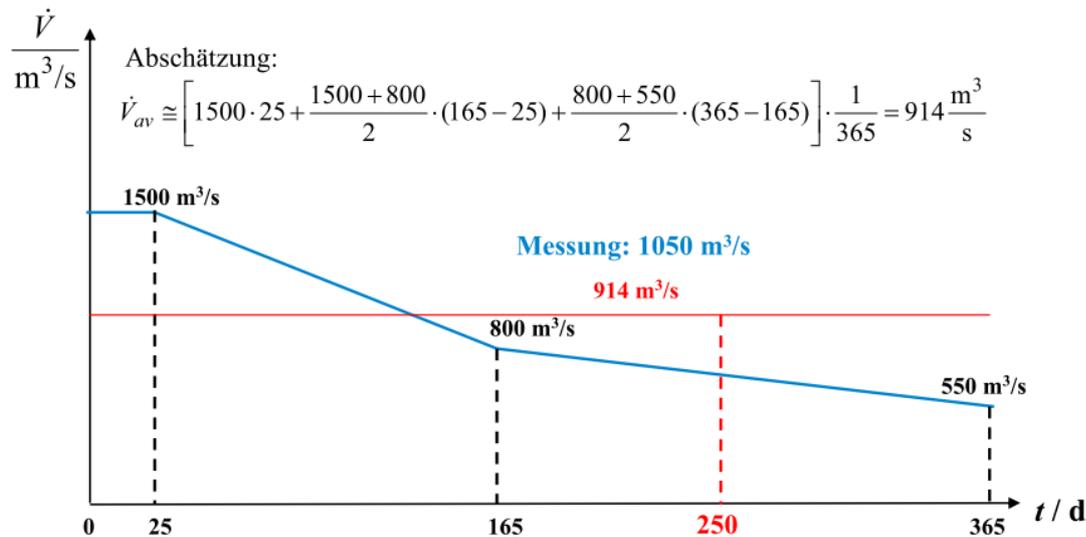
Der Energieertrag/Jahr (1 Jahr = 8760 h) ist  $W = P_{av} \cdot T_a = 76.3 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} = 668 \text{ Mio. kWh}$ .

Die offizielle Angabe sind 600 Mio. kWh / Jahr! Die „Volllast-Stunden  $T$ “ werden ermittelt aus der Energie/Jahr, dividiert durch die KW-Nennleistung.

Mit  $P_N = 100 \text{ MW}$ ,  $W = 600 \text{ GWh/a}$  ergibt dies

$$T = \frac{W}{P_N} = \frac{600 \cdot 10^9}{100 \cdot 10^6} = 6000 \text{ h} = 250 \text{ d} \quad (\text{R3.1-1})$$

Während die Nennleistung nur 25 Tage möglich ist, ermöglicht die Teillast, dass insgesamt an 250 Tagen im Jahr „äquivalent“ Volllast möglich ist, wenn an den anderen  $365 - 250 = 115$  Tagen gar keine Leistung aufträte.



**Bild R3.1-6:** Lineare Näherung der gemessenen Jahresdauerlinie des Rheins bei Rheinfelden aus Bild R3.1-5 und daraus erfolgte Berechnung des mittleren Jahresdurchflusses  $914 \text{ m}^3/\text{s}$  (offizielle Angabe  $1050 \text{ m}^3/\text{s}$  gemäß Bild R3.1-3).

### R3.2 Wasserkraftwerke

In Wasserkraftwerken erfolgt die Umwandlung potentieller Energie  $W_p$  des gestauten Wassers in elektrische Energie  $W_e$  über einen an eine Wasserturbine gekuppelten el. Generator. Bei den folgenden „verlustlosen“ Betrachtungen vernachlässigen wir die Reibungsverluste. Das stromaufwärts zufließende Flusswasser (Oberwasser) fließt mit der Geschwindigkeit  $v_F$  mit dem Strömungsdruck  $p_F$  in Strömungsrichtung in das auf der Höhe  $H$  befindliche Staubecken. Dort erweitert sich der Strömungsquerschnitt vom Flussbeckenquerschnitt  $A_F$  auf den größeren Staubeckenquerschnitt  $A_B$ . Die Geschwindigkeit verlangsamt sich  $v_B < v_F$ . Auf Grund des großen Querschnitts  $A_B$  ist die Strömungsgeschwindigkeit des Wassers im Becken  $v_B$  sehr klein, und der Strömungsdruck steigt  $p_B > p_F$  wegen des nun nahezu ruhenden Wassers an der Oberfläche allseitig (hydrostatisch) auf den statischen Luftdruck  $p_0 \approx p_B$ . Mit den vom Wasser zurückgelegten Strecken  $l_F = v_F \cdot t$ ,  $l_B = v_B \cdot t$  liefert die *Bernoulli*-Gleichung für einen Stromfaden (Kap. G)

$$p_F + \gamma \cdot (v_F^2/2) + \gamma \cdot g \cdot H = p_B + \gamma \cdot (v_B^2/2) + \gamma \cdot g \cdot H \quad (\text{R3.2-1})$$

mit der Kontinuitätsgleichung

$$v_F \cdot A_F = v_B \cdot A_B \quad (\text{R3.2-2})$$

$$v_B = (A_F/A_B) \cdot v_F < v_F, \quad p_B = p_F + \gamma \cdot (v_F^2/2) \cdot (1 - (A_F/A_B)^2) > p_F. \quad (\text{R3.2-3})$$

Die kinetische Strömungsenergie  $W_{\text{kin},F}$  je Zeit  $t$  ist bei gleicher potentieller Energie im Fluss und im Staubecken

$$W_p = m \cdot g \cdot H = \gamma \cdot A_F \cdot l_F \cdot g \cdot H = \gamma \cdot A_F \cdot v_F \cdot t \cdot g \cdot H = \gamma \cdot A_B \cdot v_B \cdot t \cdot g \cdot H \quad (\text{R3.2-4})$$

in verminderte kinetische Energie  $W_{\text{k},B} < W_{\text{k},F}$  und erhöhte Druckenergie  $W_{\text{D},B} > W_{\text{D},F}$  gewandelt worden. Mit  $m = \gamma \cdot A_F \cdot l_F = \gamma \cdot A_B \cdot l_B$  folgt

$$W_{\text{D},B} = p_B \cdot A_B \cdot l_B = p_B \cdot A_F \cdot l_F > p_F \cdot A_F \cdot l_F = W_{\text{D},F}, \quad (\text{R3.2-5})$$

$$W_{\text{k},B} = m \cdot v_B^2/2 < W_{\text{k},F} = m \cdot v_F^2/2. \quad (\text{R3.2-6})$$

Die *Energiewandlungskette* verläuft vom aufgestauten Wasser (mit der Stauhöhe  $H$ ) zum ausfließenden Wasser vor der Turbine mit der Fließgeschwindigkeit  $v$ . Mit dem dynamischen Strömungsdruck  $p$  und dem Rohrquerschnitt  $A \ll A_B$  vor der Turbine ergeben *Bernoulli-Gleichung* und *Kontinuitätsgleichung*

$$p + \gamma \cdot (v^2/2) = p_B + \gamma \cdot (v_B^2/2) + \gamma \cdot g \cdot H, \quad v \cdot A = v_B \cdot A_B \quad (\text{R3.2-7})$$

Wird die potentielle Energie vollständig in kinetische Energie  $W_{k,\text{Nutz}}$  verwandelt und  $p = p_B = p_0$  angenommen, ergibt sich  $v = \sqrt{v_B^2 + g \cdot H}$ . Mit  $v_B \approx 0$  ist das die Ausflussformel (Kap. G)  $v = \sqrt{2 \cdot g \cdot H}$ . Dieser Wasserstrom fließt über die Einlaufspirale und Leitschaufeln auf die Laufschaufeln der Wasserturbine und versetzt diese in Rotationsbewegung. Diese Bewegung wird direkt oder über ein Getriebe (Getriebe meist bei Kleinkraftwerken mit einer Übersetzung ins Schnelle) zum Antreiben des gekuppelten el. Generators genutzt. In diesem erfolgt die Wandlung von mechanischer Rotationsenergie in elektrische Energie (Kap. T). Die potentielle Energie  $W_p$  des Wassers wurde somit in elektrische Energie  $P_e \cdot t$  gewandelt, während die ursprüngliche kinetische Energie  $W_{k,F}$  des fließenden Wassers vor dem Kraftwerk unverändert auch nach dem Kraftwerk auftritt, so dass das Wasser ungehindert abfließt („*Laufwasser*“-Kraftwerk).

$$p_B + \gamma \cdot (v_B^2/2) + \gamma \cdot g \cdot H = p_F + \gamma \cdot (v_F^2/2) + P_e \cdot t / (A_F l_F) \quad (\text{R3.2-8})$$

$$W_{D,B} + W_{k,B} + W_p = W_{D,F} + W_{k,F} + W_e \Rightarrow W_p = W_e = P_e \cdot t \quad (\text{R3.2-9})$$

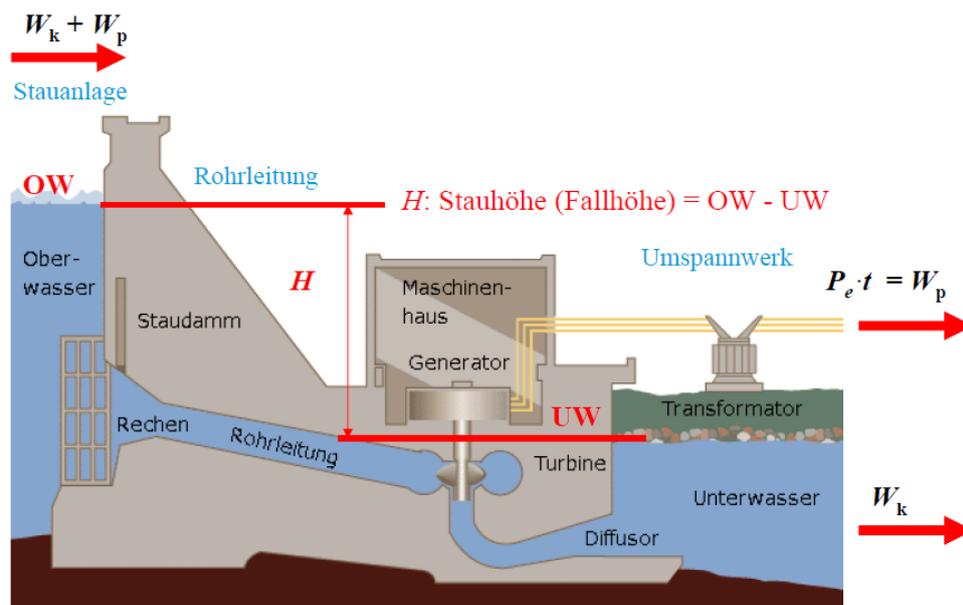


Bild R3.2-1: Schematischer Aufbau eines Wasserkraftwerks (Quelle: *Tennessee Valley Authority*, Wikipedia).

Durch den Staudamm wirkt das Flussgefälle längs des Staubeckens  $H$ , wo das Wasser sehr langsam fließt, als vertikale drückende Wassersäule direkt vor der Turbine zur Wandlung von  $W_p = W_{k,\text{Nutz}} = m \cdot v^2/2$  gemäß  $v = \sqrt{2 \cdot g \cdot H}$  in  $W_e = W_{k,\text{Nutz}}$ . Ohne Damm und Staubecken würde diese Energie  $W_{k,\text{Nutz}}$  durch das schneller fließende Flusswasser längs derselben Gefällestrecke infolge der Wasserreibung an der rauen Flussbettoberfläche nahezu vollständig aufgezehrt und stünde für die Turbinen nicht zur Verfügung. Es sind somit folgende Abschnitte im Wasserkraftwerk zu unterscheiden (Bild R3.2-1):

a) Die Stauanlage mit dem Wehr hält das Wasser im Stauraum (Stauhöhe  $H$ ) auf dem potentiellen Energieniveau  $W_p$ . Bei zu hohem Wasserdurchfluss („*Hochwasser*“) wird die Schluckfähigkeit der Turbinen überschritten. Das überschüssige Wasser wird über das Wehr in den Fluss stromabwärts weitergeleitet.

b) In der kurzen Rohrleitung (Leitungsquerschnitt  $A$ ) erfolgt die Umwandlung der potentiellen Energie in die Bewegungsenergie des abfließenden Wassers mit der Geschwindigkeit  $v$ , so dass der Volumenstrom  $\dot{V} = v \cdot A = v_B \cdot A_B = (I_B / t) \cdot A_B$  (Kap. G) die Turbine erreicht.

c) Im Turbinen-Generatorsatz, der auf einer mech. Welle angeordnet ist (fallweise ist bei kleineren Kraftwerken ein Getriebe dazwischen), erfolgt die Wandlung in el. Energie als Dreiphasen- oder (bei Bahnkraftwerken) in Einphasen-Stromsystem, entsprechend einer el. Leistung  $P_e$  als „installierte“ Kraftwerksleistung.

d) Im nachgeordneten Umspannwerk werden über Transformatoren (Kap. T) die „niedrige“ Generatorspannung (bis ca. 27 kV) und der hohe Generatorstrom auf hohe Spannung (bis ca. 400 kV) und entsprechend verringerten Strom (z. B. verringert auf  $27/400 = 0.07$ ) transformiert, zum verlustarmen Energietransport im Hochspannungsnetz (z. B. 400 kV).

Bei entsprechend groß dimensioniertem Staubecken ist auch eine Speicherbewirtschaftung möglich, so dass Zufluss zum Becken und Abfluss nach der Turbine zeitlich entkoppelt sind (Speicherkraftwerk). So kann der Speicher im Frühjahr bei der Schneeschmelze gefüllt werden und im Sommer, Herbst und Winter über die Turbine entleert („abgearbeitet“) werden (Jahresspeicher). Bei Flusskraftwerken sind auch Wochenspeicher möglich, bei Talsperren z. B. Monatsspeicher. Es werden somit unterschieden:

(i) Laufwasserkraftwerke, die in fließenden Gewässern gebaut werden. Sie haben nur sehr begrenzten Einfluss auf das Volumen an aufgestautem Wasser. Das durchfließende Wasser wird über die von Staumauer und Wehr gebildete Staustufe auf der Stauhöhe  $H$  gehalten, die über den Gewichtsdruck des Wassers und den Rohrquerschnitt die Durchflussgeschwindigkeit durch die Turbine bestimmt. Der Betrieb hängt vom aktuellen natürlichen Durchfluss des Fließgewässers ab. Ein Eingriff ist über das Wehr möglich, z. B. bei Hochwasser.

(ii) Speicherwasserkraftwerke besitzen einen Energiespeicher in Form meist künstlich angelegter Stauseen mittels Staudämmen. Der Kraftwerksbetrieb wird über den gezielten Abfluss aus dem Stausee vom Kraftwerksbetreiber festgelegt.

(iii) Pumpspeicherkraftwerke können bei Bedarf mit „überschüssiger“ elektrischer Energie aus dem el. Netz Wasser zurück in Stausee (= Speicherbecken) pumpen. Diese Energie kann somit in Form einer Zwischenspeicherung als potentielle Energie des Wassers im Stausee verbleiben. Dieses „Pumpen“ und „Turbinieren“ erlaubt eine gleichmäßigere Auslastung des Stromnetzes zu unterschiedlichen Zeiten, was vor allem beim volatilen Energieeintrag durch Wind- und Sonnenenergie erheblich an Bedeutung gewinnt.

Die potentielle Energie des gestauten Wassers mit dem Volumen  $V$

$$W_p = m \cdot g \cdot H = \gamma_{H_2O} \cdot V \cdot g \cdot H \quad (R3.2-10)$$

ergibt ohne Verluste die Leistung  $P_{in} = W_p / t = \gamma_{H_2O} \cdot (V / t) \cdot g \cdot H = \gamma_{H_2O} \cdot \dot{V} \cdot g \cdot H$ , wobei  $\dot{V}$  die Wasserdurchflussrate,  $H$  die Stauhöhe und  $\gamma_{H_2O} = 1000 \text{ kg/m}^3$  die Wasserdichte sind. Mit der Wirkungsgradkette im Wasserkraftwerk aus

1) hydraulischem Wirkungsgrad zufolge Wasserreibung (Einlaufbecken, Druckrohrleitung und Auslauf) von ca. 0.95,

2) Turbinenwirkungsgrad (wiederum Reibung, siehe Kap. P) von ca. 0.9,

3) Generatorwirkungsgrad (elektrische Verluste, Kap. T) von ca. 0.98 und

4) Kraftwerkseigenbedarf (Stellantriebe, Beleuchtung ...) mit ca. 0.97

ergibt sich ein resultierender Kraftwerkswirkungsgrad  $\eta_{KW} = 0.95 \cdot 0.9 \cdot 0.98 \cdot 0.97 = 0.81$ . Das ergibt die die elektrische Abgabeleistung  $P_{out} = P_e = \eta_{KW} \cdot P_{in} = \eta_{KW} \cdot \gamma_{H_2O} \cdot \dot{V} \cdot g \cdot H$ , die als Zahlenwertgleichung (siehe Bsp. 3.1-1) lautet:

$$P_{out} = P_e = 0.81 \cdot 9.81 \cdot 1000 \cdot \dot{V} \cdot H \approx 8 \cdot \dot{V} \cdot H, \quad [P_e] = \text{kW}, [\dot{V}] = \text{m}^3/\text{s}, [H] = \text{m} \quad (R3.2-11)$$

Die Stauhöhe (Fallhöhe)  $H$  als senkrechte Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterwasser einer Wasser-Staustufe bestimmt den wirksamen Wasserdruck vor der Turbine (Bild R3.2-1),

da der Luftdruck vor und nach der Turbine gleich ist. Dieser Wasserdruck ist der durch die Fallhöhe  $H$  bestimmte hydrostatische Druck der senkrechten Wassersäule:  $\Delta p = m \cdot g / A = A \cdot H \cdot \gamma \cdot g / A = \gamma \cdot g \cdot H$ , mit dem **Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Wasserkraftwerke** unterschieden werden (Bild R3.2-2).

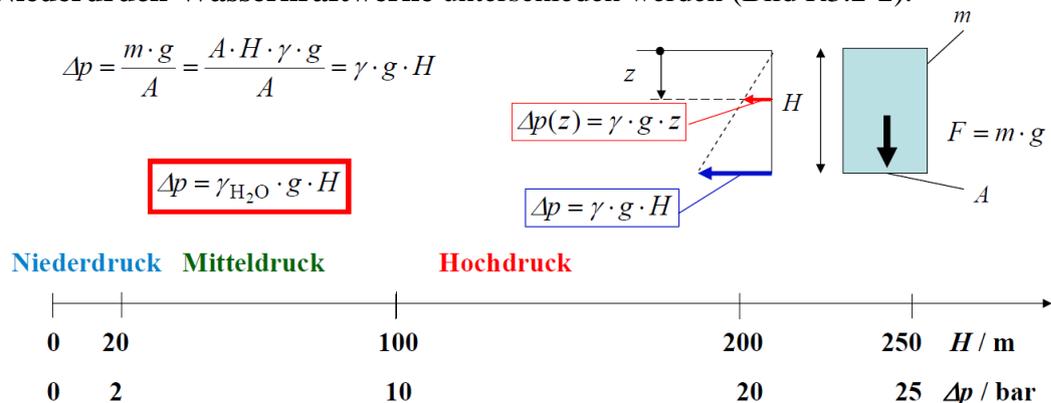


Bild R3.2-2: Statischer Wasser-Gewichtsdruck infolge der Stauhöhe  $H$  zur Unterscheidung von Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Wasserkraftwerken.

**Niederdruckkraftwerke** haben Stauhöhen  $H < \text{ca. } 15 \dots 20 \text{ m}$ . Sie sind größtenteils im Mittellauf eines Flusses angeordnet, wo die Wasserdurchflussmengen bereits durch Zufluss von Nebenflüssen ausreichend groß sind, aber auch das Gefälle noch ausreichend groß ist, um den Stauraum nicht zu lange bauen zu müssen. Weitere Nutzungsziele von Stauwerken sind neben der Erzeugung elektrischer Energie die Verbesserung des Hochwasserschutzes, das Ermöglichen von Schifffahrtswegen und die Eindämmung der Flusssohlen-Erosion durch zu hohe Strömungsgeschwindigkeit (z. B. infolge der Flussbegradigung).

**Mitteldruckkraftwerke** haben Stauhöhen  $H \approx 25 \dots 100 (\dots 200) \text{ m}$  meist in Form niedriger Talsperren als Speicherkraftwerke oder mit höheren Wehranlagen bei Flusskraftwerken. Der gewünschte Wasserdurchsatz ist häufig erst durch die Speicherbewirtschaftung möglich (meist Monats- oder Wochenspeicher). Weitere Nutzungsziele sind häufig die Trinkwasserversorgung (z. B. im *Vogtland*), der Hochwasserschutz, aber auch der Naherholungsraum (z. B. *Kamptal*-Stauseen in *Österreich*).

**Hochdruckkraftwerke** haben Fallhöhe  $H > 100 (\dots 200) \text{ m}$ . Für so große Fallhöhen werden die Speicher meist als Jahresspeicher im Mittel- und Hochgebirge errichtet. Die Stauhaltung erfolgt über Talsperren, Staumauern oder Staudämme. Die Rohre von dort zu den im Tal befindlichen Turbinen sind häufig in Druckstollen verlegt und müssen den hohen Wasserdruck  $> 10 \dots 20 \text{ bar}$  tragen.

In Tab. R3.2-1 sind mit (R3.2-11) aus  $H$  und  $\dot{V}$  die Kraftwerksleistungen für ausgeführte Anlagen als Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Anlagen bestimmt. Die zugehörigen Turbinentypen und Synchrongenerator-Bemessungsleistungen (Kap. P & T) sind genannt.

Laufkraftwerk	Mitteldruckkraftwerk	Speicherkraftwerk	Speicherkraftwerk
<i>Wallsee/Österreich</i>	<i>Drei Schluchten/China</i> *)	<i>Kaprun/Österreich</i>	<i>Bieudron/Schweiz</i>
$H = 9.1 \text{ m}$	$H = 183 \text{ m}$	$H = 780 \text{ m}$	$H = 1883 \text{ m}$ **)
$\dot{V} = 2880 \text{ m}^3/\text{s}$	$\dot{V} = 12295 \text{ m}^3/\text{s}$	$\dot{V} = 32 \text{ m}^3/\text{s}$	$\dot{V} = 86 \text{ m}^3/\text{s}$
$P_e = 210 \text{ MW}$	$P_e = 18000 \text{ MW}$	$P_e = 200 \text{ MW}$	$P_e = 1295 \text{ MW}$
<i>Kaplan-Turbinen</i>	<i>Francis-Turbinen</i>	<i>Pelton-Turbinen</i>	<i>Pelton-Turbinen</i>
6 Generatoren zu je 35 MW	26 Generatoren zu je 692 MW	4 Generatoren zu je 2x55 MW, 2x45 MW	3 Generatoren zu je 432 MW

\*) *Drei Schluchten Xi-Ling, Wu, Qutang* am *Yangtsekiang*-Fluss (2 km Staudammbreite, 600 km Rückstau): Weltgrößtes Wasserkraftwerk bzgl.  $P_e$  wegen untypisch hoher Durchflussmenge!

\*\*) Staumauer in *Grad Dixence* mit 285 m Höhe höher als der *Eiffelturm* (siehe Kap. P).

Tabelle R3.2-1: Kenngrößen von Wasserkraftwerken und Generatoren

### R3.3 Historisches Beispiel

Die erste Drehstrom-Energieübertragung weltweit wurde im damaligen *deutschen* Kaiserreich von *Lauffen/Neckar – Frankfurt am Main* 1891 als erste Nutzung der Wasserkraft über weite Entfernung (175 km, 300 PS, 30 kV, 40 Hz ) gebaut. Maßgeblich beteiligt waren *Oskar v. Miller*, *Michael von Dolivo-Dobrowolsky* (AEG, Berlin) und *Charles Brown* (Oerlikon, Zürich). Dazu wurde im Laufwasserkraftwerk *Lauffen/Neckar* ein 32-poliger Dreiphasen-Synchron-Klauenpol-Generator mit 210 kW, 95 V verkettet, 1400 A, 150/min, 40 Hz, installiert, der über ein Winkelgetriebe mit der langsam drehenden, vertikalen Wasserturbine gekuppelt war. Er hatte einen Wirkungsgrad von 96.5 % und wurde von der *Maschinenfabrik Oerlikon* (Zürich, Schweiz) hergestellt.

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N = \sqrt{3} \cdot 95 \cdot 1400 = 230 \text{ kVA}, \quad \cos\varphi_N = P_N / S_N = 210/230 = 0.91$$

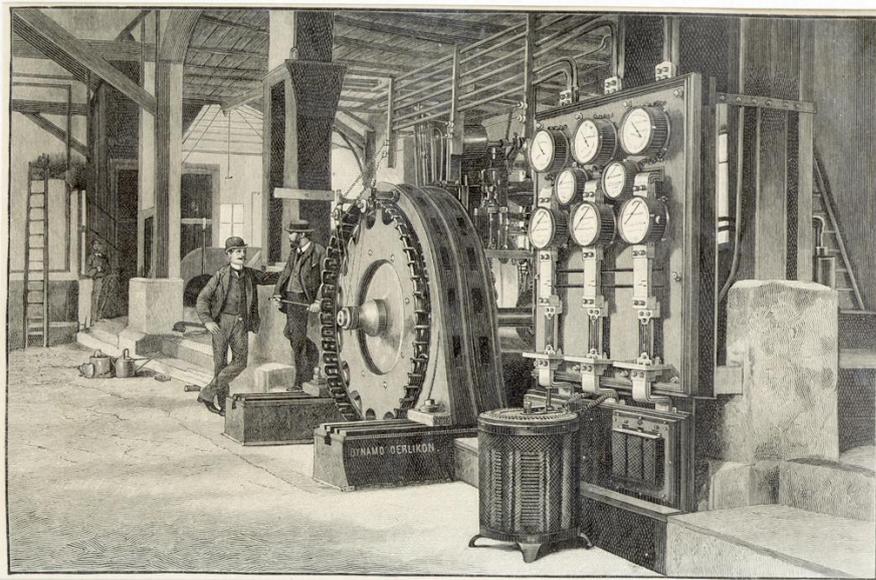


Bild R3.3-1: Historisches Beispiel: Laufwasserkraftwerk *Lauffen/Neckar*: Synchron-Klauenpol-Generator (Quelle: *Neidhöfer, G.:M. v. Dolivo-Dobrowolsky*, VDE-Verlag)

### R3.4 Wasserkraftnutzung

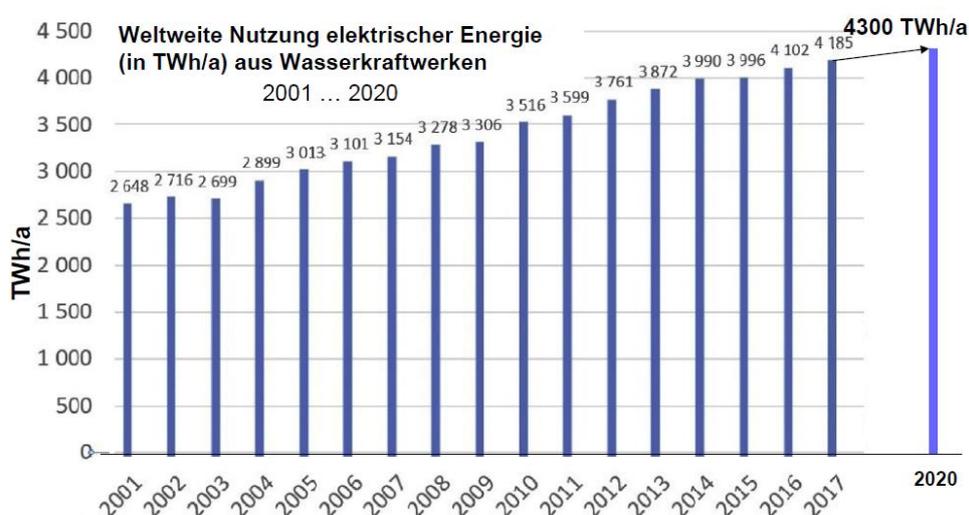
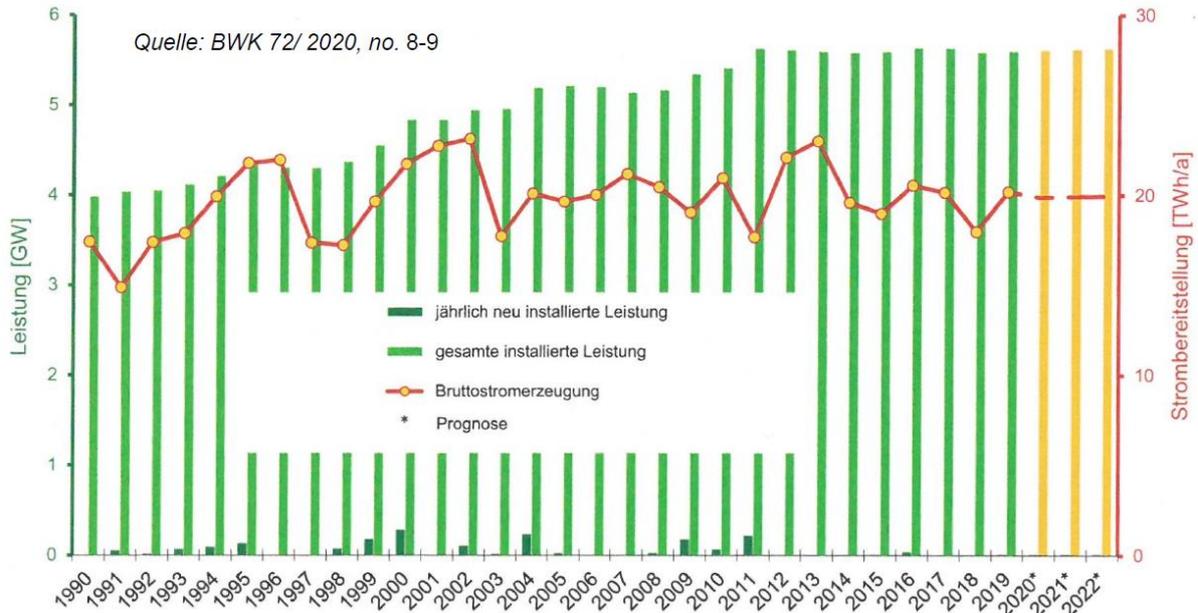
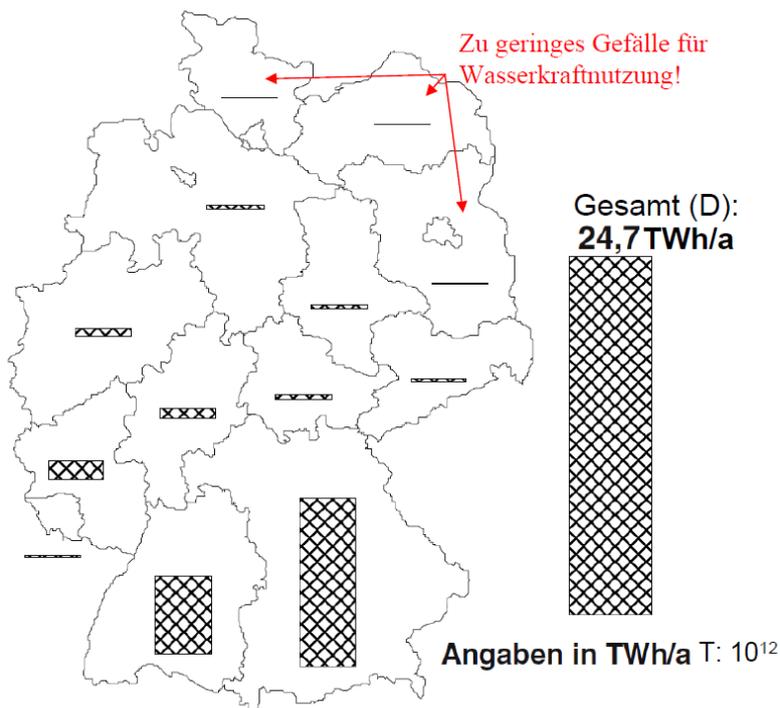


Bild R3.4-1: Weltweite Nutzung elektrischer Energie (in TWh/a) aus Wasserkraftwerken (Quelle: *Int. Renewable Energy Agency (IRENA)*, Abu Dhabi, 2018 & *statista* 2021)



**Bild R3.4-2:** Installierte Wasserkraft-Leistung (GW) in *Deutschland* 1990 ... 2019 (inkl. Pumpspeicherwerke mit natürlichem Zufluss), Bruttostromerzeugung und jährlich neu installierte Leistungen



**Bild R3.4-3:** El. Energiegewinnung aus Wasserkraft in *Deutschland* nach Regionen (Quelle: M. Kaltschmitt, *Erneuerbare Energien*, 2006)

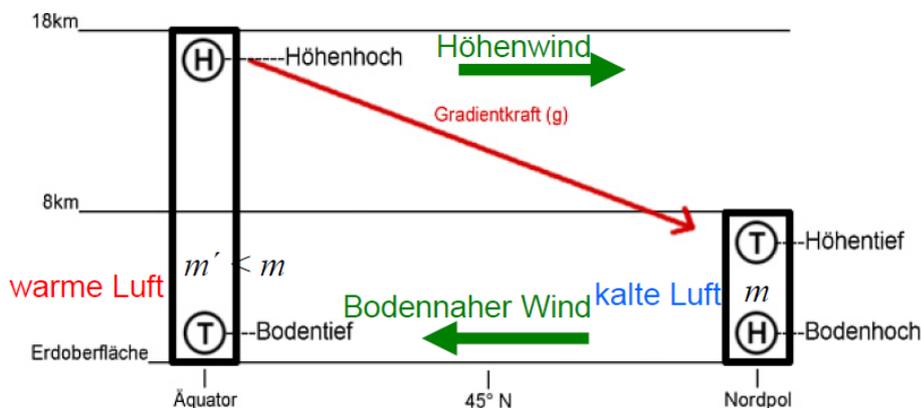
Weltweit wird die „grüne“ Wasserkraftnutzung zur el. Energieerzeugung vorangetrieben: Weltweite Erzeugung 2020: 4300 TWh/a (Bild R3.4-1). Großprojekte werden wegen des Eingriffs in die Landschaft oft kritisiert. Deshalb wird die großtechnische Nutzung der Wasserkraft, obwohl eine regenerative Energienutzung, häufig gesondert ausgewiesen. Die installierte Wasserkraftwerks-Leistung in *Deutschland* (2019: 5599 MW) stagniert seit Jahren, da viele Potentiale ausgeschöpft sind. Weitere Projekte sind durch öffentliche Kritik und zahlreiche Einsprüche bei Gericht schwer durchsetzbar (Bild R3.4-2). Die mittlere Erzeugung el. Energie aus Wasserkraft in D betrug 2020 ca. 20 TWh/a; das sind  $20 / 4300 =$  ca. 0.5% der weltweiten Wasserkraft-Nutzung. Diese Nutzung entspricht einem Betrieb mit

3579 Volllaststunden p.a.:  $5599 \text{ MW} \times 3579 \text{ h} = 20 \text{ TWh/a}$ . Diese Angabe schwankt von Jahr zu Jahr je nach Wasserverhältnissen, so dass auch bis  $24.7 \text{ TWh/a}$  bei 4420 Volllaststunden (abzüglich 3...5 % Netzübertragungsverluste) realisiert wurden. Dazu existieren in Deutschland 580 Laufwasserkraftwerke, 55 Speicher-Kraftwerke und 33 Pumpspeicher-Kraftwerke (Bild R3.4-3, ohne Kleinwasserkraftwerke  $< 100 \text{ kW}$ ).

## R4 Windkraft

### R4.1 Primärenergie Wind - Potentiale und Nutzung

Für die globalen Atmosphärenbewegungen („Winde“) und die globalen Meeresströmungen werden 2.5 % der auftreffenden Solarstrahlungsenergie umgesetzt. Das sind  $1.38 \cdot 10^{23} \text{ J/a}$  und entspricht einer mittleren solaren „Antriebs“-Leistung von  $4.3 \cdot 10^{15} \text{ W}$ . Diese so bewegten Luftmassen werden durch die solare Einstrahlung auf die Erde dadurch angetrieben, dass infolge der örtlich unterschiedlichen Lufterwärmung es zu einer örtlich unterschiedlichen Luftdichte-Abnahme kommt, so dass Auftrieb entsteht und die warme Luft aufsteigt (Bild 4.1-1). Die dadurch entstehenden räumlichen Luftdruckunterschiede in der Atmosphäre bewegen die Luftmoleküle bodennahe aus dem Lufthochdruckgebiet in das Lufttiefdruckgebiet, bis der Luftdruck ausgeglichen ist. Je größer der Luftdruckunterschied ist, umso größer ist der Luftmassenstrom in das Gebiet mit dem niedrigeren Luftdruck und umso höher ist die dabei auftretende Windgeschwindigkeit! Der Kreislauf aus Höhenluftströmung von warmen zu kalten Regionen hin und bodennahe umgekehrt wird überlagert durch den Einfluss der Erdrotation auf die Windströmung, der auf der nördlichen und südlichen Halbkugel gegenläufig ist (*Coriolis*-Effekt). Die Überlagerung aus Druckgefälle und Rotationseinfluss führt zu einer Ablenkung der Windrichtung aus der N-S-Richtung (Bild R4.1-1) in die O-W- bzw. W-O-Richtung und u. U. zum Auftreten von großräumigen Luftwirbel (Zyklonen bzw. Antizyklonen). Gleichzeitig erstreckt sich der in Bild R4.1-1 dargestellte Luftkreislauf nicht bis zu den Polen aus, sondern endet wegen der polwärtigen Flächenkonvergenz der Kugeloberfläche bereits in  $30^\circ$  nördlicher und südlicher Breite beim subtropischen bodennahen Hochdruckgürtel (Bild R4.1-2). Die in diesem Zirkulationsgebiet (*Hadley*-Zone) entstehenden, seitlich in O-W-Richtung abgelenkten bodennahen Winde sind die „Windgürtel“ der *Passatwinde*. In Äquaturnähe als einem Gebiet niedriger Windgeschwindigkeit (*Kalmenzone*) steigen die Luftmassen wieder auf.



**Bild R4.1-1:** Entstehung des „Jetstream“ als „Höhenwind“: Die äquaturnahe höhere solare Einstrahlung erwärmt dort die Luft stärker, die auftriebsbedingt in hohe Höhen aufsteigt und dort somit einen höheren Druck ausübt als die niedriger stehende kalte Luft in Polnähe. So strömt die Luft in der Höhe als Jetstream vom Äquator zu den Polen, während bodennahe kalte Polarluft in Richtung Äquator nachströmt. (Quelle: Wikipedia.de).

Luftmassen, die von den Polen äquatorwärts wegströmen, erwärmen sich und steigen ab rund  $60^\circ$  Breite in die Höhe (Polar-Zellen, Bild R4.2-2). Zwischen dieses System und der *Hadley*-

Zone in jeder der beiden Hemisphären passt sich jeweils ein drittes, gegenläufiges Windsystem ein (*Ferrel-Zelle*). Sowohl auf der Nord- als auch auf der Südhalbkugel finden sich dementsprechend drei bodennahe Windsysteme:

- Passate bis etwa 30° Breite in den *Hadley-Zellen* (NO-Passat auf der N-Halbkugel, SO-Passat auf der S-Halbkugel),
- Westwinde über mittleren Breiten, da polwärts strömende Luftmassen wegen der *Coriolis-Ablenkung* westliche Winde ergeben (Westwinddrift),
- polare Ostwinde in den Polarzellen.

*N-, Mittel- und S-Europa* liegen im Bereich der Westwinde. Deren Energie wird für die Wandlung in el. Energie genutzt.

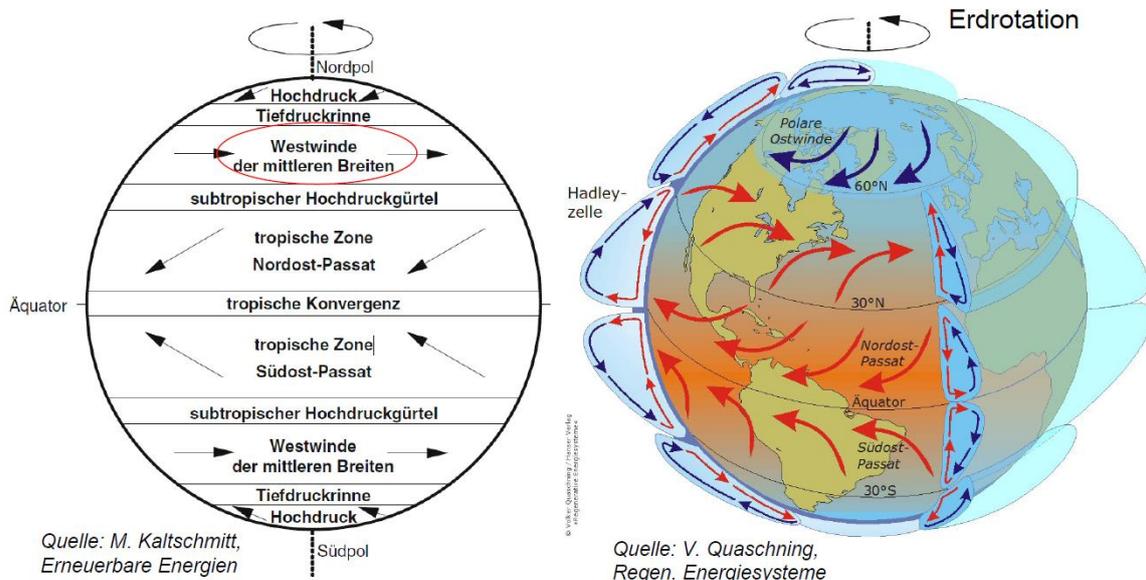


Bild R4.1-2: Globale Windsysteme (Windgürtel) der Erde.

Überlagert zu diesen globalen Windgürteln sind die Effekte der **Jahreszeiten** als Frühjahrs- und Herbstwinde bzw. -stürme, wenn sich z. B. im Frühjahr in Äquatornähe die Luft bereits deutlich stärker erwärmt als in äquatorferneren Breiten. Verstärkt wird dieser Effekt in *S-Europa* durch die Nähe zur Wüste *Sahara*. So entsteht der *Scirocco*-Wind durch die Druckdifferenz zwischen kühlen Tiefdruckgebieten in Südeuropa und der heißen Luft über der Sahara. Der *Scirocco* ist über Afrika trocken, nimmt aber über dem *Mittelmeer* Feuchtigkeit auf, die unter Umständen in den europäischen Mittelmeerländern abregnet.

**Lokale Effekte** in Bodennähe überlagern sich diesen globalen Strömungseffekten durch die lokale unterschiedliche Erwärmung. Landgebiete erwärmen sich auf Grund der geringeren Erd-Dichte rascher als die dichteren Wassermassen, kühlen aber auch rascher aus. So steigt in Küstenregionen tagsüber über dem wärmeren Land die dadurch wärmere Luft auf und kühlere Luft strömt von See her nach (tagsüber: Seewind = „auflandiger“ Wind). In der Nacht kühlt das Land schneller ab und die wärmere Luft über dem Meer steigt auf, so dass die kühlere Landluft nachströmt (nachts; Landwind = „ablandiger“ Wind). In den Morgen- und Abendstunden herrscht Windstille. Auch zwischen großen Seen und benachbarten Bergen tritt dieser Effekt auf (z. B. *Gardasee*: tagsüber *Ora*-Wind vom See hangaufwärts, nachts *Peler*-Wind von den Bergen zum See).

Weiter werden auf der N-Halbkugel nach Süden gerichtete Berghänge wegen der tw. fast senkrecht auftreffenden Sonnenstrahlen stärker erwärmt als die davor liegende Ebene, so dass die erwärmte Luft dort hangwärts aufsteigt (= tagsüber warmer Talwind = „Thermik“, beim Segelfliegen gerne genutzt).

Warme trockene Fallwinde, aus den Bergen herabströmend in die Täler, sind ebenfalls lokale Besonderheiten wie z. B. der *Föhn*-Wind nördlich des Alpenhauptkamms z. B. bei *Innsbruck*,

München ...); Bild R4.1-3). Durch das *Mittelmeer* mit Feuchtigkeit angereicherte nasskalte Luft steigt bei Südwind an den Abhängen des als „Querriegel“ wirkenden Alpenhauptkamms auf und kühlt dabei weiter ab, so dass der Sättigungswert des Wasserdampfs in der Luft überschritten wird. Die Nässe regnet aus. Die Luft gibt damit die Kondensationswärme ab. Diese so „getrocknete“ Luft überströmt den Gebirgskamm und strömt in tiefere und damit wärmere Regionen, wobei sie sich wegen der nun geringeren Dichte der trockenen Luft stärker erwärmt als vorher.

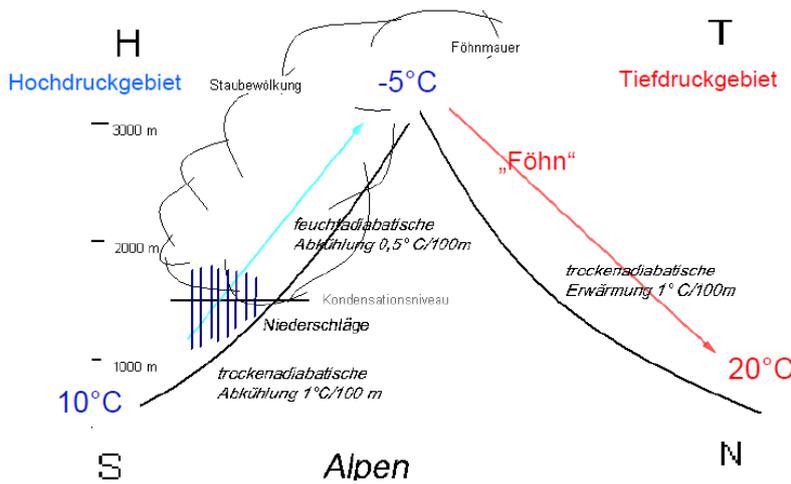


Bild R4.1-3: Entstehung des warmen Fallwinds *Föhn* an der Alpen-N-Seite: Die kalte Luft (z. B. 10 °C) südlich der *Alpen* wird in den warmen Fallwind (z. B. 20 °C) nördlich der *Alpen* umgewandelt! (Quelle: Wikipedia.de)

▪ Windgeschwindigkeit $v$ : in km/h	
Windstille	$v < 2$ km/h
schwacher Wind	$v \leq 28$ km/h
starker Wind	$v \leq 56$ km/h
Sturm	$v \leq 83$ km/h
Orkan	$v > 117$ km/h

} **Energetechnische Nutzung**

Tabelle R4.1-1: Grobe Einteilung der Windgeschwindigkeiten.

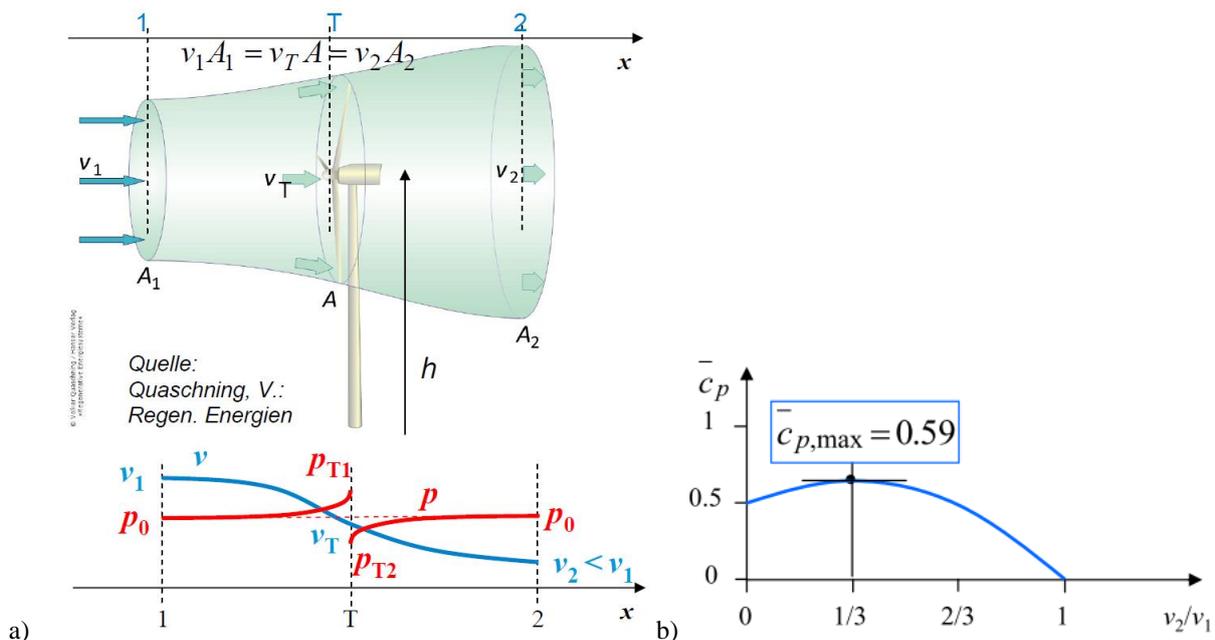


Bild R4.1-4: a) Mittlerer Strömungs- und Druckverlauf an einer frei angeströmten Windturbine, wobei die Luft in dieser turbulenten Strömung nicht komprimiert wird: Luftdichte  $\gamma_{\text{Luft}} = \text{konst.}$ , b) Leistungsbeiwert

Windenergieanlage werden für mittlere Windgeschwindigkeiten von ca. 5 ... 60 km/h (Tab. R4.1-1) für die Windenergienutzung projiziert. Bei zu großen Windstärken besteht die Gefahr der Zerstörung der Windenergieanlagen, so dass dann die Rotorblätter der Windturbinen in „Fahnenstellung“ gedreht werden, um dem Sturm einen möglichst geringen Strömungswiderstand zu bieten und damit die Windkraft auf die Anlage zu begrenzen.

Es wird somit die kinetische Energie der bewegten Luftmassen zur Energiegewinnung genutzt und nicht deren potentielle Energie wie bei der Wasserkraft. Die Luftströmung  $v_1$  (Luftdruck  $p_0$ ) ist bei den in Tab. R4.1-1 angegebenen Luftgeschwindigkeiten turbulent. Sie wird beim Durchströmen der Turbine (Bild R4.1-4a, wobei der Turbinentyp zunächst unerheblich ist) im Wesentlichen nicht komprimiert, so dass bei  $\gamma = \text{konst.}$  mit der *Bernoulli*-Gleichung für einen mittlere Stromfaden gerechnet wird. Bei der Betrachtung eines mittleren Stromfadens auf gleicher Höhe  $h$  im ungestörten Windstrom (Ebene 1, Bild R4.1-4a) und am Ort der Turbine (Ebene T) ergibt sich (verlustfrei)

$$1, T: \quad p_{T1} + \gamma \cdot v_T^2 / 2 + \gamma \cdot g \cdot h = p_0 + \gamma \cdot v_1^2 / 2 + \gamma \cdot g \cdot h. \quad (\text{R4.1-1})$$

Die Luftmassengeschwindigkeit durch die Windturbine ist dabei  $v_T$ . Der Wind wird an der Turbine abgebremst  $v_T < v_1$ . Der Druck steigt auf den Staudruck  $p_{T1} > p_0$  vor der Turbine.

$$p_{T1} - p_0 = \gamma \cdot (v_1^2 - v_T^2) / 2 > 0. \quad (\text{R4.1-2})$$

Nach dem Abströmen hat der Luftstrom kinetische Energie verloren  $v_2 < v_T < v_1$ , die in mechanische Arbeit der rotierenden Turbine umgesetzt wurde. Der Druck ist weit entfernt von der Turbine (Ebene 2) wieder der Luftdruck  $p_0$ , während er unmittelbar nach der Turbine kleiner sein muss  $p_{T2} < p_0$ , damit die *Bernoulli*-Gleichung (R4.1-3) erfüllt ist.

$$T, 2: \quad p_{T1} + \gamma \cdot v_T^2 / 2 + \gamma \cdot g \cdot h = p_0 + \gamma \cdot v_2^2 / 2 + \gamma \cdot g \cdot h \quad (\text{R4.1-3})$$

$$T, 2: \quad p_{T2} - p_0 = \gamma \cdot (v_2^2 - v_T^2) / 2 < 0 \quad (\text{R4.1-4})$$

Die Druckdifferenz vor und nach der Turbine bewirkt die an der Turbinenfläche  $A$  auftretende windbedingte Horizontalkraft  $F$ .

$$p_{T1} - p_{T2} = \gamma \cdot (v_1^2 - v_2^2) / 2 = F / A > 0 \Rightarrow F = A \cdot \gamma \cdot (v_1^2 - v_2^2) / 2 \quad (\text{R4.1-5})$$

Diese Kraft muss der Verringerung des Bewegungsimpulses der abgebremsten Luftmasse entsprechen:  $F = d(m \cdot v) / dt = (dm / dt) \cdot (v_1 - v_2) = \dot{m} \cdot v_1 - \dot{m} \cdot v_2$ . Die Änderung der Masse  $m$  je Zeit an der Turbinenfläche  $A$  ist die pro Zeit durch die Fläche  $A$  hindurch tretende Masse  $m$ , also der Luftmassenstrom  $dm / dt = \dot{m}$ ,  $\dot{m} = \gamma \cdot \dot{V} = \gamma \cdot v_T \cdot A$ . Das ergibt den Ausdruck

$$F = v_T \cdot A \cdot \gamma \cdot (v_1 - v_2), \quad (\text{R4.1-6})$$

der identisch mit (R4.1-5) sein muss, so dass wir  $v_T$  bestimmen können.

$$F = A \cdot \gamma \cdot (v_1^2 - v_2^2) / 2 = A \cdot \gamma \cdot (v_1 - v_2) \cdot (v_1 + v_2) / 2 = v_T \cdot A \cdot \gamma \cdot (v_1 - v_2) \quad (\text{R4.1-7})$$

$$v_T = (v_1 + v_2) / 2 \quad (\text{R4.1-8})$$

Die Luftgeschwindigkeit an der Turbine ist der Mittelwert der Geschwindigkeiten der zu- und abströmenden Luftmassen. Mit der Windkraft  $F$  erhalten wir daraus die auf die Turbine übertragene mechanische Leistung („Leistungsformel“ nach *A. Betz*):

$$P_T = F \cdot v_T = \left[ A \cdot \gamma \cdot (v_1^2 - v_2^2) / 2 \right] \cdot [(v_1 + v_2) / 2] = \frac{A \cdot \gamma \cdot v_1^3}{2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \left( 1 - \frac{v_2^2}{v_1^2} \right) \cdot \left( 1 + \frac{v_2}{v_1} \right). \quad (\text{R4.1-9})$$

Die im anströmenden Wind (ungestört mit  $v_1$  strömende Luft), der durch die Turbinenfläche  $A$  je Zeiteinheit  $t$  strömt (Wegstrecke  $l = v_1 / t$ ), enthaltene kinetische Windenergie  $W_k$  ist

$$W_k = \frac{m_1 \cdot v_1^2}{2}, \quad \dot{m}_1 = \gamma \cdot A \cdot v_1, \quad (\text{R4.1-10})$$

und die zugehörige Windleistung  $P_0$

$$P_0 = \frac{W_k}{t} = \frac{m_1 \cdot v_1^2}{2 \cdot t} = \frac{l \cdot A \cdot \gamma \cdot v_1^2}{2 \cdot t} = \frac{A \cdot \gamma \cdot v_1^2}{2} \cdot \frac{l}{t} = \frac{A \cdot \gamma \cdot v_1^3}{2} \quad (\text{R4.1-11})$$

Dieser zugeführten Windleistung  $P_0$  wird gemäß (R4.1-9) der Anteil  $\bar{c}_p$  als „theoretischer Leistungsbeiwert“ in Form von  $P_T$  entnommen (Bild R4.1-4b).

$$P_T = \bar{c}_p \cdot P_0 \quad , \quad P_0 = \frac{A \cdot \gamma \cdot v_1^3}{2} \quad , \quad \bar{c}_p = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \quad (\text{R4.1-12})$$

Alternativ kann (R4.1-12) aus der Abnahme der kinetischen Energie der Luftmassen berechnet werden. Der Massestrom  $\dot{m}$  durch die Turbine mit der Geschwindigkeit  $v_T$  legt in der Zeit  $t$  die Strecke  $\Delta$  zurück.

$$v_T = (v_1 + v_2)/2 = \Delta/t \quad , \quad \dot{m} = \frac{m}{t} = \gamma \cdot A \cdot v_T = \gamma \cdot A \cdot \frac{\Delta}{t} \quad (\text{R4.1-13})$$

Die in dieser Zeit der Turbine zugeführte kinetische Energie

$$\frac{W_{k1}}{t} = \frac{1}{t} \cdot \frac{m \cdot v_1^2}{2} = \frac{\dot{m} \cdot v_1^2}{2} \quad , \quad \frac{W_{k1}}{t} = \frac{1}{t} \cdot \frac{\Delta \cdot A \cdot \gamma \cdot v_1^2}{2} = \frac{v_T \cdot A \cdot \gamma \cdot v_1^2}{2} \quad (\text{R4.1-14})$$

und die kinetische Restenergie in der die Turbine verlassenden Luftmasse

$$\frac{W_{k2}}{t} = \frac{1}{t} \cdot \frac{m \cdot v_2^2}{2} = \frac{\dot{m} \cdot v_2^2}{2} \quad , \quad \frac{W_{k2}}{t} = \frac{1}{t} \cdot \frac{\Delta \cdot A \cdot \gamma \cdot v_2^2}{2} = \frac{v_T \cdot A \cdot \gamma \cdot v_2^2}{2} \quad (\text{R4.1-15})$$

bilden als Differenz die auf die Turbine übertragene Energie pro Zeit als Leistung

$$P_T = \frac{W_{k1}}{t} - \frac{W_{k2}}{t} = \frac{v_T \cdot A \cdot \gamma \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{2} \quad , \quad (\text{R4.1-16})$$

was identisch ist mit (R4.1-9).

Durch Ableitung des Leistungsbeiwerts nach dem Geschwindigkeitsverhältnis  $\xi = v_2 / v_1$

$$\frac{d\bar{c}_p}{d\xi} = \frac{d}{d\xi} \left( \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \xi^2\right) \cdot \left(1 + \xi\right) \right) = 0 \Rightarrow \xi = \frac{1}{3} \quad (\text{R4.1-17})$$

erhalten wir, dass bei einem Verhältnis  $\xi = v_2 / v_1 = 1/3$  die dem Wind durch die Turbine entzogene Leistung  $P_T$  maximal ist (Bild R4.1-4b) und 59 % der zugeführten kinetischen Windleistung nicht überschreitet, unabhängig von der Turbinenart.

$$\bar{c}_{p,\max} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \frac{1}{3^2}\right) \cdot \left(1 + \frac{1}{3}\right) = \frac{16}{27} = 0.59 \quad (\text{R4.1-18})$$

Die maximal auf die Turbine übertragene Windleistung (**Betz'sche Formel**) ist

$$P_{T,\max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{A \cdot \gamma \cdot v_1^3}{2} \quad (\text{R4.1-19})$$

Eine größere Luftabbremsung verringert  $v_T$  und damit auch  $P_T$ ! Bei  $v_2 = 0$  ist der Leistungsbeiwert nur 0.5 und der Abström-Querschnitt hinter der Turbine müsste wegen der dann dort ruhenden Luft zur Erfüllung der Kontinuitätsgleichung (Kap. G) unendlich groß sein:  $A_2 \rightarrow \infty$ . Bei  $v_2 = v_1$  wird gar keine Energie auf die Turbine übertragen, so dass der Leistungsbeiwert Null ist. Die potentielle Energie  $W_p$  der strömenden Luft bleibt bei der Energieübertragung auf die Turbine unverändert ( $h = \text{konst.}$ ). Die kinetische Energie  $W_k$  des Winds kann selbst mit IDEALER Turbine (Wirkungsgrad 100 %) NUR zu max. 89 % dem Wind entzogen werden!

$$\left. \frac{W_{k1} - W_{k2}}{W_{k1}} \right|_{\text{opt}} = 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)_{\text{opt}}^2 = 1 - \left( \frac{1}{3} \right)^2 = \frac{8}{9} = 0.89 \quad (\text{R4.1-20})$$

Der Einfluss **realer Turbinen**, der Auftriebs- und Widerstandsläufer wird in Kap. P behandelt.

## R4.2 Standorte für Windenergieanlagen

Durch langjährige Windgeschwindigkeitsmessungen an unterschiedlichen Standorten weiß man die langjährigen Mittelwerte und die Häufigkeitsverteilungen dieser Geschwindigkeiten. Diese Abweichungen vom Mittelwert haben viele, oft voneinander unabhängige Einflüsse. Ein Prozess, der durch (unendlich viele, kleine) voneinander unabhängige Einflüsse bestimmt ist, hat für die Häufigkeit des Auftretens des gewünschten Prozessmerkmals  $x$  als theoretisch ermittelte Häufigkeitskurve die *Gauß'sche* Glockenkurve (Normalverteilung (R4.2-1)). Der „Zentrale Grenzwertsatz“ der Wahrscheinlichkeitsrechnung lehrt, dass die Wahrscheinlichkeitsverteilung  $f_G(x)$  für das Auftreten einer Zufallsvariablen  $x$ ,

a) die positiv oder negativ sein kann

und

b) durch Überlagerung einer großen Zahl von unabhängigen Einflüssen entsteht, „normalverteilt“ ist. Die Gesamtwahrscheinlichkeit, dass der Wert  $x$  einen beliebigen Wert zwischen  $-\infty$  und  $\infty$  hat, muss dabei Eins sein.

$$f_G(x) = \frac{e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}}, \quad \int_{-\infty}^{\infty} f_G(x) \cdot dx = 1, \quad (\text{R4.2-1})$$

$$E_G(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x \cdot f_G(x) \cdot dx = \mu, \quad \text{Var}_G(x) = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 \cdot f_G(x) \cdot dx = \sigma^2 \quad (\text{R4.2-2})$$

In (R4.2-1) ist  $\mu$  der Erwartungswert („Mittelwert“)  $E_G(x)$  (R4.2-2) und  $\sigma^2$  die Varianz, wobei  $\sigma > 0$  ist. Beispiele für diese Zufallsvariable  $-\infty < x < \infty$  sind die beiden horizontalen Windgeschwindigkeitskomponenten in N-S- und O-W-Richtung  $x = v_{N-S}$  und  $x = v_{O-W}$  mit ihren (langjährigen) Mittelwerten  $\mu = v_{N-S,av}$  und  $\mu = v_{O-W,av}$  (Bild R4.2-1a)

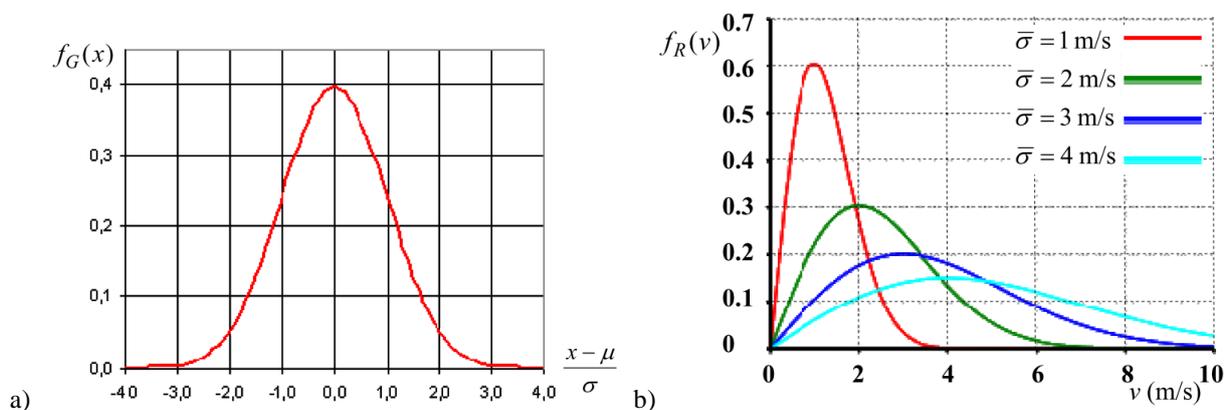


Bild R4.2-1: a) Normalverteilte horizontale Geschwindigkeitskomponenten des Winds in normierter Darstellung  $(x - \mu)/\sigma$  für beliebige  $\mu$ ,  $\sigma$ . b) a) *Rayleigh*-Verteilung des Windgeschwindigkeitsbetrags für unterschiedliche Mittelwerte  $\mu = \bar{\sigma} \cdot \sqrt{\pi}/2$  (Quelle: Wikipedia.de).

Der Betrag  $v = \sqrt{v_x^2 + v_y^2}$  der Windgeschwindigkeit  $\vec{v} = (v_x, v_y)$  ist eine nichtnegative Zufallsvariable  $0 \leq v < \infty$ . Während die Horizontalkomponenten  $v_x$ ,  $v_y$  über dem Erdboden jeweils normalverteilt sind (Bild R4.2-1a), ist  $v$  *Rayleigh*-verteilt. Die *Rayleigh*-Verteilung (Bild R4.2-1b) entspricht einer „einseitigen“ Normalverteilung (R4.2-3), worin  $\bar{\sigma} > 0$  (m/s) als Formparameter den Erwartungswert festlegt.

$$f_R(v) = \frac{v}{\bar{\sigma}^2} \cdot e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{v}{\bar{\sigma}}\right)^2}, \quad \int_0^{\infty} f_R(v) \cdot dv = 1, \quad E_R(v) = \int_0^{\infty} v \cdot f_R(v) \cdot dv = \bar{\sigma} \cdot \sqrt{\pi}/2 \quad (\text{R4.2-3})$$

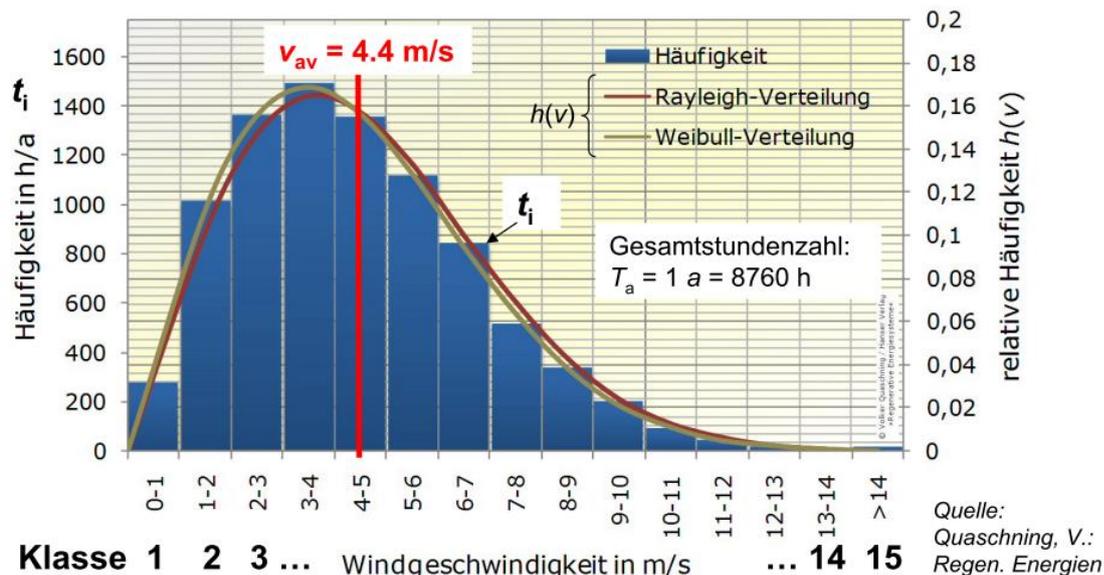
Die Windgeschwindigkeit wird an ausgewählten Standorten in bestimmter Höhe über dem Boden gemessen und ihr Betrag als absolute Häufigkeitsverteilung  $H_i(v)$  in  $i = 1 \dots n$  Windgeschwindigkeitsklassen von jeweils 1 m/s „Schrittweite“ dargestellt. In Bild R4.2-2 ist das Beispiel einjähriger Messergebnisse des Betrags der Windgeschwindigkeit  $v$  an der *deutschen Nordseeküste* im Jahr 2007, gemessen in 10 m Höhe über der Erdoberfläche, als Anzahl der  $t_i$  Stunden/Jahr, während der Wind mit einer bestimmten Geschwindigkeit zwischen 0 und 15 m/s weht, dargestellt. Es werden somit 15 Häufigkeitsklassen  $i = 1 \dots 15$ ,  $H_i = t_i$  verwendet, wobei die letzte Klasse alle Windgeschwindigkeiten  $> 14$  m/s umfasst, und die Summe  $\sum_{i=1}^n H_i = \sum_{i=1}^n t_i = 8760 \text{ h} = 1 \text{ Jahr} = T_a$  ist. Die relative Häufigkeit  $h_i = t_i/T$  (z. B.

$h_{i=3} = H_{i=3}/T_a = 1360/8760 \cong 0.156$ ) hat die Summe  $\sum_{i=1}^n h_i = \sum_{i=1}^n t_i/T_a = 1$ . Die Mitten-

Geschwindigkeiten jeder Klasse  $v_i$  (hier: 0.5 m/s, 1.5 m/s usw.) ergeben die Stützstellen  $h_i(v_i)$ . Der Jahresmittelwert der Windgeschwindigkeit  $v_{av}$  ist der Erwartungswert  $E(v)$  der Häufigkeitsverteilung (R4.2-4).

$$v_{av} = \sum_{i=1}^{n=15} v_i \cdot h_i = 4.4 \text{ m/s} \quad (\text{R4.2-4})$$

In den Stützstellen  $h_i(v_i)$  kann diese gemessene Häufigkeitsverteilung z. B. durch eine kontinuierliche *Rayleigh*-Verteilung  $h(v)$  angenähert werden, die dann für weitere Planungsrechnungen leichter zu verwenden ist als die experimentellen Daten. Für denselben Mittelwert muss  $\bar{\sigma} = 3.51 \text{ m/s}$  sein, damit  $v_{av} = \bar{\sigma} \cdot \sqrt{\pi/2} = 4.4 \text{ m/s}$  ist.



**Bild R4.2-2:** Gemessene Windgeschwindigkeit  $v$  an der deutschen Nordseeküste 2007 in 10 m Höhe als absolute Häufigkeitsverteilung  $H_i(v_i)$  in Stunden p. a. sowie die relative Häufigkeit  $h_i(v_i)$  und ihre Annäherung durch eine *Rayleigh*- und eine *Weibull*-Verteilung.

Mit der zweiparametrischen *Weibull*-Verteilung  $f_W(v)$  (positive Formparameter  $k$ ,  $a$ ) (R4.2-5) wird allerdings eine bessere Annäherung an das Messergebnis  $h_i(v_i)$  erreicht als mit der einparametrischen *Rayleigh*-Verteilung, so dass diese häufiger verwendet wird.

$$f_W(v) = \frac{k}{a} \cdot \left(\frac{v}{a}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{a}\right)^k} \quad k > 0, a > 0, \quad \int_0^{\infty} f_W(v) \cdot dv = 1 \quad (\text{R4.2-5})$$

Die *Rayleigh*-Verteilung ist der Sonderfall der *Weibull*-Verteilung für  $k = 2, a = \sqrt{2} \cdot \bar{\sigma}$ . Das Integral (R4.2-6) bei der Berechnung des Erwartungswerts  $E_W(v)$  der *Weibull*-Verteilung (R4.2-6) ist nicht elementar lösbar, sondern führt auf die *Euler'sche Gamma*-Funktion  $\Gamma(x)$  (R4.2-7), die ähnlich wie die trigonometrischen Funktionen nur tabellarisch (z. B. Berechnung über Reihenentwicklungen) verfügbar ist. Für ganzzahlige Werte  $x$  ergibt sie exakt die „Faktorielle“  $(x - 1)!$  und liefert somit für nichtganzzahlige Werte deren „Faktorielle“.

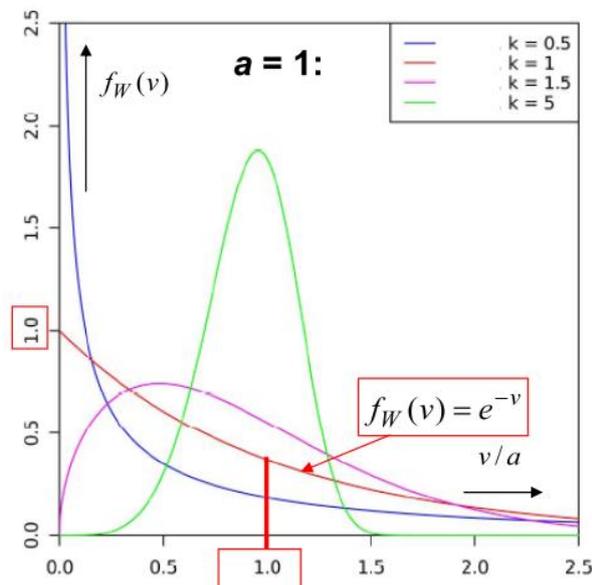
$$E_W(v) = \int_0^{\infty} v \cdot f_W(v) \cdot dv = a \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{R4.2-6})$$

$$x > 0: a) x \text{ ganze Zahl} : \Gamma(x+1) = x! \quad b) x \text{ nicht ganz} : \Gamma(x+1) = \int_0^{\infty} t^x \cdot e^{-t} \cdot dt \quad (\text{R4.2-7})$$

Auf Grund der mathematisch „unangenehmen“ *Gamma*-Funktion hat sich eine Näherungsformel für  $E_W(v)$  bewährt (R4.2-8).

$$E_W(v) = \int_0^{\infty} v \cdot f_W(v) \cdot dv \approx a \cdot \left(0.568 + \frac{0.434}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (\text{R4.2-8})$$

Die *Weibull*-Verteilung erlaubt mit ihren beiden Parametern  $k > 0$  (dimensionslos) und  $a > 0$  (m/s), zwei Werte der gemessenen Verteilung  $h_i(v_i)$  genau zu treffen, z. B. den Mittelwert  $v_{av}$  und  $v$ -Wert der maximalen Häufigkeit  $v^*$ :  $h_i(v_i^*) = \text{maximal}$ . Trotz der nur zwei verfügbaren Formparameter erlaubt die *Weibull*-Verteilung die Annäherung an unterschiedlichste Kurvenformen, wie Bild R4.2-3 für  $a = 1$  und  $k = 0.5, 1, 1.5, 2$  zeigt. Für  $a = k = 1$  ergibt sich exakt die *Euler'sche e*-Funktion, die bei Lebensdauerbetrachtungen z. B. von Bauteilen zum Einsatz kommt.



**Bild R4.2-3:** Weibull-Verteilung für  $a = 1$  und  $k = 0.5, 1, 1.5, 2$  (Quelle: Wikipedia.de).

**Beispiel R4.2-1:** Weibull-Verteilung für  $a = 1, k = 1$ :

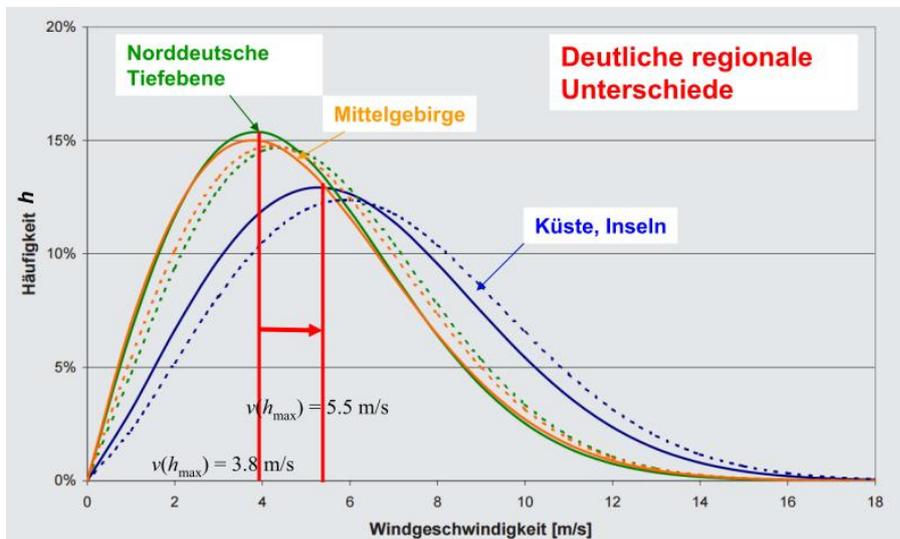
$$f_W(v) = \frac{k}{a} \cdot \left(\frac{v}{a}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{a}\right)^k} = \frac{1}{1} \cdot \left(\frac{v}{1}\right)^{1-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{1}\right)^1} = e^{-v}.$$

Erwartungswert:  $E_W(v) = a \cdot \Gamma\left(1 + (1/k)\right) = 1 \cdot \Gamma\left(1 + (1/1)\right) = \Gamma(2) = 1! = 1$  gemäß

$$E_W(v) = \int_0^{\infty} v \cdot f_W(v) \cdot dv = \int_0^{\infty} v \cdot e^{-v} \cdot dv = 1. \quad \text{Mit der Näherungsformel (R2.4-8) wird}$$

$$E_W(v) \approx a \cdot (0.568 + (0.434/k))^{1/k} = 1 \cdot (0.568 + (0.434/1))^1 = 1.002 \quad \text{erhalten.}$$

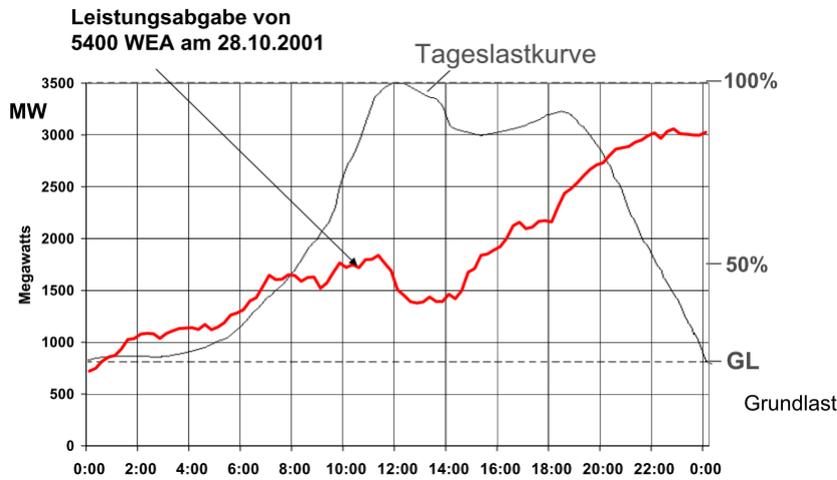
Mit den vorgestellten Windmessungen und den sie beschreibenden Häufigkeitsverteilungen werden unterschiedliche Regionen eines Landes charakterisiert, wie am Beispiel *Deutschland* erläutert wird. Vor allem See- und Küstenregionen sind windreich mit hohen mittleren Windgeschwindigkeiten, ebenso Bergregionen, während Binnengebiete eher windarm sind, vor allem Talkessel und durch Gebirgszüge eingegrenzte Gebiete. Bild 4.2-4 zeigt für die Küstengebiete die gestreckten Häufigkeitsverteilungen mit ihren gegenüber den Mittelgebirgslagen und Tiefebene um ca. 30 % höheren mittleren Windgeschwindigkeiten  $v_{av}$ , die (Bild 4.2-2) stets größer sind als jene Windgeschwindigkeiten  $v^*$ , die am häufigsten auftreten (Maxima der  $h(v)$ -Verteilung). Dabei gibt es windreichere und windärmere Jahre im Vergleich zum langjährigen Mittel.



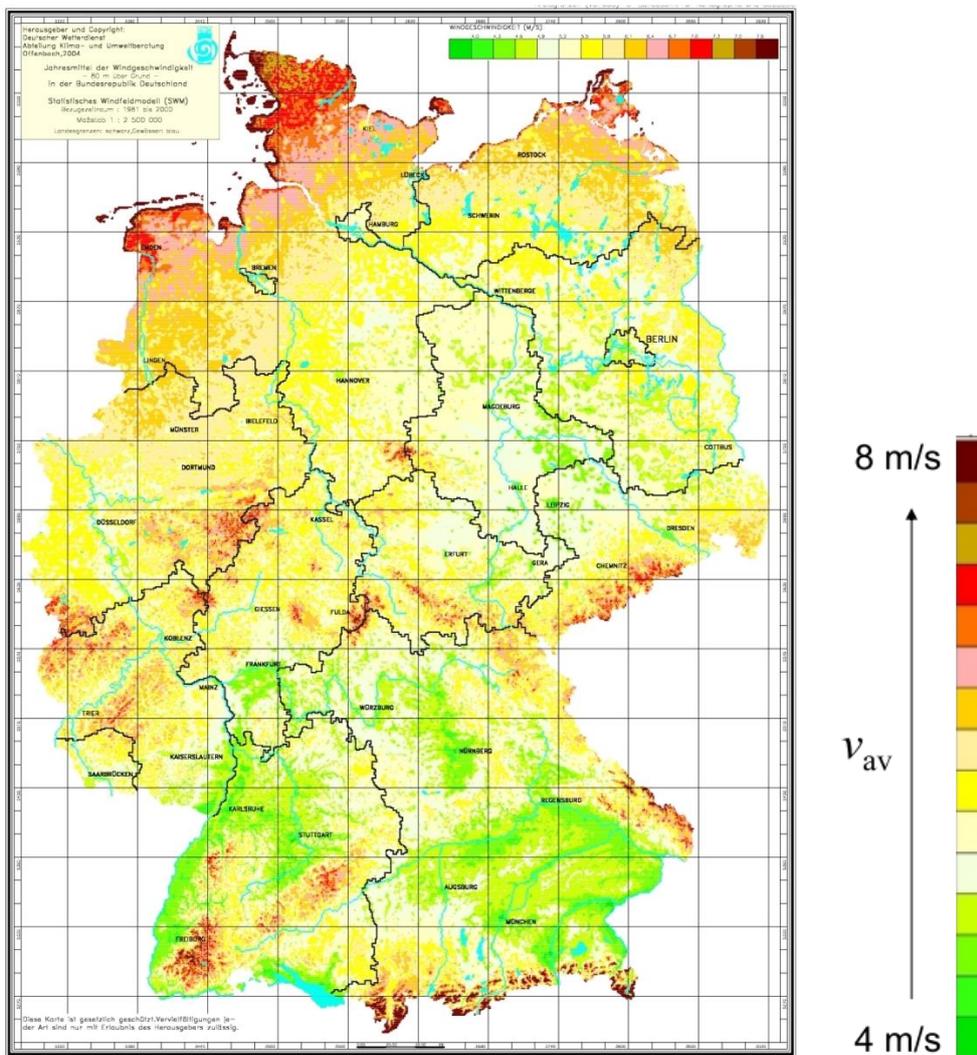
**Bild R4.2-4:** Verteilung der relativen Häufigkeit  $h$  der Windgeschwindigkeit  $v$  nach Regionen in *Deutschland*: Gestrichelt für 2007, volle Linien für das langjährige Mittel (Quelle: Windenergiereport *Deutschland*, 2008).

Allerdings dürfen die Wahrscheinlichkeitsverteilungen des Auftretens einer bestimmten Windgeschwindigkeit  $f(v) \approx h(v)$  nicht über die möglichen starken Schwankungen des Windgeschwindigkeit während eines Tages, einer Woche etc. hinweg täuschen. Diese Volatilität ist ein großes Problem einer gesicherten Energieversorgung, die hauptsächlich auf volatilen Quellen beruhen soll, wie Bild R4.2-5 beispielhaft zeigt. Gezeigt ist die typische el. Tageslastkurve des *deutschen* Hochspannungsnetzes mit ihrer „Mittagsspitze“ (alle kochen) und ihrer kleineren „Abendsspitze“ (Abendbrotzeit). Ihr Minimum ist die „Grundlast“ (siehe Kap. V). Die starke mögliche Schwankung der Windenergie während eines Tages macht es erforderlich, entsprechend große Energiespeicher zu installieren, um überschüssige Energie aus Wind für windschwache Tage zu bevorraten. Mit dem stark zunehmenden Anteil an Windenergie bei der el. Energieversorgung *Deutschlands* werden zunehmend sehr große Energiespeicher benötigt, die aber in dieser Größenordnung z. Zt. nicht existieren. Die vorhandenen Pumpspeicherwerke (selbst mit Nutzung ausländischer Pumpspeicher) reichen bei weitem nicht aus. Folglich müssen andere Kraftwerke (z. B. Kohle- und Gaskraftwerke) mit variabler Last und damit tw. verringertem Wirkungsgrad und erhöhter dynamischer Lebensdauer-mindernder Belastung die fehlende Leistung für die Netzregelung bereit stellen, während überschüssige el. Energie aus Wind (und Sonne) entweder ins Ausland verkauft oder verschenkt wird oder aber eine Abregelung der Windturbinen erfolgt. Für diese Abregelung

und die damit verbundenen verminderten Einnahmen sind gemäß EEG (siehe unten) die Windanlagenbetreiber in *Deutschland* zu entschädigen.



**Bild R4.2-5:** Beispiel der zeitlich schwankenden Einspeisung el. Energie in das deutsche Hochspannungsnetz auf Grund des zeitlich schwankenden Angebots an Windenergie während eines Tages (WEA: Windenergieanlage), (Quelle: ISET).



**Bild R4.2-6:** Langjährig (1981-2000) gemessene mittlere Windgeschwindigkeit  $v_{av}$  in 80 m Höhe in *Deutschland* (Quelle: Deutscher Wetterdienst, Offenbach, 2004).

Bild R4.2-6 zeigt die hohe mittleren Windgeschwindigkeiten  $v_{av} = 7 \dots 8$  m/s in Norddeutschland (Seenähe), auf den Bergeshöhen der Mittelgebirge und der Alpenregion, aber auch die windärmeren süddeutsche Gebiete, die aber hoch industrialisiert sind, so dass lange zusätzliche Stromleitungen von N nach S nötig sind, wenn Windenergie eine dominante künftige Energiequelle sein soll.

Grundsätzlich erfolgt eine zweistufige Standortbewertung nach der mittleren Windgeschwindigkeit  $v_{av}$ , und zwar nach der Region (Bild R2.4-6) und nach der lokalen Rauigkeits-Klasse der Geländeoberfläche für „on-shore“-Windenergieanlagen. Denn am Erdboden selbst ist wegen der unvermeidlichen Haftreibung die Windgeschwindigkeit Null und nimmt bei der überwiegend turbulent vorherrschenden Windströmung mit der Höhe  $z$  bis zu einer bestimmten maximalen Höhe  $h_{max}$  etwa logarithmisch zu:  $v(y) \approx v_0 \cdot \ln((z/h_0) + 1)$ ,  $0 \leq z \leq h_{max}$ . Bei hoher Rauigkeit wie z. B. Baumbestand ist die  $v$ -Zunahme mit der Höhe  $z$  geringer, was durch einen kleineren Parameter  $v_0$  und einen größeren Wert  $h_0$  beschrieben wird. Auf See ist die Rauigkeit wegen der Wasseroberfläche geringer als an Land. Gleichzeitig sind die mittleren Windgeschwindigkeiten wegen der fehlenden Hindernisse höher.

### R4.3 Merkmale von Windenergieanlagen

Bei den Windkraftanlagen dominiert die Bauform der dreiblättrigen Auftriebsläufer mit horizontaler Achse und dem Rotor auf der Luvseite (Bilder R4.3-1, -2). Zwischen Rotor und Generator kann sich ein zu höherer Drehzahl übersetzendes Zahnradgetriebe befinden, damit das Generatordrehmoment und damit auch der Generator kleiner sind. Das gemeinsame Maschinengehäuse (Gondel) ist auf einem Turm montiert und wird mit dem Turbinenrotor der gemessenen aktuellen Windrichtung mit Stellmotoren nachgeführt. Die Nennleistung neu installierter Windkraftanlagen liegt an Land meist im Bereich von 2 bis ca. 5 MW, während die größten bisher entwickelten Offshore-Anlagen bis zu ca. 12 MW erreichen (Bild R4.3-3). Diese Anlagen sind häufig in Gruppen als Windparks zusammengefasst. Es sind unterschiedliche Turmbauarten entwickelt worden. Stahltürme werden unterschieden in Stahlrohtürme als die heutige Standardbauweise und Stahlschalentürme. Stahlrohtürme sind konisch und bestehen meist aus zwei bis fünf Stahlrohrteilen, die mit Flanschverbindungen verschraubt werden. Bei höheren Türmen als ca. 120 m wird häufig eine Hybridkonstruktion eingesetzt, deren unterer Teil aus miteinander verbundenen Betonringen besteht. Der obere Teil ist ein Stahlrohturm. Eine früher häufig eingesetzte Turmvariante ist der Gittermast mit dem Vorteil eines geringeren Materialbedarfs, der aber in der Fertigung i. A. teurer ist. Holztürme haben sich bis dato noch nicht großflächig durchgesetzt. Die auf diesen hohen Türmen (Masten) montierten dreiflügeligen axial durchströmten Propeller-Windturbinen sind in Kap. P beschrieben. Die Fundamentierung der Türme erfolgt an Land aus Kostengründen am häufigsten mit einer Flachgründung. Bei inhomogenen Bodenverhältnissen kann vor dem Fundamentbau ein Bodenaustausch zur Verbesserung der Tragfähigkeit notwendig sein. Bei weichen Böden werden Pfahlkopf-Fundamente eingesetzt, die zwar kleiner, aber teurer als Flachgründungs-Fundamente sind. Da Anlagen mit nicht verstellbaren Rotorblättern („Stallregelung“, Kap. P) während Sturmphasen deutlich höheren Winddruck-Belastungen ausgesetzt sind als Anlagen mit verdrehbaren Rotorblättern („Pitch-Regelung“, Kap. P), die ihre Rotorblätter aus dem Wind drehen können, müssen Fundamente von stallgeregelten Anlagen bei gleicher Leistung größer dimensioniert werden.

Die Fundamentierung der Türme für Windkraftanlagen auf See („Offshore“, im i. A. seichten Küstengewässer) ist deutlich aufwändiger als für „Onshore“-Anlagen. Für die Gründung der Türme von Offshore-Windparks werden häufig hohle Stahlpfähle in den Meeresboden eingerammt. Kleinere Windkraftanlagen können noch auf einzelnen Pfählen montiert werden

(Monopile), für größere Anlagen sind aber drei oder vier Pfähle üblich (Tripod/Tripile bzw. Jacket). Statt Pfählen werden zunehmend alternativ Bucket-Fundamente verwendet, die durch Unterdruck statt durch lärmendes Rammen (das z. B. die Wale in ihrer Kommunikation beeinträchtigt) eingebracht werden. Als weitere Variante handelt es sich bei der Schwergewichtsgründung um die Flachgründung mit einem Betonfertigteil.

Es gibt auch Konzepte für Windkraftanlagen mit am Meeresboden verankerten Schwimmkörpern, die sich vor allem darin unterscheiden, wie der Krängung entgegengewirkt wird (siehe unten Varianten i ... iii). Sie können an steiler abfallenden Küsten installiert werden (z. B. *USA, Japan*), sind aber teurer.

*Zusammenfassung:* Offshore-Gründungen:

A) Feste Mast-Gründungen im Meeresboden:

a) 20 ... 40 m Seetiefe: Stahlrohr-Masten (Monopile),

b) 40 ... 60 m Seetiefe: Gittermaststrukturen (Jackets).

B) Schwimmende Mast-Plattformen (verankert im Meeresboden): 90 ... 120 m Seetiefe:

i) Schwimmkörper mit tiefem Schwerpunkt (spar-buoys),

ii) Halbtauch-Schwimmkörper,

iii) Tension-Leg-Plattformen.

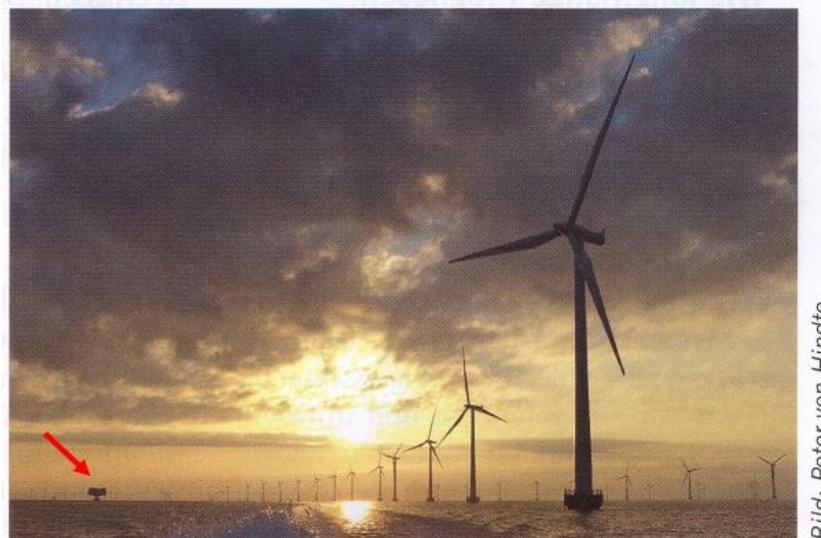
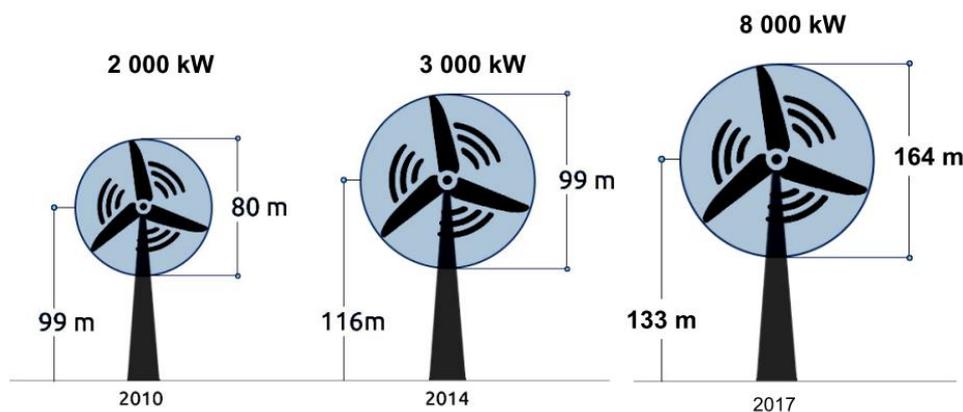


Bild: Peter von Hindte

**Bild R4.3-1:** Offshore-Windpark mit dreiflügeligen Windenergieanlagen mit Monopile-Masten. Im Hintergrund (Pfeil) ist die zentrale Transformatorstation für die AC-Seekabelverbindung zum Festland sichtbar (Quelle: *BWK 67*, 2015, no. 1/2).



**Bild R4.3-2:** Steigende Anlagengröße der dreiflügeligen Windenergieanlagen in den letzten 10 Jahren (Quelle: *Bundesverband WindEnergie*).



**Bild R4.3-3:** Getriebelose 12 MW-Windturbine mit direkt gekoppeltem Synchron-Ringgenerator *Haliade-X* mit Permanentmagnet-Erregung (Quelle: *General Electric*).

#### R4.4 Windenergie in Deutschland



**Bild R4.4-1:** Installierte „Onshore“-Windenergie-Anlagen und ihr jährlicher Zubau in *Deutschland* sowie daraus bereitgestellte el. Energie („Strombereitstellung“) (Quelle: *BWK 72/ 2020*, no. 8-9).

Um einen möglichst raschen Umstieg auf die Erzeugung el. Energie aus regenerativen Energiequellen in *Deutschland* zu erreichen, wurde mit dem *deutschen* Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) die bevorzugte Einspeisung von el. Strom aus erneuerbaren Quellen ins el. Stromnetz gefördert, indem es deren Erzeugern feste Einspeisevergütungen garantiert. Seit 2000 erweiterte das EEG schrittweise das vorangehende Stromeinspeisungsgesetz. *Deutschland* verfügt über erhebliches Windenergiepotential. Windenergieanlagen werden im Vergleich zu Wasserkraftwerken deutlich kostengünstiger und schneller errichtet, vor allem an Land („Onshore“). Sie haben aber eine deutlich kürzere Lebensdauer von ca. 20 Jahren statt 50 ... 100 Jahre. Dank der garantierten EEG-Vergütung erfolgte ein rasanter Anstieg der installierten Windenergie-Anlagenleistung in *Deutschland* in den letzten 20 Jahren, weil sich so investiertes Geld sehr rasch in erhebliche Gewinne für die Investoren ummünzen ließ (Bild

R4.4-1). Da diese garantierten Einspeisevergütungen, unabhängig ob diese el. Energie nun benötigt wird oder nicht, letztlich in höheren Strompreisen für alle Endkunden (egal ob einkommensstark oder -schwach) resultiert, wurde diese Art der Finanzierung in jüngster Zeit auch kritisiert, vor allem weil die so finanzierten Energieanteile mittlerweile einen erheblichen Anteil am deutschen „Strommix“ ausmachen und daher relevant für den Kundenpreis sind.

So umfasst die Windenergienutzung in *Deutschland* mit installierte Großanlagen mit Einheitsleistungen von  $P_N = \text{ca. } 0.5 \dots 8 \text{ MW}$  je Anlage. Dies ergibt eine gesamte installierte Anlagen-Leistung „onshore“ 2019 von 52.4 GW (Bild R4.4-1) und im küstennahen Meer („offshore“) 2019/2020 6.4/7.5 GW (R4.4-2). Die damit in das öffentliche Netz eingespeiste el. Energie ist onshore 2019 101.8 TWh und offshore 2019 24.6 TWh, entsprechend

a) 1943 Volllaststunden „onshore“ ( $= 101.8 \cdot 10^3 / 52.4$ ), also ca. 2000 Volllaststunden, und b) 3843 Volllaststunden „offshore“ ( $= 24.6 \cdot 10^3 / 6.4$ ), somit ca. 4000 Volllaststunden.

So ist „offshore“ dank der fehlenden Strömungshindernisse und der damit verbundenen deutlich größeren Windgeschwindigkeiten eine etwa doppelt so hohe Volllaststundenzahl und damit Energieausbeute möglich (Tab. R4.4-1).



**Bild R4.4-2:** Installierte „Offshore“-Windenergie-Anlagen und ihr jährlicher Zubau in *Deutschland* sowie daraus bereitgestellte el. Energie („Strombereitstellung“) (Quelle: BWK 72/ 2020, no. 8-9).

	<b>On-shore</b> (Landstandorte)	<b>Off-shore</b> (küstennahe) Seestandorte
<b>Mögliche installierbare Leistung</b>	<b>189 GW</b> (z. Zt. ca. <b>53 GW</b> ) Flächeneinsatz: 2 % der dtsh. Bundesfläche	<b>54 GW</b> (z. Zt. ca. <b>6.5 GW</b> ) gemäß Raumordnungsplan für die küstennahen Gebiete
<b>Mögliche Volllaststunden/a</b>	<b>2071</b> (23.6 % eines Jahres)	<b>4778</b> (54.5 % eines Jahres)
<b>Möglicher Jahresertrag</b>	<b>390 TWh/a</b> (ca. 68 % des deutschen Bruttostromverbrauchs 2019)	<b>258 TWh/a</b> (ca. 45 % des deutschen Bruttostromverbrauchs 2019)

**Tabelle R4.4-1:** Windenergieanlagen: Nutzungspotentiale in *Deutschland* (Quellen: Bundesverband WindEnergie, 2011, & Fraunhofer IWES, 2014) Zum Vergleich: Bruttostromverbrauch in *Deutschland*: 2019: 569 TWh.

Die relativ seichten Küstengewässer der nördlichen europäischen Staaten mit Meerzugang erlauben die Installation küstennaher „Offshore“-Anlagen bei nicht zu hohen Errichtungskosten. So sind mittlerweile (1. 1. 2020) in *Nord-Europa* erhebliche Mengen an „Offshore-Windleistung“ mit deutlich steigender Tendenz installiert, und zwar in folgender Reihenfolge:

United Kingdom: 9.95 GW, Deutschland: 7.5 GW (Bild R4.4-2), Dänemark: 1.7 GW, Belgien: 1.6 GW, Niederlande: 1.1 GW, Schweden: 0.2 GW.

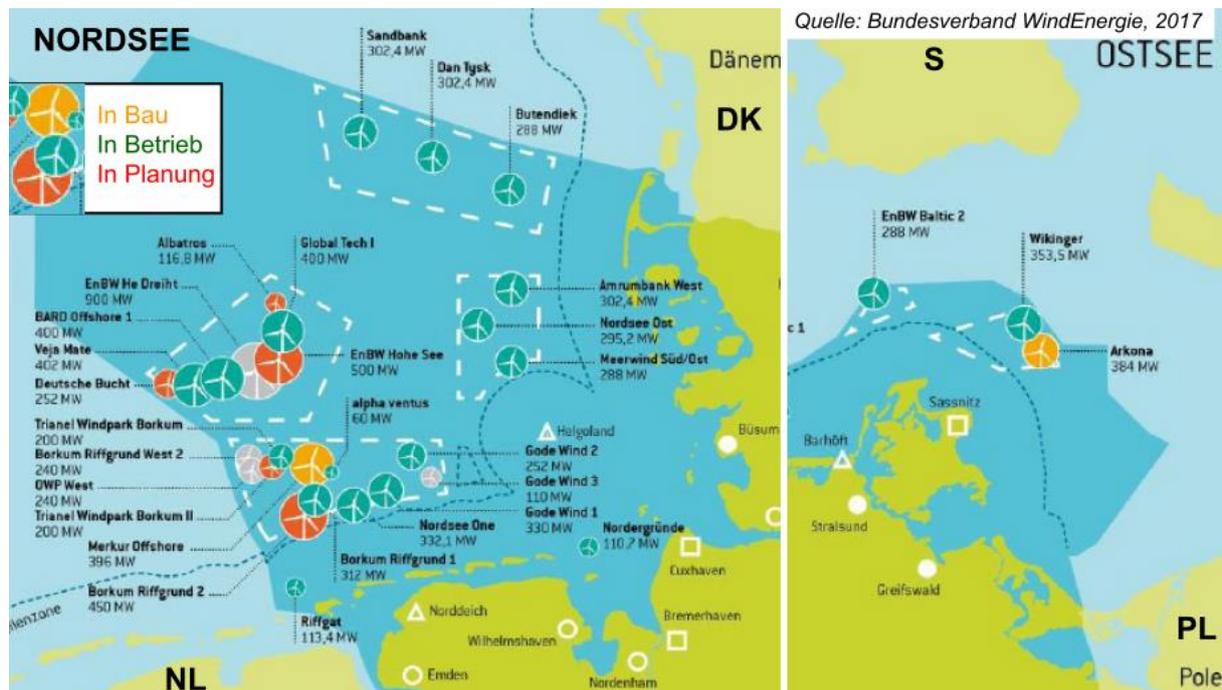


Bild R4.4-3: Deutsche Offshore-Windenergieanlagen als Windparks in der Nordsee und Ostsee.

Die Stromgestehungskosten für el. Energie umfassen allgemein die Kosten, die für die Wandlung von anderer Energieform in elektrische Energie nötig sind. Sie sind die Summe aus

- Kapitalkosten (inklusive Finanzierungskosten von Fremdkapital) für Investmittel,
- fixen und variablen Betriebskosten,
- Brennstoffkosten,
- angestrebter Kapitalverzinsung über den Betriebszeitraum.

Für Windenergieanlagen ergeben sich in *Deutschland* für die Investitionskosten je installierter Nennleistung ohne die Netzanbindungskosten etwa folgende Daten:

- Offshore-Windenergie-Anlage: Ca. 3.7 Mio. Euro/MW (ca. 4700 Volllaststunden/a),
- Onshore-Windenergie-Anlagen: Ca. 1.8 Mio. Euro/MW (ca. 2000 Volllaststunden/a).

Im Vergleich dazu werden für Photovoltaik-Anlagen ca. 1.0 Mio. Euro/MWp (peak) bei ca. 900 Volllaststunden/a für *Deutschland* genannt.

(Quelle: Koenemann, D.: *BWK special* 72 (2020), nr. 06-07, p. 6-9)

Im Vergleich zu den Investitionskosten für die Errichtung von Wasserkraftanlagen sind das relativ geringe Beträge, die den raschen Zubau erklären. Allerdings sind die resultierenden Stromgestehungskosten vor allem für Offshore-Windanlagen doch relativ hoch (Bild R4.4-4), so dass die Windenergieanlagenbetreiber auf die Fortsetzung des EEG pochen. Ohne diese Förderung drohen einige von ihnen mit der Abschaltung ihrer Anlagen wegen Unwirtschaftlichkeit.

Windkraftanlage	On-shore	Off-shore
Typische Stromgestehungskosten 2015 ... 2017	5.2 ... 9.1 ct/kWh	14.2 ct/kWh teurer, weil: ca. 30 m Seetiefe ca. 200 m Gesamthöhe ca. 68 km vor der Küste
Quelle: VDI nachrichten 2017-02-24		

Tabelle R4.4-2: Stromgestehungskosten aus Windkraftanlagen in *Deutschland*.

Insgesamt aber werden weltweit zahlreiche Windenergieanlagen installiert, u. A. auch, da sie für strukturschwache Regionen (z. B.: in *Indien*) rasch einen erleichterten Zugang zur Nutzung el. Energie ermöglichen.

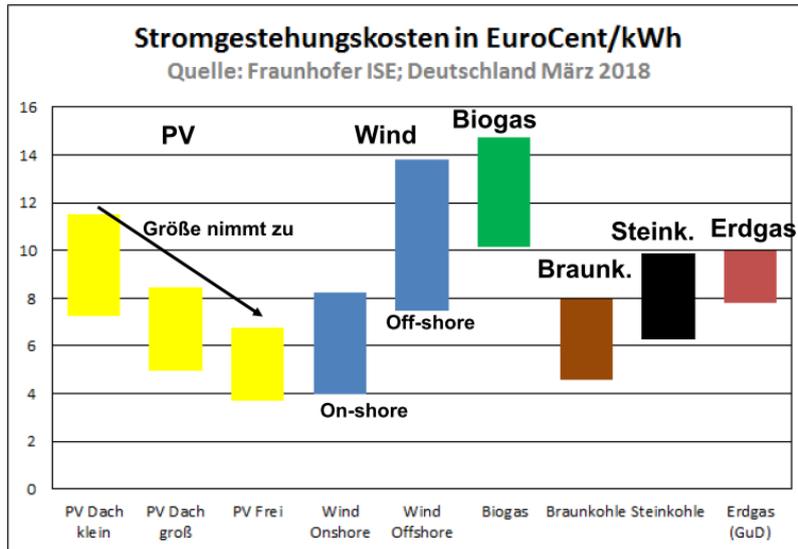


Bild R4.4-4: Stromgestehungskosten im Vergleich in *Deutschland*

## R5 Meeresenergie

### R5.1 Tidenhub-Nutzung

Die Entstehung der Gezeiten ist in Kap. G „Grundlagen“ besprochen. Dieses Heben und Senken des Meeresspiegels (Tidenhub) im ca. 6 h-Rhythmus auf Grund der Mond- und Sonnenanziehungskraft, gemeinsam mit der Fliehkraft der Erd-Mond- und Erd-Sonnen-Rotation um jeweils gemeinsame Schwerpunkte wird in **Gezeitenkraftwerken** zur Gewinnung elektrischer Energie ausgenutzt. Gezeitenkraftwerke sind Wasserkraftwerke, welche die potentielle Energie aus dem Tidenhub der Meeresoberfläche über Turbinen und E-Generatoren in elektrische Energie wandeln. Dabei entnehmen die Gezeitenkraftwerke ihre Energie der Erddrehung relativ zur Drehung des Mondes um die Erde und der Erddrehung relativ zum Stand der Sonne! Die beiden Tidenhub-Flutberge laufen über die Erdoberfläche infolge ihrer Eigendrehung hinweg und bremsen beim Aufprall an die Küsten die Erddrehung minimal ab („Erd-Gezeitenbremse“). Auch die Gezeitenkraftwerke wirken mit ihrer Bremsung der Gezeiten-Strömungsbewegung der Meere durch Entzug der Nutzenergie im Sinne einer Verlangsamung der Erdrotation, aber im Vergleich zur Erd-Gezeitenbremse nur minimal. In Buchten mit großem Tidenhub wird durch einen Staudamm quer zur Bucht mit Wasserdurchlässen mit dort angebrachten Turbinen das Meerwasser auf die Stau-Höhe  $H$  gestaut. Die bei Flut außerhalb des Damms auflaufende Meeresströmung ergibt einen um  $h$  höheren Pegel außerhalb des Damms. Dieses Wasser fließt durch die Dammöffnungen mit den Turbinen ins Buchtinnere, wobei die Turbinen-Generator-Sätze el. Energie erzeugen können. Beim Ebbstrom bewirkt die außerhalb des Damms ablaufende Strömung, dass im Buchtinneren der Wasserpegel höher als außen ist, so dass das Wasser nun in umgekehrter Richtung durch die Turbinen nach außen fließt. Für Turbinen, die für beide Strömungsrichtungen Energie wandeln können (zweiseitig wirkende Kraftwerke), wird nun ebenfalls el. Energie erzeugt. So wird die im gestauten Wasser enthaltene potentielle Energie durch die Turbinen zur el. Energieerzeugung genutzt. Je nach Turbinentyp werden ein- und zweiseitig wirkende Gezeitenkraftwerke unterschieden (R5.1-1).

Der Tidenhub auf hoher See ist mit ca. 0.7 m (siehe Kap. G: Grundlagen) gering. Daher muss die **Aufstauung der Flutberge** in durch die Küstenlinie bedingten Meerengen und Buchten

mit günstiger Lage (z. B. Buchtöffnung nach Westen) erfolgen. Dann sind deutlich höhere Tidenhübe von 10 ... 20 m möglich.

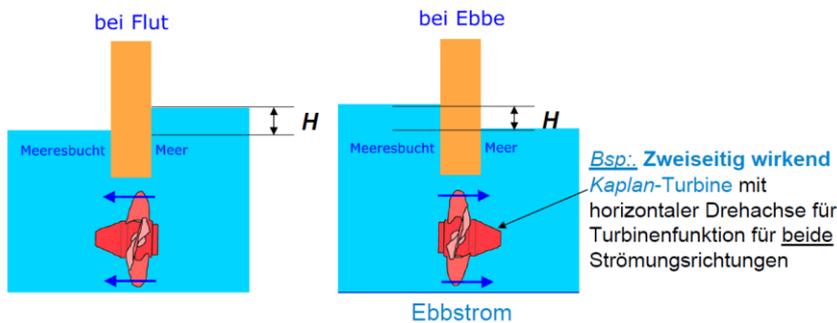


Bild R5.1-1: Prinzip eines Gezeitenkraftwerks (Quelle: wikiwedia.de)

Land	Anlage	Inbetriebnahme	Fallhöhe in m H (Tidenhub)	Installierte Leistung in MW
Südkorea	Shiwa-ho	2011	5,8	254
Frankreich	Rance	1967	5,6	240
Kanada	Annapolis	1983	5,5	20 (17.8)
China	Ganzhtan	1970	1,3	5
China	Jiangxia	1980	2,5	3,2
Russland	Kislaya	1968	1,4	2

Tabelle R5.1-1: Ausgeführte Gezeitenkraftwerke (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme).

Durch diese Randbedingungen sind Standorte für Gezeitenkraftwerke geographisch deutlich eingeschränkt! Nach Erkundungen sind für einen Tidenhub von mind. 5 m nur ca. 100 Buchten weltweit geeignet! Daher gibt es nur wenige Gezeitenkraftwerke weltweit (Tab. R5.1-1). Der „pulsierende“ Betrieb der Kraftwerke auf Grund des Ebbe-Flut-Zeitabstands von ca. 6 h ist nachteilig. Bei zweiseitig wirkenden Kraftwerken ist Betrieb mit Volllast alle 6 Stunden möglich, bei einseitig wirkenden Kraftwerken ist Betrieb mit Volllast nur alle 12 Stunden möglich. Die Abschätzung der Volllaststundenzahl bei zweiseitig wirkenden Gezeitenkraftwerken ergibt für ca. 2h Volllast-Betrieb je Tidenwechsel, 4 Tidenwechsel (Ebbe-Flut-Ebbe-Flut) je 24 h eine Betriebszeit:  $2 \text{ h} \times 4/d \times 365 \text{ d} = 2920 \text{ Volllaststunden}$ . Bei einseitig wirkenden Kraftwerken sind die Turbinen für diese eine Strömungsrichtung optimiert. Es werden wegen der niedrigen Stauhöhen meist *Kaplan-Turbinen* (Kap. P) eingesetzt.

#### Beispiel R5.1-1:

Beispiele der Volllaststundenzahlen ausgeführter größerer Gezeitenkraftwerke:

- Rance / Frankreich*: 240 MW, 611 GWh/a  $\Rightarrow$  2545 Volllaststunden, zweiseitig wirkend.
- Annapolis / Kanada*: 17.8 MW, 50 GWh/a  $\Rightarrow$  2808 Volllaststunden, einseitig wirkend.
- Shiwa / Südkorea*: 254 MW, 552.7 GWh/a  $\Rightarrow$  2176 Volllaststunden, einseitig wirkend.

Beispiel R5.1-2: Überschlagsrechnung zum Gezeitenkraftwerk *Annapolis, Bay of Fundy, Kanada*, Halbinsel *Nova Scotia* (Tab. 5R.1-1, Bild R5.1-2).

Tidenhub in der Bucht bis max. 21 m, Nennleistung  $P_N = 17.8 \text{ MW}$  (R5.1-1) bei Stauung des Meerwassers auf den Nennhub  $H = 5.5 \text{ m}$ . Einseitig wirkendes Kraftwerk: Betrieb bei Ebbstrom-Ablauf  $\dot{V} = 378 \text{ m}^3/\text{s}$  über eine *Kaplan-Turbine* mit 7.6 m Laufraddurchmesser; Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{\text{KW}} = 87.3 \%$ .

$$P_N = \eta_{\text{KW}} \cdot \gamma_{\text{H}_2\text{O}} \cdot g \cdot \dot{V} \cdot H = 0.873 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 378 \cdot 5.5 = 17.8 \text{ MW} \quad (\text{R5.1-1})$$



Bild R5.1-2: Bay of Fundy, Kanada, Halbinsel Nova Scotia, Tidenhub in der Bucht bis max. 21 m (Quelle: wikipedia.de)

Das z. Zt. (2021) weltgrößte Gezeitenkraftwerk ist *Siwha-ho*, Südkorea, 40 km südwestlich von *Seoul* am *Gelben Meer* (Tab. 5.1-1) mit 10 Kaplan-Rohr-Turbinen (je 25.4 MW), die bei einem Tidenhub  $H = 5.8$  m 22 Meter unterhalb des Wasserspiegels angeordnet sind. Die Kraftwerksnennleistung  $P_N = 254$  MW wird durch die einseitig wirkenden Turbinen durch Nutzung des bei Ebbe abfließenden Meerwassers (Ebbstrom) aus der Bucht ins Meer erreicht. Während der Flut erfolgt der Wasserfluss vom Meer zum See durch die rückwärts drehenden Turbinen. Bei Ebbe fließt das Meerwasser durch die Wehre und durch die Turbinen zur Stromerzeugung ins Meer (Bild R5.1-3).



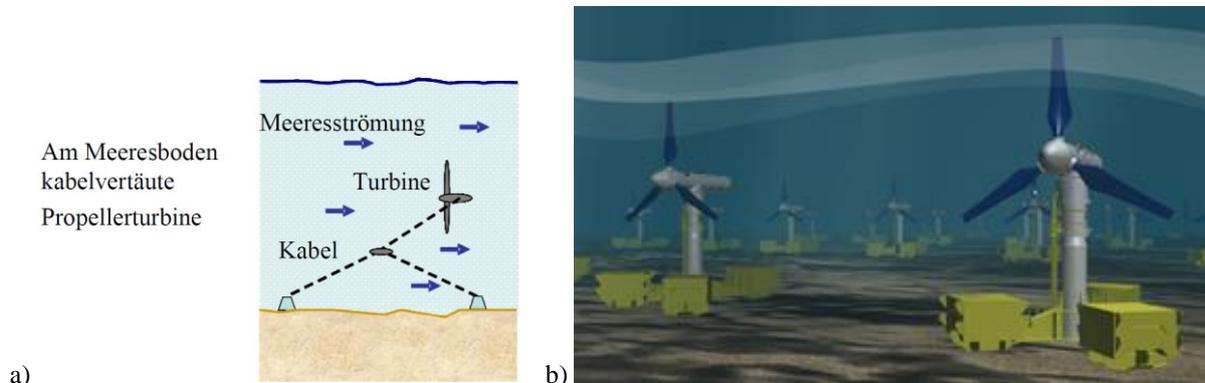
Bild R5.1-3: *Siwha-ho* Gezeitenkraftwerk, S-Korea, 10 x 25.4 MVA (Fotos aus Bauphase 2011), rechts Frontansicht (Binnensee-Seite) von drei Rohrturbinen-Generatoreinheiten (Quelle: Andritz Hydro, Österreich).

Ein weiteres Gezeitenkraftwerk zur Nutzung der potentieller Energie des Tidenhubs ist *Swansea Bay / England* mit 9.5 km Dammlänge zum Abtrennen der Bucht vom Meer; 16 Kaplan-Rohrturbinen mit je 20 MW ergeben  $P_N = 320$  MW.

## R5.2 Meeres-Gezeitenströmung

In Meerengen (wie z. B. dem Ärmelkanal zwischen *England* und dem *europ.* Festland) entsteht durch die Gezeiten auch eine wechselnde Meeresströmung mit deutlich erhöhter Strömungsgeschwindigkeit. Deshalb sind nur ausgewählte Standorte (Meerengen) für diese Energienutzung weltweit verfügbar, wie z. B. der erwähnte Ärmelkanal, die Meerenge zwischen *England* und *Irland* und das Küstengebiet vor *Korea*. Solche Meeresströmungskraftwerke erzeugen somit aus der natürlichen Meeresströmung Elektrizität, ohne dass ein Stauwerk errichtet wird, sondern die Turbinen-Generator-Sätze stehen unter Wasser frei in der Strömung. Ähnlich wie bei den Windkraftwerken (Kap. R4) wird direkt aus der kinetischen Strömungsenergie des Wassers Energie über axial durchströmte Unterwasser-Turbinen-Generator-Einheiten in el. Energie gewandelt (Bild R5.2-1a). Es wird dabei die kinetische Energie der Meeresströmung gemäß der *Betz-Formel* (R4.1-9) nur teilweise

genutzt. Das Prinzip ist analog zur Windenergienutzung, aber wegen der ca. 800-fach höheren Wasserdichte gegenüber der Luftdichte ergeben sich deutlich kleinere Turbinenabmessungen (Bsp. R5.2-1, Tab. R5.2-1)! Die maximal auf die Turbine übertragene Strömungsleistung ist gemäß der Betz'schen Formel  $P_{T,max} = 8 \cdot A \cdot \gamma_{H_2O} \cdot v^3 / 27$ .



**Bild R5.2-1:** a) Nutzung der Gezeitenströmung in Meerengen durch am Meeresboden vertäute axial durchströmte Wasser-Propeller-Turbinen (Quelle: Wikipedia.de), b) Gezeitenströmungskraftwerk Projekt *MeyGen*, *Pentland Firth*, *Schottland* (Quelle: *Atlantis resources*, Turbinenhersteller).

		Meeresströmung:	Windströmung:
Strömungsgeschwindigkeit	$v$	4 m/s	12 m/s
Fluiddichte	$\gamma$	Wasser 1000 kg/m <sup>3</sup>	Luft 0°C: 1.29 kg/m <sup>3</sup>
Erforderliche Turbinenfläche (bei gleicher Leistung $P_T$ )	$A$	3.5%	100%

**Tabelle R5.2-1:** Die Meeresströmungsturbinen sind bei ähnlicher Bauart deutlich kleiner als die Windturbinen gleicher Leistung!

**Beispiel R5.2-1:** Vergleich axial durchströmter Wasser- und Windturbinen gleicher Leistung (Tab. 5.2-1)

Windströmung:  $\gamma_L = 1.29 \text{ kg/m}^3$ ,  $v = 12 \text{ m/s} \Rightarrow A = 1514 \text{ m}^2 = D^2 \pi / 4$ ,  $D = 45 \text{ m}$ ,

Wasserströmung:  $\gamma_{H_2O} = 1000 \text{ kg/m}^3$ ,  $v = 4 \text{ m/s} \Rightarrow A = 53 \text{ m}^2 = D^2 \pi / 4$ ,  $D = 8.2 \text{ m}$ .

Die Meeresströmungsturbinen hat mit einem Rotordurchmesser 8.2 m nur 1/6 des Windturbinendurchmessers bei gleicher Leistung.

Gezeitenströmungskraftwerke sind bisher nur als einige wenige Prototypanlagen verwirklicht, so dass sie für die großtechnische el. Energieerzeugung z. Zt. noch bedeutungslos sind.

**Beispiel R5.2-2:** Gezeitenstrom-Kraftwerk *MeyGen*-Projekt, *Pentland Firth*, *Schottland* (Quelle: *Energieleben Redaktion 2015*), (Bild R5.2-1b).

Seit 2017 sind vier Dreiblatt-Propeller-Unterwasserturbinen mit je 1.5 MW, mit Gewichtsgründung fundamentierte, in Betrieb mit einer Gesamtleistung  $4 \times 1.5 = 6 \text{ MW}$ . Ein weiterer Ausbau auf insgesamt 269 Turbinen =  $1.5 \times 269 = 398 \text{ MW}$  ist geplant.

**Beispiel R5.2-3:** Gezeitenstrom-Kraftwerk (Prototypanlage) Projekt *Seaflow* vor der britischen Westküste zur Nutzung des Gezeitenstroms für die el. Energieerzeugung (Bild R5.2-2):

Technische Daten:  $P_N = 300 \text{ kW}$ ,  $n_N = 15 \text{ min}^{-1}$ ,  $D_{\text{Rotor}} = 2.5 \text{ m}$ , 2-Blatt-Rotor.

Berechnung der max. möglichen Nutzleistung bei 5.9 m/s Strömungsgeschwindigkeit:

$$P_{T,\max} \left( v = 5.9 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right) = \frac{16}{27} \cdot \frac{A \cdot \gamma \cdot v^3}{2} = \frac{16}{27} \cdot \frac{2.5^2 \pi}{4} \cdot \frac{1000 \cdot 5.9^3}{2} = 300 \text{ kW}.$$

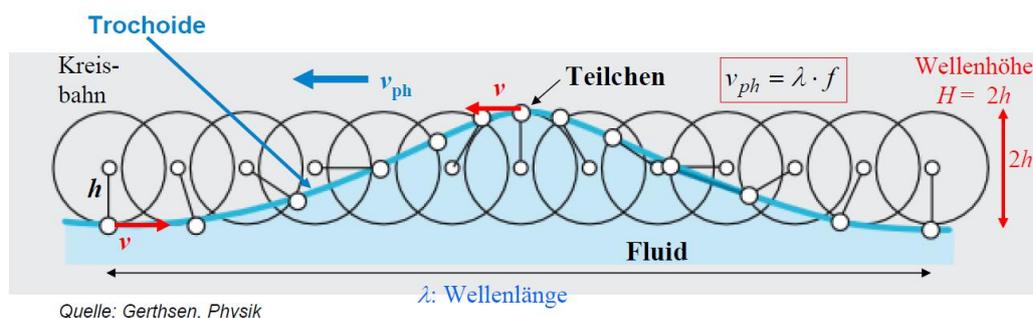
Die beiden Rotorblätter je Turbine sind um  $180^\circ$  verstellbar, um die entgegengesetzten Meeresströmungen von Ebbe und Flut zu nutzen. Für die Turbinenwartung werden die Rotoren hydraulisch am Turm bis über den Wasserspiegel hoch gefahren (Bild R5.2-2).



**Bild R5.2-2:** Links: Gezeitenstrom-Kraftwerk (Prototypanlage) Projekt „Seaflow“ vor der britischen Westküste zur Nutzung des Gezeitenstroms für die el. Energieerzeugung, rechts: Geplante künftige Kraftwerksausführung mit Wartungsarbeiten am mittleren Turm (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme).

### R5.3 Meereswellen

Die Nutzung der potentiellen Energie in Meeres-Oberflächenwellen ist bisher über einen Pilotprojektstatus nicht hinaus gekommen und hat für die großtechnische el. Energieerzeugung z. Zt. keine Bedeutung. Oberflächen-Wasserwellen werden großflächig im Meer als Meereswellen durch die an der Wasseroberfläche wirkenden Reibungskräfte der turbulenten Windströmung erregt. Die kinetische Windenergie wird durch Luftreibung in Wellenbewegung der Wasseroberfläche umgesetzt. Die Wasserteilchen an der Wasseroberfläche bleiben dabei an ihrem Ort und umkreisen ihn mit dem Bahnradius  $h$  und der Periodendauer  $T = 1/f$  mit der zugeordneten Bahngeschwindigkeit  $v = 2\pi \cdot f \cdot h$ , wobei benachbarte Teilchen auf Grund der zeitversetzten Reibungskraftanregung phasenversetzt kreisen (Bild R5.3-1). Die Einhüllende aller Teilchen auf ihren Kreisbahnen ist die Kurve einer verallgemeinerten Zykloide („Trochoide“) mit spitzen Bergen („Wellenkamm“) und breiten Tälern („Wellental“), die die Wellenform darstellen. Diese Trochoide wandert mit der Phasengeschwindigkeit  $v_{ph}$  als Wellengeschwindigkeit der sichtbaren Meeres-Oberflächenwelle. Die Wellenhöhe  $H = 2h$  wird mit steigender Windanregekraft (= mit steigender Windgeschwindigkeit) größer, da damit der Kreisbahndurchmesser  $2h$  der Wasserteilchen zunimmt.

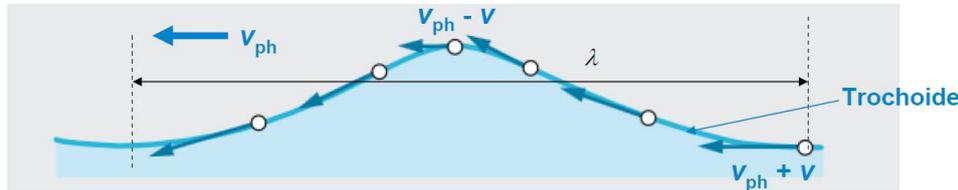


Quelle: Gerthsen, Physik

**Bild R5.3-1:** Entstehung einer trochoidenförmigen Oberflächen-Wasserwelle aus der phasenversetzten Kreisbahnbewegung (Bahnradius  $h$ ) der Wasserteilchen an der Wasseroberfläche

Die kinetische Energie eines Wasserteilchens mit der Masse  $m$  auf seiner Kreisbahn ist am Wellenkamm kleiner als im Wellental (R5.3-1), denn die Bahngeschwindigkeit  $v$  addiert sich zu Phasengeschwindigkeit  $v_{ph}$  im Tal und subtrahiert sich am Kamm zur absoluten Geschwindigkeit  $v_{abs}$  (Bild R5.3-1 und -2).

$$\text{Kamm (K): } W_{k,K} = m \cdot v_{abs}^2 / 2 = m \cdot (v_{ph} - v)^2 / 2, \text{ Tal (T): } W_{k,K} = m \cdot (v_{ph} + v)^2 / 2 \quad (\text{R5.3-1})$$



Quelle: Gerthsen, Physik

Bild R5.3-2: Die Wasserteilchen an der Wasseroberfläche haben am Wellenberg eine geringere Geschwindigkeit als im Wellental.

Wird Wasserreibung vernachlässigt, so ist wegen der Konstanz der Gesamtenergie als Summe aus kinetischer und potentieller Energie eines Teilchens (wie bei einer Pendelmasse, (R5.3-2)) die potentielle Energie eines Teilchens am Wellenkamm größer als im Wellental, wobei in (R5.3-3) die potentielle Energie im Tal willkürlich zu Null (Nullpunkt) gewählt wurde.

$$W_{k,T} + W_{p,T} = W_{k,K} + W_{p,K} = \text{konst.}, \quad (\text{R5.3-2})$$

$$\text{Kamm (K): } W_{p,K} = m \cdot g \cdot 2h, \text{ Tal (T): } W_{p,T} = 0. \quad (\text{R5.3-3})$$

Aus (R5.3-1) ... (R5.3-3) erhalten wir die kinetische und potentielle Energieunterschiede zwischen Kamm und Tal:

$$\Delta W_k = W_{k,T} - W_{k,K} = 2 \cdot m \cdot v_{ph} \cdot v = \Delta W_p = m \cdot g \cdot 2h. \quad (\text{R5.3-4})$$

Daher sind Bahn- und Phasengeschwindigkeit zueinander umgekehrt proportional:  $v = g \cdot h / v_{ph}$ . Mit der Kreisbahn-Winkelgeschwindigkeit  $2\pi \cdot f = \omega$  und  $v = \omega \cdot h$  wird

$$\omega = v / h = g / v_{ph} \quad (\text{R5.3-5})$$

bestimmt. Daraus folgen die Phasengeschwindigkeit und Wellenlänge  $\lambda$  der Oberflächenwelle

$$v_{ph} = \lambda \cdot \omega / (2\pi) \Rightarrow \lambda = 2\pi \cdot v_{ph}^2 / g, \quad v_{ph} = \sqrt{\frac{g \cdot \lambda}{2\pi}}. \quad (\text{R5.3-6})$$

Anders als bei den Lichtwellen im Vakuum hängen Phasengeschwindigkeit und Wellenlänge voneinander nichtlinear ab, was als Dispersion  $\lambda = f(v_{ph})$  bezeichnet wird. Diese „normale“ Wellendispersion hat zur Folge, dass langwellige Wellen ( $\lambda \uparrow$ ) schneller laufen ( $v_{ph} \uparrow$ ) als kurzwellige Wellen. Die Wellenleistung  $P$  ist jene Energiemenge, die je Wellenperiode umgesetzt werden kann. Zu ihrer Bestimmung wird die Trochoide durch eine Sinusfunktion angenähert. Die Fläche unter einer Sinushalbwellen (Länge  $\lambda/2$ ) der Höhe  $h$  ist  $A = \frac{2}{\pi} \cdot h \cdot \frac{\lambda}{2}$

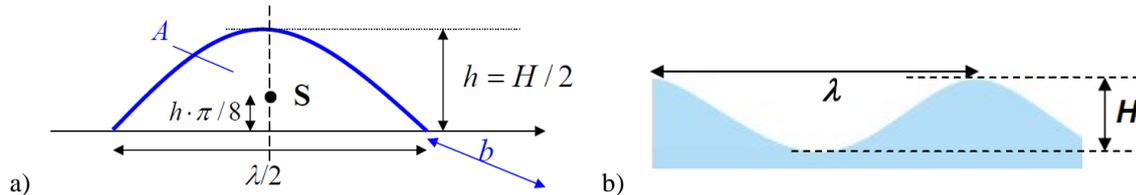
(Bild R5.3-3a). Die Wassermasse einer Halbwellen (Wellenberg) ist im Schwerpunkt S der Sinushalbwellen konzentriert wirksam, dessen Höhe über dem Wasserspiegel ohne Wellenbewegung  $h \cdot \pi/8$  ist. Eine Welle mit der Wellenfrontbreite  $b$  und der Wellenbergfläche  $A$  hat eine Wellenbergmasse  $m = \gamma \cdot b \cdot A$ . Die potentielle Energie des Wellenbergs gegenüber dem Wellental, dessen Schwerpunkt S um  $h \cdot \pi/8$  unterhalb des unbewegten Wasserspiegels liegt, ist somit  $W_p = m \cdot g \cdot 2 \cdot (h \cdot \pi/8)$ .

Der wellenerregende Wind muss zum Heben der Masse  $m$  in der Zeit der Wellenperiode  $T = 2\pi / \omega$  die Wellenleistung  $P$  zuführen.

$$P = W_p / T = \gamma \cdot b \cdot \frac{2}{\pi} \cdot h \cdot \frac{\lambda}{2} \cdot g \cdot h \cdot \frac{\pi}{4} / T \quad (\text{R5.3-7})$$

Wir ersetzen in (R5.3-7) die Wellenlänge  $\lambda = v_{ph} \cdot T = \frac{g \cdot h}{v} \cdot T = \frac{g \cdot h}{\omega \cdot h} \cdot T = g \cdot \frac{T^2}{2\pi}$ :

$$P = \gamma \cdot b \cdot \frac{2}{\pi} \cdot h \cdot g \cdot \frac{T^2}{4\pi} \cdot g \cdot h \cdot \frac{\pi}{4} / T = \gamma \cdot b \cdot \frac{h^2 \cdot g^2 \cdot T}{8\pi} . \quad (\text{R5.3-8})$$



**Bild R5.3-3:** a) Annäherung der Trochoiden-Wellenform durch eine Sinuskurve, so dass der Wellenberg (Wellenbreite  $b$ ) eine Sinushalbwelle mit dem Flächenschwerpunkt  $S$  ist. b) Wellenlänge  $\lambda$  und Wellenhöhe  $H$

Somit ist die Wellenleistung einer Welle (Wellenhöhe  $H = 2h$ ) je Wellenfrontlänge  $P/b$ :

$$P/b = \gamma \cdot H^2 \cdot g^2 \cdot T / (32 \cdot \pi) . \quad (\text{R5.3-9})$$

Gemäß (R5.3-8) liefern langwellige Wellen bei gleicher Wellenhöhe  $H$  (Bild R5.3-3b) mehr Energie als kurzwellige Wellen, da sie schneller laufen und damit öfter eintreffen:

$$P/b \sim T \sim v_{ph} \sim \sqrt{\lambda} .$$

**Beispiel R5.3-1:** Berechnung der Wellenleistung (Bild R5.3-3b)

Daten der Meereswelle: Wellenlänge  $\lambda = 10$  m, Wellenhöhe  $H = 1$  m:

$$\text{Wellengeschwindigkeit: } v_{ph} = \sqrt{\frac{g \cdot \lambda}{2\pi}} = \sqrt{\frac{9,81 \cdot 10}{2\pi}} = 3,95 \text{ m/s} = 14,2 \text{ km/h} \quad (\text{R5.3-10})$$

$$\text{Wellenperiode: } \omega = \frac{g}{v_{ph}} \Rightarrow \frac{1}{f} = T = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2\pi}{g} \cdot v_{ph} = \frac{2\pi}{9,81} \cdot 3,95 = 2,53 \text{ s} \quad (\text{R5.3-11})$$

$$\text{Wellenleistung: } \frac{P}{b} = \gamma \cdot \frac{H^2 \cdot g^2 \cdot T}{32 \cdot \pi} = 1000 \cdot \frac{1^2 \cdot 9,81^2 \cdot 2,53}{32 \cdot \pi} = 2,42 \text{ kW/m} \quad (\text{R5.3-12})$$

$$\text{Wellenleistung bei } b = 40 \text{ m: } P = 40 \cdot 2,42 = 97 \text{ kW} \quad (\text{R5.3-13})$$

Bei einem Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{KW} = 45$  % der Meereswellen-Kraftwerks ist die el. erzeugte Leistung  $P_N = \eta_{KW} \cdot P = 0,45 \cdot 97 = 43,4$  kW .

Meereswellen-Kraftwerke zur Erzeugung el. Energie wurden nach unterschiedlichen Kraftwandlungsprinzipien als Prototypen gebaut und erprobt:

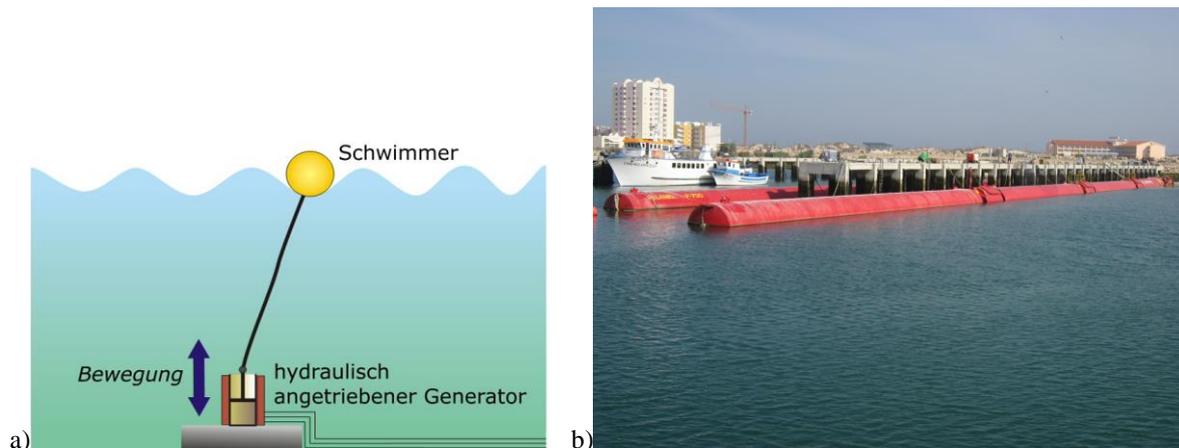
- Schwimmer-Prinzip,
- Kammersystem (OWC: oscillating water column),
- überspülende Wellen.

Beim **Schwimmer-System** (R5.3-4a) erfolgt die direkte Nutzung der potentiellen Energie der Wellenberge. Mit der Wellenbewegung auf und ab schaukelnde Hohlkörper („Schwimmer“) folgen über ihre Auftriebskraft der Wellenbewegung. Diese oszillierende Bewegung wird z. B. über einen an den Schwimmer gekoppelten Kurbeltrieb in eine Rotationsbewegung eines E-Generators umgesetzt, wobei wegen der langsamen Drehbewegung ein eher niedriger Wirkungsgrad  $\eta = P_{el} / P \approx 25 \dots 40$  % erreicht wird (Bild R5.3-4b). Durch zu große Wellen bei Sturm werden diese Schwimmer-Systeme allerdings leicht zerstört.

**Beispiel R5.3-2:** Projekte zu Meereswellen-Kraftwerken mit Schwimmersystem:

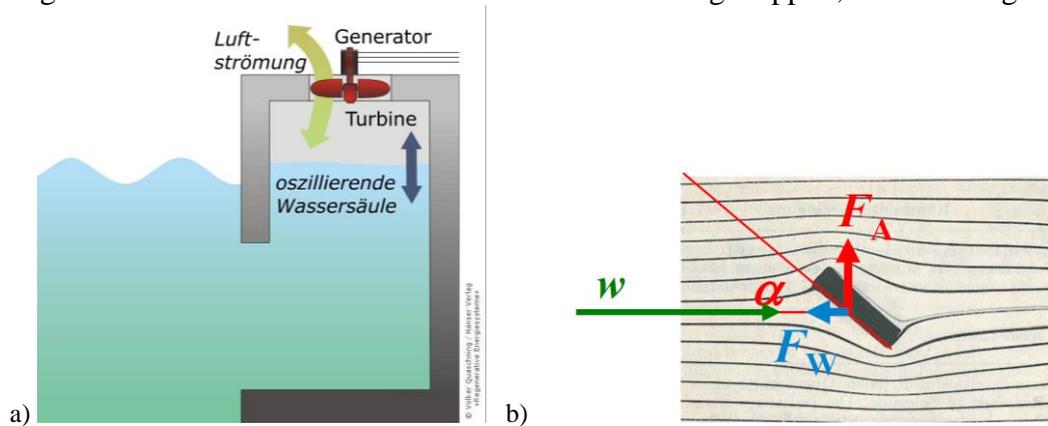
- Fa. Sinn Power, München, D: Standort Heraklion, Kreta/GR: Langzeittest von vier kleinen Prototypanlagen.

b) *Fa. Nemos, Duisburg, D*: Standort *Ostende, Belgien*: Regelmäßige Wellenhöhen bis circa  $H = 1.5 \dots 2$  m: Langzeittest einer Prototypanlage mit 70 kW, Wirkungsgrad ca. 50 %.



**Bild R5.3-4:** a) Prinzip des Schwimmerantriebs, der einen Hydraulikzylinder bewegt. Mit dieser Kraftwandlung wird ein nicht dargestellter Kurbeltrieb und E-Generator unter Wasser im seichten Küstengewässer betrieben (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme). b) Schwimmer-Zylinder des mittlerweile beendeten Meeresswellen-Projekts *Pelamis* (Portugal) (Quelle: Wikipedia.de)

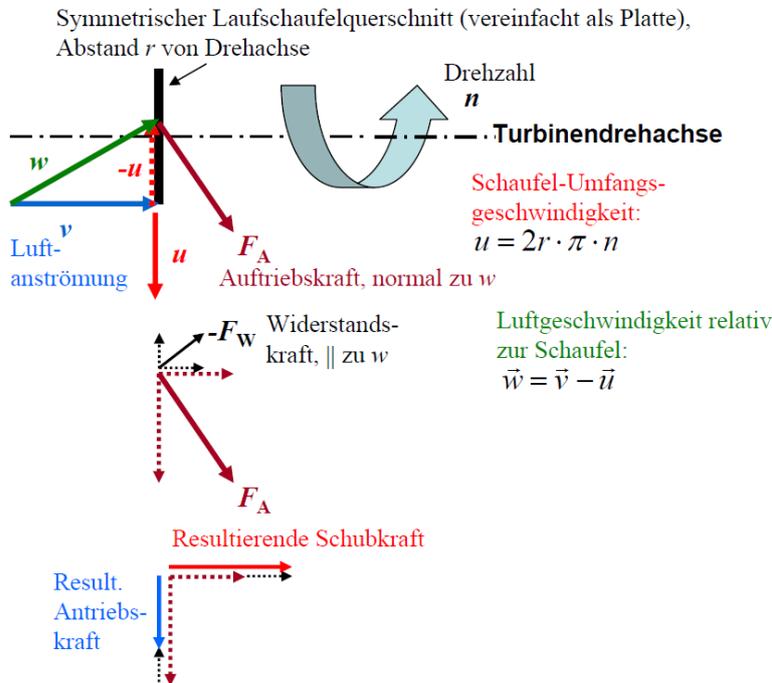
Beim **Kammersystem** erfolgt ein Lufteinschluss in einer Kammer (Bild R5.3-5a), in der die veränderliche Wellenhöhe die Luft in der Kammer mit der Wellenbewegung im Takt über die oszillierende Wassersäule komprimiert/expandiert. Dadurch strömt sie mit wechselnder Strömungsrichtung über eine in der Kammer angebrachte *Wells-Turbine* mit deren Besonderheit, in beide Strömungsrichtungen  $v$  mit derselben Drehrichtung  $n$  durch die Luftströmung angetrieben zu werden. Sie ist mit einem E-Generator gekuppelt, der el. Energie erzeugt.



**Bild R5.3-5:** a) Nutzungsprinzip der Wellenenergie mit dem Kammersystem (OWC: oscillating water column, Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme). b) An einer mit  $w$  unter dem Anströmwinkel  $\alpha$  schräg angeströmten Platte entsteht (neben der Strömungswiderstandskraft  $F_W$  entgegen  $w$ ) normal zu  $w$  die dynamische Auftriebkraft  $F_A$  (Quelle: Schreiner, J.: Physik, 1971)

Die **Wells-Turbine** (1988, A. Wells, Belfast) arbeitet ohne Ventilkappen mit EINER Drehrichtung  $n > 0$  für beide Durchströmungsrichtungen des Fluids (hier: Luft)  $v$  und  $-v$ . Die starr befestigten Turbinen-Schaufeln haben daher ein symmetrisches Flügelprofil (im einfachsten Fall ebene Platte, Bild R53-5b), wobei die Flügelflächen senkrecht zur Strömungsrichtung an der Turbinennabe befestigt sind. Es besteht somit keine Vorzugsrichtung der Schaufelstellung für eine der beiden Strömungsrichtungen, so dass kein Selbstanlauf der Turbine in der Fluidströmung möglich ist. Zum Turbinenanlauf muss der Generator kurzzeitig am elektrischen Netz motorisch arbeiten! Wenn sich dann die Turbine dreht, werden auf Grund der Drehbewegung mit der Umfangsgeschwindigkeit  $u$  die geraden Schaufeln von dem Fluid mit der Relativgeschwindigkeit  $w$  schräg angeströmt! Dadurch entsteht eine asymmetrische Strömung um das symmetrische Flügelprofil und deshalb gemäß

Kap. P eine aerodynamische Auftriebskraft (Bild R5.3-5b), deren Umfangskomponente in der Schaufelebene den Turbinenrotor weiter antreibt. Bei Luftströmungsumkehr  $-v$  ergibt sich bei gleicher Umfangsgeschwindigkeit  $u$  diese Relativanströmung mit  $w$  von der anderen Schaufelseite mit zwar umgekehrter Normalkraft, aber gleich gerichteter Umfangskraft und daher dieselbe resultierende Schubkraft für die Drehzahl  $n$  (Bild R5.3-6)!



**Bild R5.3-6:** Wells-Turbine: Prinzip der Entstehung der Antriebskraft. Bei negativer Luftanströmung  $-v$  kehrt sich die res. Schubkraft um, ab der Richtung der res. Antriebskraft bleibt erhalten.

Wegen des symm. Strömungsprofils der Schaufeln ist der Wirkungsgrad der Turbine mit 0.4 ... 0.7 kleiner als bei Turbinen, deren Schaufeln für EINE Strömungsrichtung  $v > 0$  bei  $n > 0$  mit asymmetrischem Tragflächenprofil optimiert sind (Kap. P).

Die betonierte Kammer ist gegenüber starkem Wellengang wesentlich robuster als das Schwimmer-System, so dass das Kammersystem z. Zt. als aussichtsreich mit mehreren Prototypen gebaut wurde (Bsp. R5.3-3).

**Beispiel R5.3-3:** Projekte zu Meereswellen-Kraftwerken mit Kammersystem:

a) *Fa. Ocean Energy, Irland:*

Standort *Oahu/Hawaii, USA*, mit Wellenhöhen bis  $H = 20$  m: Langzeittest einer Prototypanlage mit 1250 kW, 826 t, Invest: 12 Mio. US-\$. Die Wells-Turbine (*Fa. Siemens*, Typ „*HydroAir*“) hat einen Wirkungsgrad von max. 80 %.

b) *Fa. Voith Siemens Hydro, D:*

*Mutriku/Spain:* 16 x 18.5 kW Wells-Turbinen = 296 kW, Invest: 6.4 Mio. Euro; Von 2011 ... 2019 kommerzieller Betrieb; aber unrentabel, daher beendet!

Beim Prinzip der **überspülenden Wellen** (TapChan = tapered channel) wird über einen spitz zulaufenden, ansteigenden Kanal das über die Wellen angespülte Meerwasser in ein Oberbecken gespeist und gesammelt. Die Nutzung des aus dem Oberbecken ablaufenden Wassers über einen Turbinen-Generator-Satz wurde im Rahmen eines EU-Projekt 2003 ... 2007 getestet, das aber wegen geringen Erfolgs eingestellt wurde (Bild 5.3-7).

Zusammenfassend ist die Meeresenergie an sich sehr groß, wobei diese große Energiemengen aber auch für globalen Meeresströmungen und damit für unser Erdklima fundamental wichtig sind, wie z. B. der warme *Golfstrom* von der *Karibik* bis *Norwegen*. Etwa 2.5 % der

Sonneneinstrahlung ( $1.38 \cdot 10^{23}$  J/a) werden für den Antrieb von Wind, Wellenbewegung und Meeresströmung genutzt. Die zusätzliche Gezeitenenergie v. a. aus der Mondbewegung um die Erde mit  $9.38 \cdot 10^{19}$  J/a wird in Gezeitenkraftwerken mit Stauwerken als Stand der Technik fallweise genutzt, wobei Gezeitenhübe  $> 5$  m für die wirtschaftliche Errichtung solcher Kraftwerke nötig sind. Weiter sind einige Gezeitenströmungskraftwerke als Pilotprojekte in Erprobung, aber für beide Kraftwerksarten gibt es nur eine sehr begrenzte Anzahl von geeigneten Standorten!

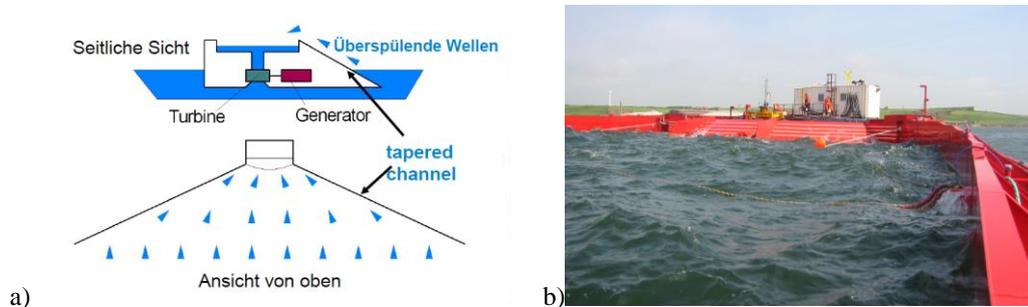


Bild R5.3-7: a) Wellenenergie-Nutzungsprinzip der überspülenden Wellen, b) Projekt *WaveDragon*, Dänemark (Quelle: Wikipedia.de)

Die Meereswellenenergienutzung umfasst derzeit nur Forschungsprojekte. Es gibt keinen großtechnischen Einsatz, u. A. wegen der Sturmgefährdung, denn häufig werden die Anlagen durch zu große Wellen zerstört. Auch ist die Leistung je Kraftwerk bisher klein. Für die weltweite Nutzung der el. Energie haben somit Gezeitenkraftwerke nur eine kleine Bedeutung, Meereswellenkraftwerke hingegen derzeit gar keine Bedeutung!

## R6 Erdöl

### R6.1 Grundlagen

**Erdöl** ist ein in der oberen Erdkruste eingelagertes, hauptsächlich aus Kohlenwasserstoffen (C-H-Ketten, meist Alkane) bestehendes Stoffgemisch. Es ist entstanden aus Ablagerungen von tierischer und pflanzlicher Biomasse in den Urmeeren, die durch Druck und Temperatur unter Luftabschluss in Erdöl umgewandelt wurden. Das Erdölmuttergestein stammt zumeist aus dem Unter-Devon bis Unter-Kreide vor 400 ... 100 Millionen Jahren. Die Erdölmoleküle des geförderten Rohöls sind unterschiedlich lange (und folglich unterschiedlich schwere) Kohlen-Wasserstoff-Ketten. In den Raffinerien wird durch fraktionierte Destillation das Rohöl in die Teile mit leichteren und schwereren Molekülen zerlegt, so dass Separationen mit kürzeren und längeren C-H-Ketten entstehen, die unterschiedliche Eigenschaften haben. Es entstehen aus 100 % Rohöl nach Abzug der Umwandlungsverluste:

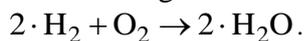
- |                                      |           |
|--------------------------------------|-----------|
| 1. Flüssiggase (Propan, Butan)       | ca. 3 %,  |
| 2. Rohbenzin (Naphta, Cycloalkane)   | ca. 9 %,  |
| 3. Benzin ( <i>Otto</i> -Kraftstoff) | ca. 24 %, |
| 4. Kerosin (Flugbenzin)              | ca. 4 %,  |
| 5. Heizöl leicht (Diesel-Kraftstoff) | ca. 20 %, |
| 6. Heizöl schwer                     | ca. 11 %, |
| 7. Bitumen, Schmierstoffe ...        | ca. 5 %.  |

Von 1. nach 7. nehmen die Längen der C-H-Ketten und damit die Kettenmolekülmassen zu (siehe Kap. G „Grundlagen“)! Erdöl ist derzeit der weltweit wichtigste Primärenergieträger und deckt ca. 30 % des Weltenergiebedarfs. Der anteilig größte „Verbraucher“ ist der Straßenverkehr wegen der Kraftstoff-Nutzung mit ca. 44 % (2020) des genutzten Erdöls!

Der **Brennwert eines Brennstoffs**  $H_s$  („oberer Heizwert“) gibt die chemisch gebundene Energie (Reaktionsenthalpie  $H$ ) an, die bei der Verbrennung und anschließenden Abkühlung der Verbrennungsgase auf 25 °C sowie durch deren Kondensation freigesetzt wird. Der Brennwert berücksichtigt auch die notwendige Energie zum Aufheizen der Verbrennungsluft, die Abgasenergie und die Kondensationsenthalpie  $\Delta H_k$  der bei der Abkühlung kondensierenden Flüssigkeiten (z. B.: bei wasserstoffhaltigen Brennstoffen: Wasserbildung).

Der **Heizwert**  $H_i$  („unterer Heizwert“) gibt die bei der Verbrennung und anschließenden Abkühlung auf die Ausgangstemperatur des brennbaren Gemisches frei werdende Energie an, wobei z. B. das Verbrennungswasser noch gasförmig vorliegt. Der Heizwert  $H_i$  wasserstoffreicher Brennstoffen ist um den Betrag der Kondensationsenthalpie  $\Delta H_k$  des im Rauchgas vorliegenden Wasserdampfs geringer als Brennwert:  $H_i = H_s - \Delta H_k$ . Der typische Brennwert  $H_s$  von Heizöl beträgt ca. 44 MJ/kg (Berechnung siehe Kap. G), der Heizwert  $H_i$  von Heizöl ca. 42 MJ/kg. Der Wert 41 868 kJ/kg wird als Maßeinheit „Oil equivalent OE“ verwendet: 1 kg OE = 41 868 kJ. Öl hat eine Dichte von ca.  $\gamma = 0.85$  kg/l, ist daher leichter als Wasser und breitet sich auf dem Wasser in monomolekularen Schichten als Ölteppich aus. Mit  $\gamma$  folgt der Wert  $H_i =$  ca. 9.9 kWh/l.

Der **Verbrennungsprozess von Kohlenwasserstoffen** (z. B. Erdöl, Erdgas, tw. auch Biomasse wie Holz) führt neben  $\text{CO}_2$  durch die Verbindung von Sauerstoff  $\text{O}_2$  aus der Verbrennungsluft und Wasserstoff  $\text{H}_2$  aus dem Brennstoff auch zu Wasserdampf  $\text{H}_2\text{O}$ :



Die im Wasserdampf und damit im Abgas enthaltene Energie geht bei herkömmlicher Verbrennungstechnik über die heißen Abgase durch den Abgas-Kamin verloren. Beim **Brennwertkessel** wird der im Abgas enthaltene Wasserdampf über einen Wärmeübertrager kondensiert. So wird die im Abgas enthaltene Kondensationswärme  $\Delta H_k$  weitgehend als Nutzwärme zurückgewonnen.

## R6.2 Entstehung fossiler Energieträger

**Erdöl** und **Erdgas** als C-H-(Ketten)-Moleküle sind gemeinsam aus Ablagerungen tierischer und pflanzlicher Biomasse in den Urmeeren vor 400 ... 100 Mio. Jahren entstanden, enthalten deshalb sowohl C als auch H, und sind in kleinen Poren von Gesteinen in der Erdkruste gespeichert. Ehemalige Meersböden haben Vorkommen wie z. B. im *Nahen Osten* (Urmeer *Thetys*), aber auch aktuell ist im Untergrund heutiger Meere (z. B. *Golf von Mexiko*, *Nordostatlantik* ...) Erdöl und meist darüber (weil leichter) Erdgas gelagert (Bild R6.2-1). Über Bohrtürme werden Erdöl und Erdgas oft zu Beginn durch den eigenen Überdruck gefördert, bei längerer Gewinnung dann durch Pumpen. Im Gegensatz zu Erdöl und Erdgas ist **Steinkohle** durch Karbonisierung von Pflanzenresten im Erdzeitalter „Karbon“ vor ca. 360 ... 300 Mio. Jahren „an Land“ entstanden. Organisches Material wurde unter Luftabschluss, hohem Druck und hohen Temperaturen verdichtet und umgewandelt („Inkohlung“). Daher hat Steinkohle einen hohen C-Anteil, aber kein (wenig) H. **Braunkohle** entstammt demselben Entstehungsmechanismus, ist aber geologisch deutlich jünger, entstanden im „Tertiär“ vor 65 ... 2.6 Mio. Jahren. Dadurch sind der C-Anteil und damit der Brennwert geringer als bei Steinkohle. Dafür liegen diese Flöze in der Regel nur wenige Meter unter der Erdoberfläche, so dass nicht wie bei der Steinkohle tiefe Kohleminen (bis zu 2 km „Teufe“) zum Fördern nötig sind, sondern der einfachere Tagebau ausreicht. **Torf** ist mit demselben Entstehungsvorgang das geologisch jüngste Produkt der „Inkohlung“ in Mooren mit wenigen tausend Jahren Alter und mit dem geringsten Brennwert.

**Gashydrate** sind in festem Aggregatzustand vorliegende Einschlussverbindungen, die aus einem Gas wie Methan („Erdgas“), Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff und Wasser bestehen (z. B. Methanhydrat). Bei hohem Druck, niedriger Temperatur und entsprechend hoher Gaskonzentration werden die Gasmoleküle im Sediment oder am Meeresboden in

einem aus Wassermolekülen bestehenden Molekülgitter „eingefangen“. Der Porenraum des Meeressediments wird durch das Hydrat aufgefüllt (Sediment-Gashydratgemisch). Das Sediment wird durch Gashydrat zementiert und damit verfestigt. Das Gashydrat wird auf diese Weise vom schwereren Sediment am Meeresboden festgehalten. Im Sediment ist das Gashydrat bis in einige hundert Meter Tiefe stabil.

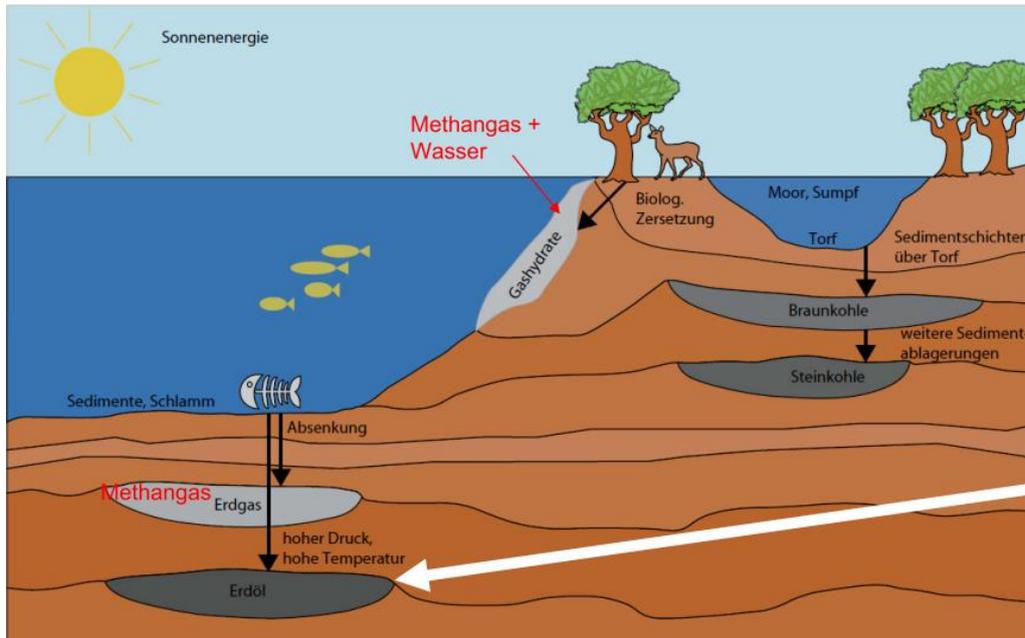


Bild R6.2-1: Entstehung der fossilen Energieträger Erdöl und Erdgas durch Umwandlung von Pflanzen- und Tierresten am Meeresgrund, und der Stein- und Braunkohle sowie des Torfs durch Inkohlung pflanzlicher Reste an Land (Quelle: M. Sterner, Energiespeicher).

### R6.3 Vorkommen weltweit und in Deutschland

**Konventionelles Erdöl** ist jenes Erdöl, das in Lagerstätten als selbst fließfähiges Öl in Tiefen bis 7000 m vorkommt. Unter eigenem (Über-)Druck („Erdölfontäne“) sind bis zu 30 % der Vorräte gewinnbar. Bei künstlich erhöhtem Druck durch Pumpen sind 50 % der Vorräte gewinnbar (Quelle: *Dubbel*, Taschenbuch für den Maschinenbau).

**Nicht konventionelles Erdöl** umfasst Schwerstöl, Bitumen bzw. Ölsand (Teersand), Schieferöl („Fracking-Öl“) und Ölschiefer.

- Schwerstöl ist nicht von selbst fließfähiges („zähes“) Öl.
- Bitumen und Ölsand (Teersand) sind Gemenge aus Sand, Öl und Wasser.
- Schieferöl („Fracking-Öl“) ist im Muttergestein eingeschlossenes Erdöl, dessen Förderung durch „Hydraulic Fracturing“ erfolgt.
- Ölschiefer ist ein Sedimentgestein, das ca. 20 ... 30 % Kerogen (eine Vorstufe von Erdöl) enthält.

Die OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) wurde 1960 gegründet als Organisation erdölexportierender Länder. Die 13 OPEC-Mitgliedstaaten betreiben ca. 40 % der weltweiten Erdölförderung und verfügen über 77 % der weltweiten Erdölreserven. Derzeit (2021) gehören dem Kartell *Algerien, Angola, Äquatorialguinea, Gabun, Iran, Irak, die Republik Kongo, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate und Venezuela* an.

Die „Reichweite“ an konventionellem Erdöl berechnet sich gemäß Tab. R6.3-1 mit den Reserven und der Jahresförderung (2019) zu  $243 \text{ Gt} / (4.5 \text{ Gt/a}) = 54 \text{ a}$ . Für die Nutzung der konventionellen und nicht-konventionellen Ressourcen ( $169 \text{ Gt} + 278 \text{ Gt} = 447 \text{ Gt}$ ) ergibt sich eine „Reichweite“ von  $447 \text{ Gt} / (4.5 \text{ Gt/a}) = 99 \text{ a}$ . In Summe ist dies eine Reichweite von ca. 150 Jahren, die aber auf Grund der dramatisch wachsenden Weltbevölkerung (Kap. B) und

dem damit wachsenden „Energiehunger“ wohl kürzer ausfallen wird. Da die Lagerstätten und die Großnutzer zumeist weit auseinander liegen, ergeben sich weltweite Transportströme von Erdöl mit dem Schiff und Pipelines (Bild R6.3-1, siehe auch Abschnitt R13).

in Gt = 10 <sup>9</sup> t	Reserven	Ressourcen	
		Öl konventionell	Öl nicht-konventionell
N-Amerika	35	26	157
S-Amerika	51	25	52
Afrika	17	29	10
Europa	2	5	5
Naher Osten	112	31	5
GUS	20	28	30
Asien/Australien	6	25	19
Summe	243	169	278 (Stand 2019)

Weltweite Förderung 2019: ca. 4.5 Gt

Tabelle R6.3-1: Weltweite Erdöl-Reserven und Erdöl-Ressourcen 2019 (Quelle: BGR Energiestudie 2019), wobei der *Nahe Osten* bei den Reserven dominiert, während bei den nicht-konventionellen Ressourcen *N-Amerika* im Vorteil ist.

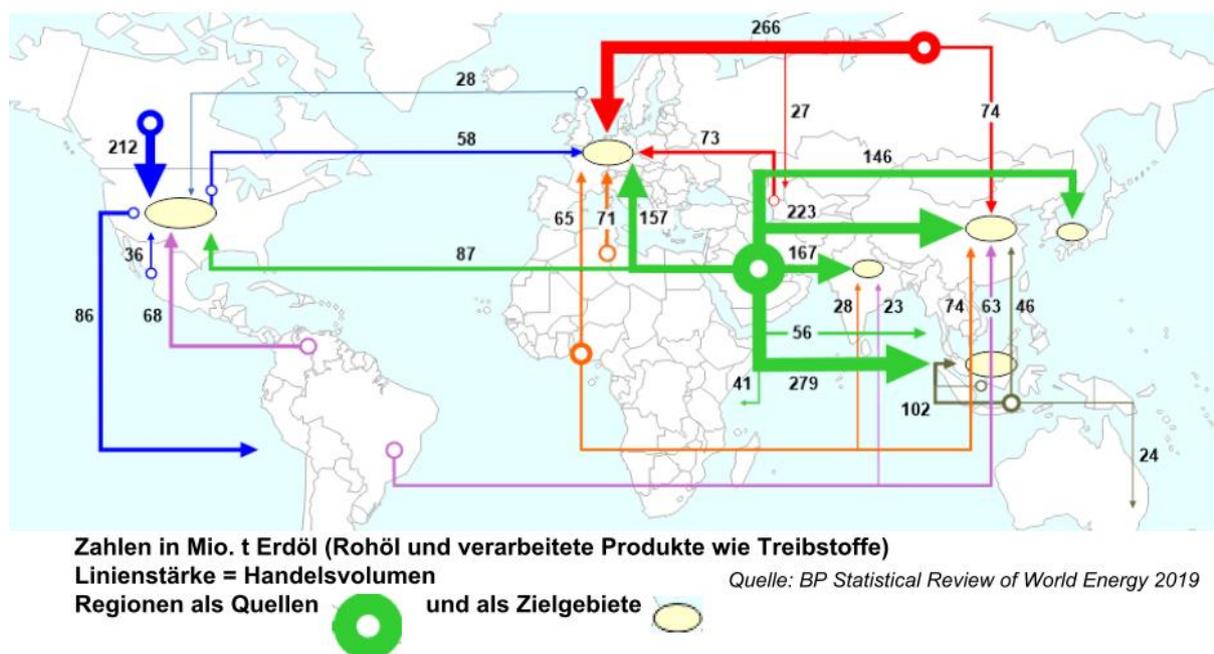


Bild R6.3-1: Weltweite Transportströme von Erdöl 2018/19.

Dominant sind die Verbraucherzentren *USA*, *Mitteleuropa*, *VR China*, *Indien*, *Japan* und die „Kleinen Tiger“ des *Fernen Ostens*. Viele der Großverbraucher-Staaten sind in der OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), 36 meist hochentwickelten Wirtschaftsnationen zusammengefasst. Hauptexporteure sind der *Nahe Osten*, *Russland*, *Kanada*, *Nigeria*, *Indonesien*, *USA*, *Venezuela* und *N-Afrika*.

*Deutschland* hat nur geringe Erdölvorkommen mit Erdölfeldern im Raum *Hannover*, *Emsland*, *Weser-Ems*-Gebiet, *Schleswig-Holstein*, dem Alpenvorland und dem Oberrheinland (z. B. im *Hessischen Ried*), Bild R6.3-2. Die Inlandförderung betrug 2019 ca. 2.0 Mio. t/a, das sind nur ca. 2 % des Inland-Erdölverbrauchs, der 2019 ca. 107 Mio. t/a betrug. Die Erdöl-Reserven bzw. Erdöl-Ressourcen in D betragen 2019 etwa 29 Mio. t bzw. 240 Mio. t. *Deutschland* ist somit massiv vom Erdölimport abhängig (Quelle: BVEG: Bundesverband Erdgas, Erdöl, Geoenergie, 2018; in: vdi nachrichten, 27.4. 2018 & 20.3.2020).

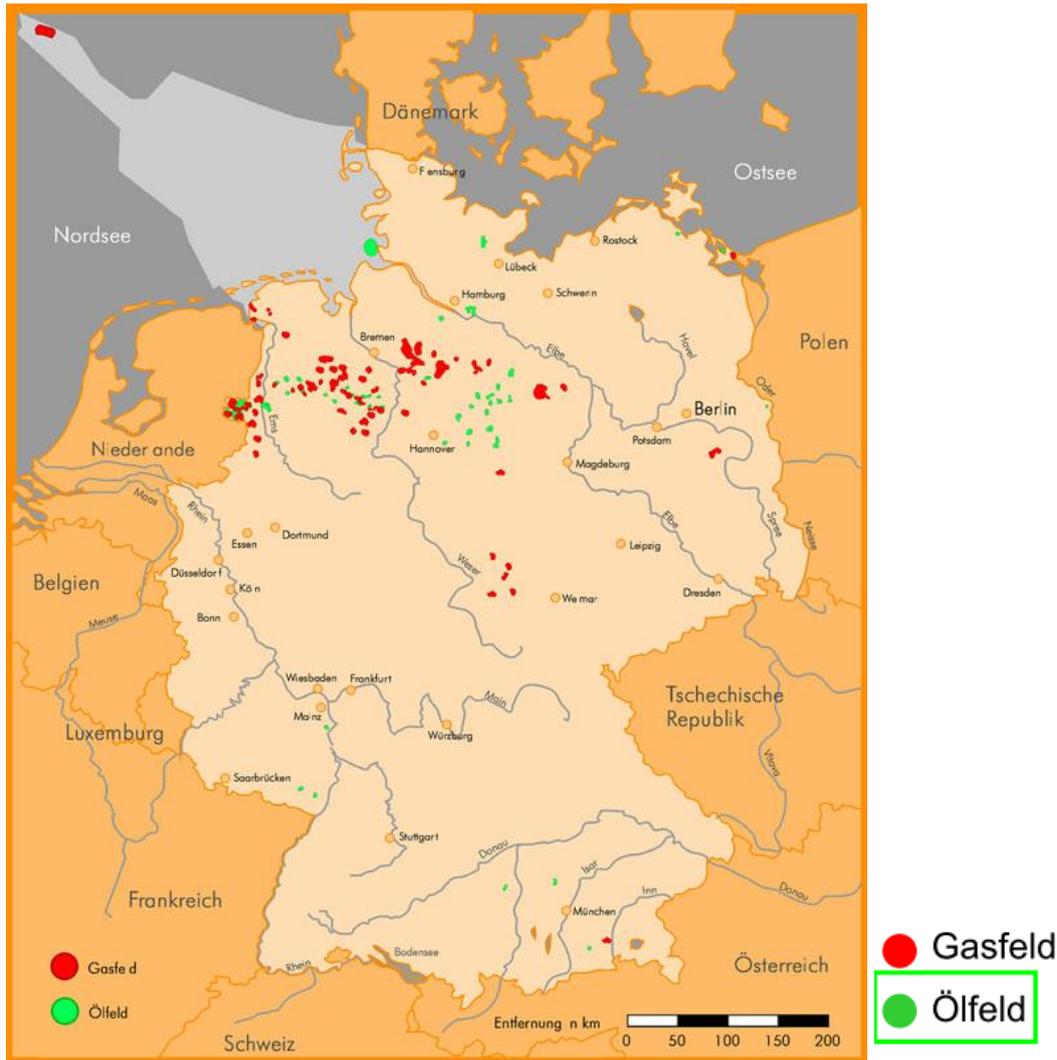


Bild R6.3-2: Erdöl- und Erdgasvorkommen in Deutschland (Quelle: Deutsches Erdölmuseum).

### R6.4 Erdölförderung weltweit

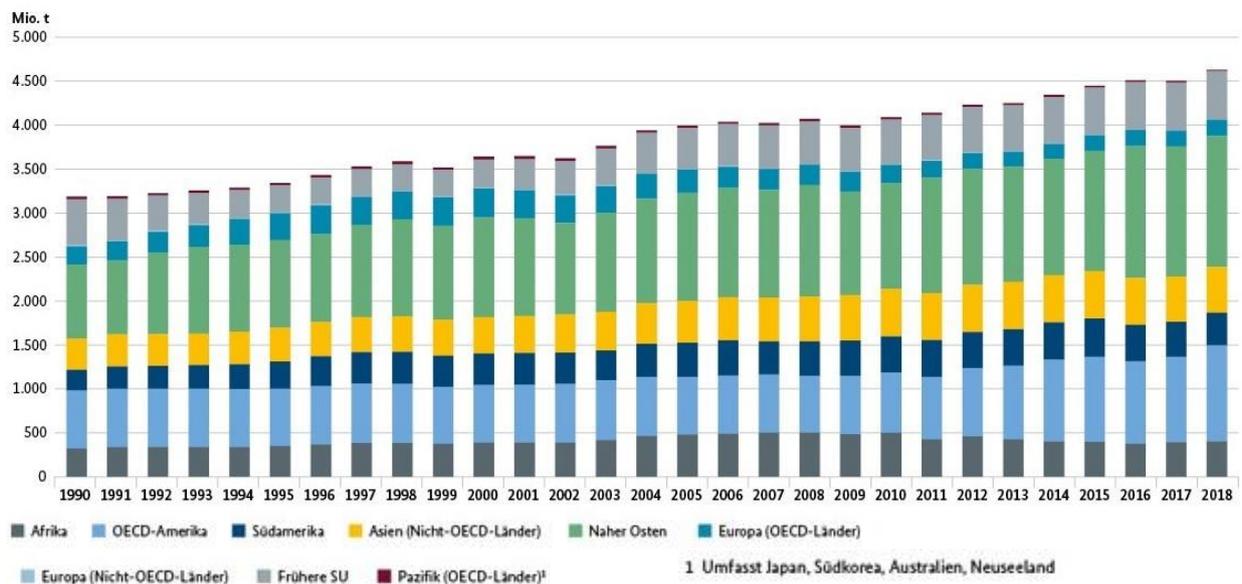


Bild R6.4-1: Erdölförderung weltweit seit 1990; jährliche Rohölförderung ca. 4.5 Mrd. t (2019) (Quelle: www.bmwi.de).

Passend zu Bild R6.3-1 zeigt Bild R6.4-1 eine genauere Aufschlüsselung der erdölfördernden Regionen bzw. Länder, wobei *Naher Osten* und *OECD-Amerika (Kanada, USA)* dominieren.

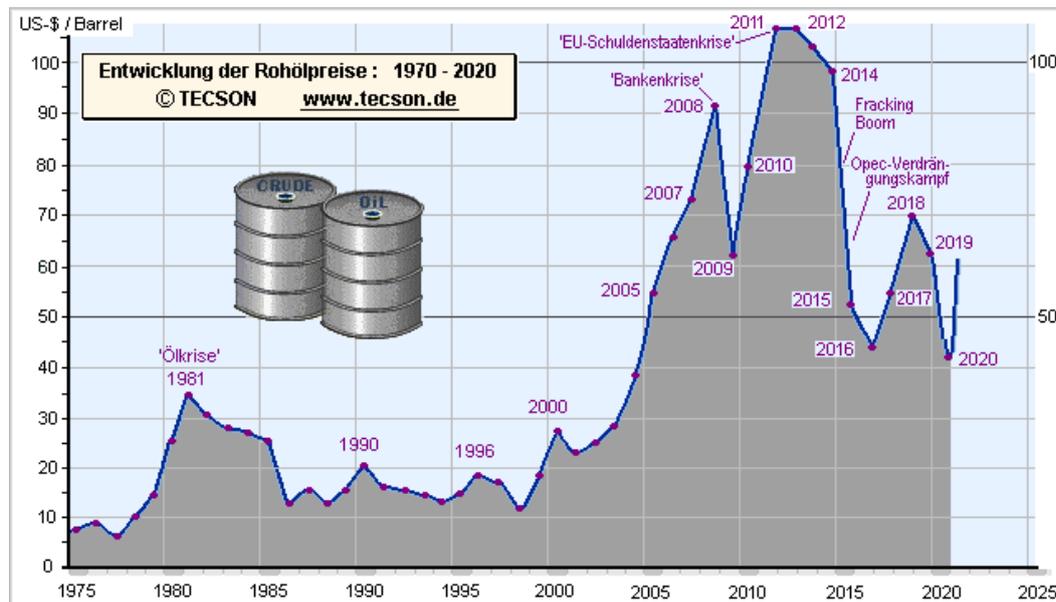


Bild R6.4-2: Rohöl-Preisentwicklung von 1975 ... 2020 (1 Barrel (US bbl) = 159 Liter)

Erdöl ist der Hauptenergieträger der weltweiten Energienutzung. Deshalb spiegeln sich große wirtschaftliche Ereignisse unmittelbar im Rohölpreisverlauf wieder, wobei insgesamt inflationsbereinigt der Preis für Erdöl wegen des zunehmenden Weltenergiebedarfs steigt. Dabei werden unterschiedliche Rohölsorten gehandelt, wie z. B. das WTI (*West Texas Intermediate*), ein leichtes, „süßes“ (= schwefelarmes) Rohöl in den USA, oder die Sorte Brent, ein Rohöl u. a. aus dem Ölfeld *Brent* in der *norwegischen Nordsee*.

Risiken bei der Nutzung ergeben sich in unterschiedlicher Weise. Erdöl ist leichter als Wasser und schwimmt auf der Wasseroberfläche als Ölfilm. Große „Ölteppiche“ bei Tankerhavarien führten in der Vergangenheit zu großen „Ölpest“-Katastrophen wie z. B. 1989 beim Tankerunglück der *Exxon Valdez* vor der Küste *Alaskas*, oder 2010 beim Brand der Ölbohrplattform *Deepwater Horizon* im *Golf von Mexiko*, einer der schwersten Umweltkatastrophen dieser Art. Auch an Land ist eine leckende Ölpipeline ein Umweltproblem, da wenige Tropfen Öl bereits merkbar 1 m<sup>3</sup> Grundwasser verunreinigen! Allerdings ist bei einem weltweiten Energiebedarf von 624 EJ/a (2019) der Anteil des Erdöls am weltweiten Energieverbrauch mit ca. 30 % sehr hoch, so dass die Nutzung ungeachtet der begrenzten Reichweite und der Transportrisiken weiter zunimmt. Erdöl bleibt weltweit wegen seiner hohen Energieinhalts, seiner „relativ leichten“ Förderung und Beförderung mittelfristig der wichtigste Welt-Primärenergieträger

- als Treibstoff fast aller Verkehrs- und Transportmittel,
- zu Heizzwecken,
- für die chemische Industrie (Kunststoffherstellung, Chemieprodukte) und
- zur Erzeugung von el. Energie.

Der Erdöltransport erfolgt über See mit Großtankschiffen und über Land mit Fern-Pipelines, in der Nahversorgung mit Tanklastzügen per Bahn und LKW. Das „Schwarze Gold“ hat große Bedeutung auch für die weltweite Politik, wie am Beispiel der Kriege um Erdölgebiete (z. B. 1. *Golfkrieg* zwischen *Irak* und *Iran* 1980 ... 1988, 2. *Golfkrieg* 1990/91 zwischen *Irak* und einer US-geführten Militärkoalition, 3. *Golfkrieg* 2003 zwischen einer US-geführten Militärkoalition und *Irak*) sichtbar wird. Die Erdöl-Preiskrisen stehen in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Zustand der Weltwirtschaft. Die begrenzten Weltreserven und –ressourcen machen einen mittel- bis langfristigen Wechsel auf andere Energieträger nötig.

### R6.5 Erdölverbrauch in Deutschland

Der Erdölverbrauch in Deutschland sinkt trotz der hohen Industrialisierung mit durchschnittlich  $-1.7\%$  p.a., indem versucht wird, auf andere Energieträger auszuweichen (Bild R6.5-1): Erdölverbrauch 2019 ca. 107 Mio. t/a. Für die el. Energieerzeugung wird in *Deutschland* nahezu kein Erdöl mehr verwendet. Die „Delle“ in Bild R6.5-1 im Jahr 1989 entstand übrigens auf Grund der Wiedervereinigung und damit verbundenen Stilllegung von nicht profitablen Wirtschaftsbereichen in *Ostdeutschland*, was zu einer Senkung des Gesamtenergieverbrauchs in *Deutschland* führte. Für den Erdölverbrauch in *Deutschland* zeigt Bild R6.5-2 die Mineralölversorgung nach Herkunftsländern und ihrem Anteil am *deutschen* Primärenergieverbrauch in den Jahre 1950 ... 2019.

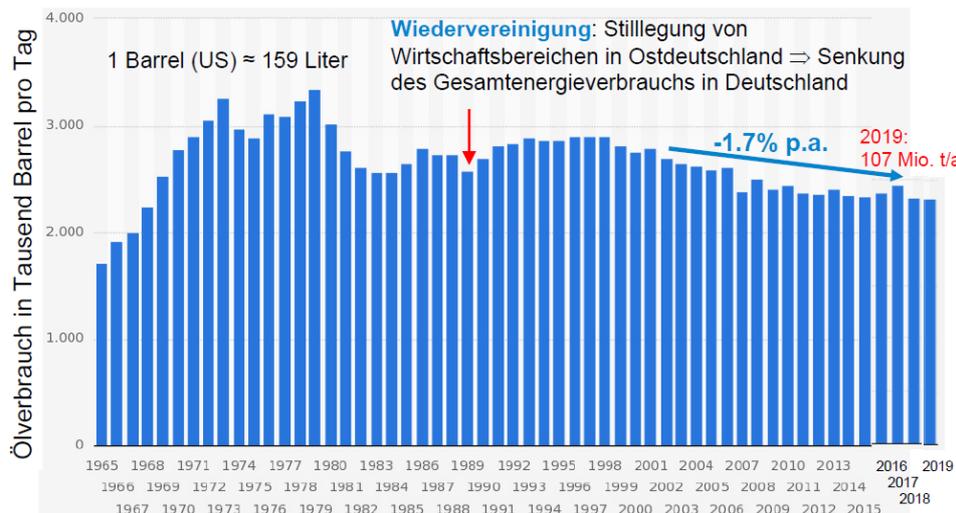


Bild R6.5-1: Erdölverbrauch in *Deutschland* 1965 ... 2019 (Quelle: statista.de).

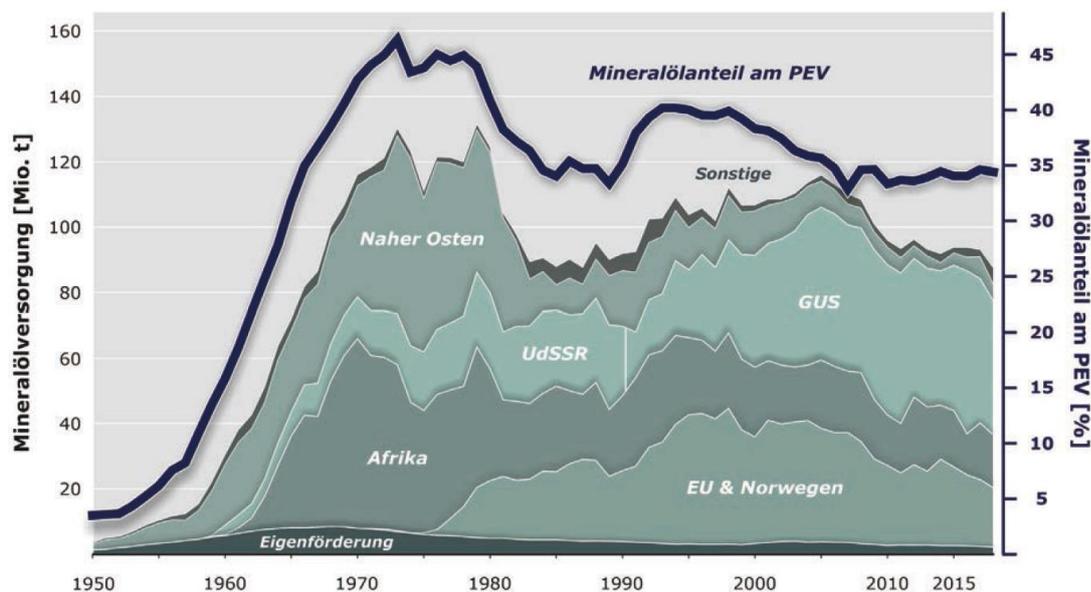


Bild R6.5-2: Erdölverbrauch in *Deutschland* mit Angabe der Mineralölversorgung nach Herkunftsregionen und dem zugehörigen %-Anteil am Primärenergieverbrauch (PEV) für 1950 ... 2019 (Quelle: BGR Energiestudie 2020). Die Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS; russ.: Sodruschestwo) ist der Zusammenschluss verschiedener Nachfolgestaaten der ehem. Sowjetunion seit 1991.

Die Öl-Abhängigkeit vom *Nahen Osten* wurde durch die Abhängigkeit von überwiegend *Russland* eingetauscht, wobei der hohe Nutzungsgrad von ca. 34 % des Primärenergieverbrauchs vom Verkehr dominiert wird mit ca. 47 Mio. Privat-PKWs bei ca. 86 Mio.

Einwohnern. Dies führt zu einem mehr als doppelt so hohen (2.3-fach) pro-Kopf-Verbrauch gegenüber dem „Welt“-Durchschnitt. Etwas mehr als die Hälfte des gesamten Erdöls wird in *Deutschland* für die Kraftstoffherstellung genutzt, ca. 35 % energetisch vor allem als Heizöl für die Wärmetechnik und nur ca. 14 % für die chemische Industrie (z. B. *BASF Ludwigshafen*, siehe Kap. V). Um auch Ölressourcen in D zu nutzen, wäre der Einsatz des „Fracking“-Verfahrens voraussichtlich nötig, ist aber wegen Umweltbedenken in D z. Zt. nicht genehmigungsfähig. Auch aus diesem Grund investieren *deutsche* Öl-Förderfirmen zunehmend im Ausland, wo geringere Reglementierungen herrschen.

## R7 Erdgas

### R7.1 Grundlagen

Erdgas ist ein brennbares, natürlich entstandenes Gasmisch, das hauptsächlich aus hoch entzündlichen Methan-Molekülen  $\text{CH}_4$  besteht. Es tritt auf Grund der gemeinsamen Entstehungsgeschichte in unterirdischen Lagerstätten häufig zusammen mit Erdöl auf und ist somit ein fossiler Energieträger. Sein Siedepunkt ist etwa der von reinem Methan  $-162\text{ °C}$  und somit bei Raumtemperatur  $20\text{ °C}$  gasförmig. Je nach Erdgastyp schwankt der Brennwert real bei  $25\text{ °C}$  zwischen  $H_s = 30 \dots 50\text{ MJ/kg}$ , entsprechend  $25 \dots 35\text{ MJ/m}^3$  (vgl. Kap. G: „Grundlagen“). Erdgas  $\text{CH}_4$  hat ein deutlich höheres (28-faches) Treibhausgas-Potential als  $\text{CO}_2$  bei seiner Freisetzung in die Erdatmosphäre (siehe Kap. B). Bei der Erdgasverbrennung stammt die Energie wie beim Erdöl nicht nur aus der C-Oxidation ( $\text{CO}_2$ -Bildung), sondern auch aus der H-Oxidation ( $\text{H}_2\text{O}$ -Bildung). Da bei Methan ( $\text{CH}_4$ ) auf ein C-Atom 4 H-Atome kommen, ist der Anteil der „umweltfreundlichen“ Wasserbildung je erzeugter Wärmemenge höher als beim Erdöl! Wird die Kondensationswärme des Wassers bei der Wärmenutzung im „Brennwert“-Ofen mitgenutzt, so erhöht sich die genutzte Wärmemenge um ca. 10 %, denn der Erdgas-Heizwert  $H_i$  ist nur ca. 90 % des Erdgas-Brennwerts ( $H_i = 0.9 \cdot H_s$ ).

Es wird unterschieden zwischen „**trockenem**“ Erdgas mit einem Methan-Anteil von mindestens 80 ... 86 %  $\text{CH}_4$  und „**nassem**“ Erdgas mit größeren Anteilen von „Flüssiggas“ (unter Druck) wie Äthan (1 % ... 15 %), Propan (1 % ... 10 %), Butan, Äthen und Pentane. Beim „trockenen“ Erdgas unterscheidet man zwei Sorten:

- H-Gas („high calorific gas“)** mit einem hohen Energiegehalt auf Grund eines höheren Kohlenwasserstoffanteils,
- L-Gas („low calorific gas“)** mit einem niedrigeren Energiegehalt infolge eines höheren Inertgasanteils.

#### Beispiel R7.1-1:

- H-Erdgas aus den GUS-Staaten enthält ca. 98 % Methan, 1 % weitere Alkane (Äthan, Propan, Butan, Pentan) sowie 1 % Inertgase und hat einen Brennwert  $H_s = 40 \dots 50\text{ MJ/kg}$  und eine Dichte  $\gamma = 0.7\text{ kg/m}^3$  ( $0\text{ °C}$ ).
- L-Erdgas aus den *Niederlanden* und *N-Deutschland* enthält ca. 85 % Methan, 4 % weitere Alkane und 11 % Inertgase. Es hat einen kleineren Brennwert  $H_s = 30 \dots 36\text{ MJ/kg}$  und eine etwas höhere Dichte  $\gamma = 0.84\text{ kg/m}^3$  (bei  $0\text{ °C}$ ).

Wie beim Erdöl wird zwischen konventionellem und nicht-konventionellem Erdgas unterschieden (Bild R7.2-1).

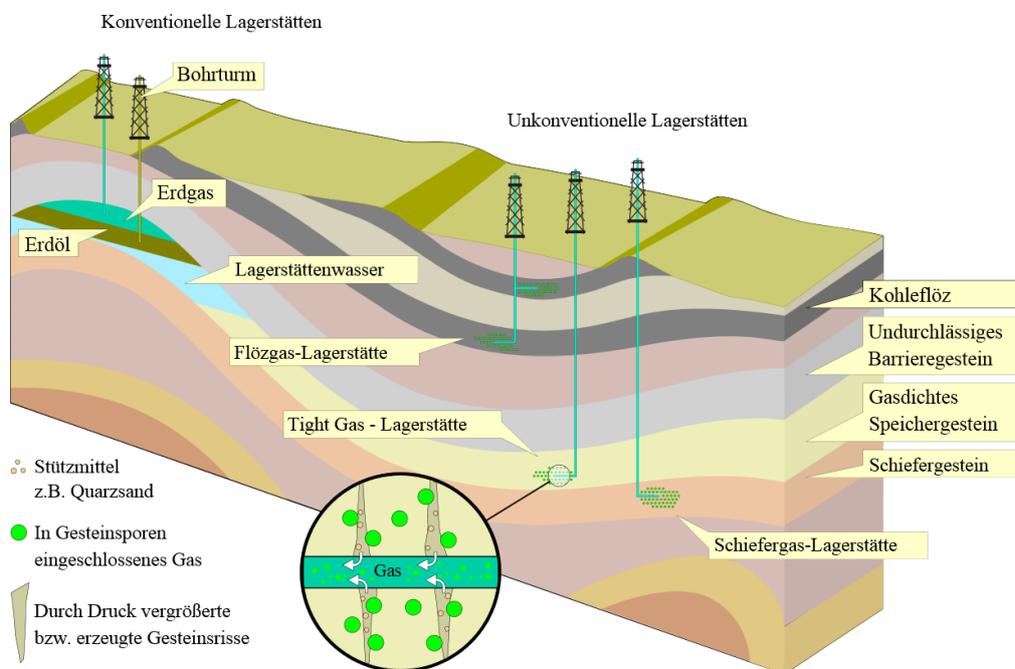
„**Konventionelles**“ Erdgas stammt aus Lagerstätten in grobkörnigeren Gesteinen und hat sich dort in „Erdgasfallen“ angesammelt (Bild R6.2-1).

„**Nichtkonventionelles Erdgas**“ umfasst die Arten Schiefergas (shale gas), Tight gas, Kohleflözgas, Aquifergas und Gashydrate.

- a) **Schiefergas** ist in Tonsteinen enthaltenes Erdgas, das durch „Fracking“-Methoden abgebaut wird, gegen die allerdings Umweltbedenken sprechen!
- b) **Tight gas** ist Erdgas, das aus dem Muttergestein in poröses Nachbargestein eindringt.
- c) **Kohleflözgas** ist in Steinkohleablagerungen („Flözen“) gebundenes Erdgas, das beim Kohleabbau gewonnen wird.
- d) **Aquifergas** ist in sehr tiefen Grundwasserschichten gelöstes Erdgas.
- e) **Gashydrate** (Bild R6.2-1) wurden bereits in Abschnitt R6 erwähnt. Bei hohem Druck und tiefen Temperaturen bildet Methan zusammen mit Wasser den eisähnlichen Feststoff Methanhydrat als eine Form der Gashydrate. 1 m<sup>3</sup> komprimiertes Methan-Gashydrat bei hohem Druck > 30 bar enthält ca. 164 m<sup>3</sup> Methangas bei 1 bar. Methan-Gashydrate kommen im Meeresboden ab ca. 300 m Meerestiefe und in Permafrostböden z. B. der *sibirischen Tundra* vor.

## R7.2 Erdgasvorkommen

Die geologischen Arten der Erdgasvorkommen sind schematisch in den Bildern R7.2-1 und R6.2-1 dargestellt.



**Bild R7.2-1:** Schematische Darstellung von Erdgaslagerstätten: „Konventionelles“ Erdgas wird häufig gemeinsam mit Erdöl gefördert (Bohrtürme!), während die Förderung von nicht-konventionellem Erdgas (Schiefergas, TIGHT gas, Kohleflözgas, Aquifergas, Gashydrate (siehe Bild R6.2-1)) i. A. deutlich aufwändiger ist (Quelle: [Wikipedia.de](http://de.wikipedia.org)).

## R7.3 Erdgasnutzung

Die Nutzung von Erdgas als fossiler Energieträger ist vielfältig und reicht von der Wärmetechnik für die Beheizung von Wohn- und Gewerberäumen und als Wärmelieferant für thermische Prozesse in Gewerbe und Industrie über die elektrische Stromerzeugung mit Gasturbinen in Gas- bzw. Gas-und-Dampf-(GuD)-Kraftwerken (Kap. P) bis hin zur Nutzung als Treibstoff für Schiffe und Kraftfahrzeuge (z. B. in Flüssiggastanks). Weiter ist Erdgas ein häufig verwendeter Reaktionspartner in unterschiedlichen chemischen Prozessen wie z. B. bei der Ammoniaksynthese im *Haber-Bosch*-Verfahren zur Herstellung von Ammoniak NH<sub>3</sub> für die Produktion von Stickstoffdüngemittel (Kunstdünger). Auch für die Eisenerzreduktion im Hochofenprozess wird es verwendet. Hierbei wird der im Eisenerz Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> enthaltene

Sauerstoff O<sub>2</sub> über die Zugabe von Kohlenstoff C dem Erz entzogen, wobei das C aus dem Erdgas CH<sub>4</sub> stammen kann. Es bildet sich dabei CO<sub>2</sub>, und es verbleibt Reineisen Fe. Auch für die Herstellung von Wasserstoffgas (H<sub>2</sub>) wird Erdgas verwendet u. v. m.

**R7.4 Erdgasförderung weltweit**

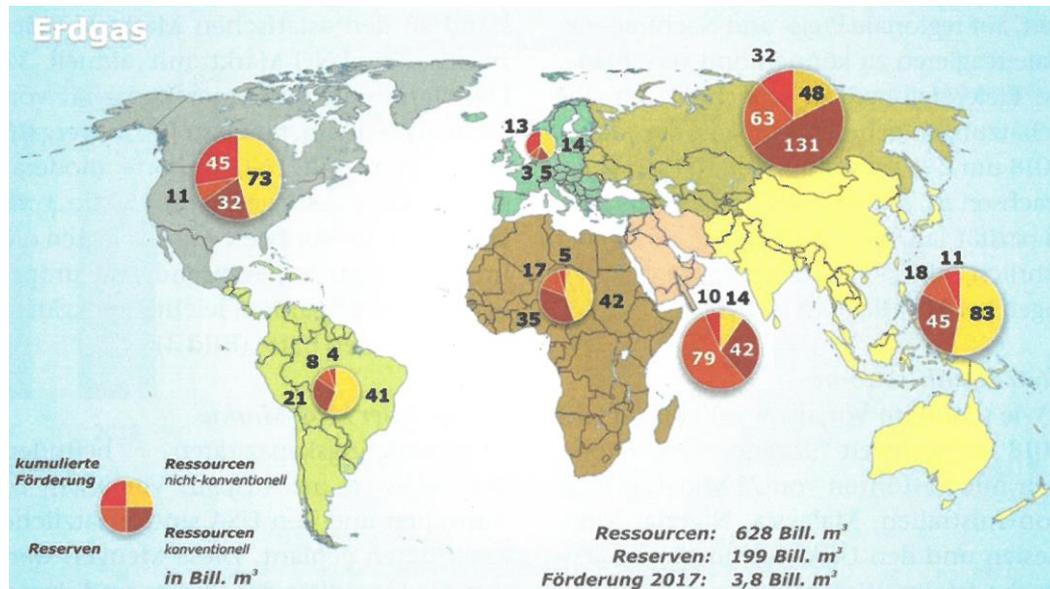


Bild R7.4-1: Erdgasreserven weltweit 2019; 10<sup>12</sup> = 1 Bill. = 1 Billion in deutscher Sprache (Quelle: BWK 71 (2019), no. 6).

Das weltweit größte Erdgasförderunternehmen ist *Gazprom, Russland*, das vor allem in *Nordsibirien* große Erdgasfelder ausbeutet und für *Deutschland* der wichtigste Erdgaslieferant ist. Bild R7.4-1 zeigt nach Kontinenten bzw. Regionen die bis 2010 aufsummierte Fördermenge, die Reserven an konventionellem Erdgas sowie die Ressourcen sowohl konventionell als auch nicht-konventionell. Der *Nahe Osten* hat die größten Reserven, die GUS-Staaten die größten konventionellen Erdgas-Ressourcen.

in 10 <sup>12</sup> m <sup>3</sup>	<u>Reserven</u>	<u>Ressourcen konventionell</u>	<u>Ressourcen *) nicht konventionell</u>
N-Amerika	14	32	73
S-Amerika	8	21	41
Afrika	17	35	42
Europa	3	5	16
Naher Osten	79	42	16
GUS	63	131	41
Asien/Australien	18	45	83
<b>Summe</b>	<b>202</b>	<b>311</b>	<b>312</b>

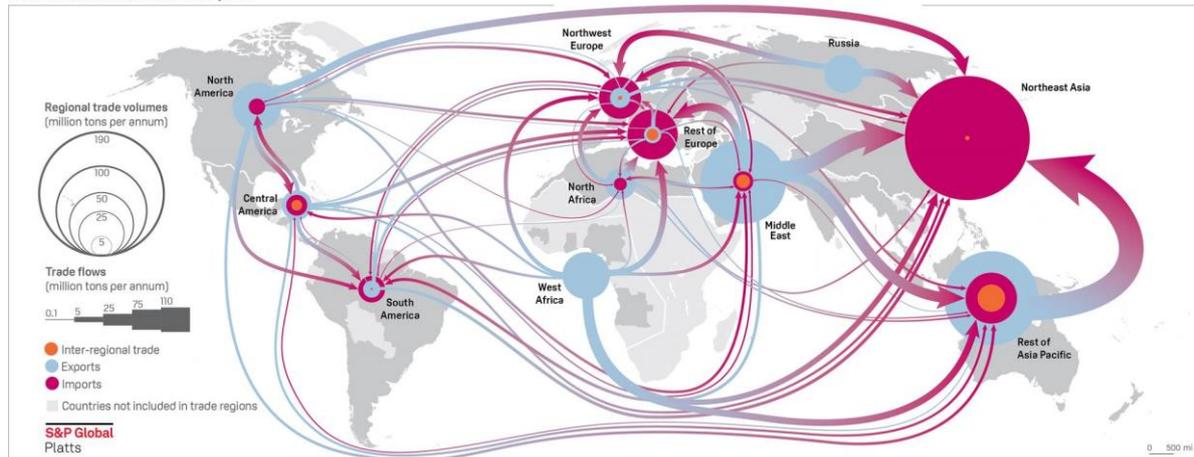
Weltweite Förderung 2019: 3.99·10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>

Tabelle R7.4-1: Weltweite Erdgas-Reserven und -Ressourcen 2019. \*) Die nicht-konventionellen Erdgas-Ressourcen sind ohne Aquifergas und Gashydrate angegeben (Quelle: BGR Energiestudie 2019).

Die aus Tab. R7.4-1 berechnete Erdgas-Reichweite aus Erdgas-Reserven beträgt  $202 \cdot 10^{12} \text{ m}^3 / (3.99 \cdot 10^{12} \text{ m}^3/\text{a}) = 50.6 \text{ a}$ . Mit den konventionellen Ressourcen ergibt sich eine Reichweite aus  $311 + 312 = 623 \text{ Bill. m}^3$  gemäß  $623 \cdot 10^{12} \text{ m}^3 / (3.99 \cdot 10^{12} \text{ m}^3/\text{a}) = 156 \text{ a}$ . Da

Förderländer und Großverbraucherländer tw. räumlich getrennt sind, ergeben sich weltweite Erdgastransportströme (vgl. Abschnitt R13), wie Bild R7.4-2 am Beispiel des Transports von Flüssigerdgas in Tankschiffen zeigt. Flüssigerdgas (LNG: liquefied natural gas) wird durch Abkühlung bei 1 bar auf ca.  $-164\text{ °C}$  als verflüssigtes aufbereitetes Erdgas hergestellt und hat nur ein Sechshundertstel des Volumens von gasförmigem Erdgas bei 1 bar,  $20\text{ °C}$ . Große Verbraucherzentren dieses Flüssigerdgases sind NO-Asien (VR China, Japan, S-Korea ...), Australien und Europa.

LIQUEFIED NATURAL GAS TRADE FLOW, 2018



Source: S&amp;P Global Platts

**Bild R7.4-2:** Import und Export von unter Druck verflüssigtem Erdgas weltweit 2018 (Quelle: S&P Global Platts & Statista 2021)



**Bild R7.4-3:** Erdgastransport über Pipelines nach Europa aus dem mittleren Osten und GUS (Quelle: FAZ, 2011) Aktualisierung 2021: Nord Stream 1 ist seit 2012 in Betrieb, Turkish Stream ist seit 2020 in Betrieb, Nord Stream 2 und Tanap/TAP sind seit 2021 in Betrieb.

Hinzu kommen die in Gaspipelines über Land transportieren Gasmengen (z. B. Bild R7.4-3), die in Bild R7.4-2 nicht dargestellt sind. Die weltweit installierten Erdgaspipelines für den Transport gasförmigen Erdgases haben eine Gesamtlänge von mehr als 1 Mio. km. Über gasdicht geschweißte Stahlrohrleitungen wird das unter hohem Druck (bis 84 bar in Deutschland) bei Umgebungstemperatur komprimierte CNG (Compressed Natural Gas) transportiert. Die Transportwirtschaftlichkeitsgrenze von verflüssigtem Erdgas LNG liegt bei etwa 2500 km, darunter ist der Transport per Erdgas-Pipeline als verdichtetes Erdgas CNG energetisch wirtschaftlicher. Insgesamt betrug der Gesamtexport von Erdgas weltweit 2019

etwa  $1.37 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ , was etwa 25 % der Fördermenge dieses Jahres war. Nach Erdöl und Steinkohle ist Erdgas mit ca. 22 % (2019) des weltweiten Primärenergieverbrauchs der dritt wichtigste Primärenergieträger.



Bild R7.4-4: Erdgas-Fernleitungsnetz in Deutschland (Quelle: Gascade, aus VDI-nachrichten, 07/2016).



Bild R7.4-5: Pipelinebau der Midal-Süd Loop 2013 als 90 km-Strecke zwischen Reckrod bei Fulda und Wirtheim bei Gelnhausen (Quelle: Gascade, aus VDI-nachrichten, 07/2016).

Diese große Bedeutung des Erdgases als Energieträger wird anhand des ständigen weiteren Zubaus von Erdgaspipelines sichtbar (siehe Bildunterschrift Bild R7.4-3), wobei die russischen Gazprom-Fernleitungen aus Sibirien (Jamburg u. a.) für Deutschland wesentlich sind, denn die deutsche Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen ist mit knapp 40 % Lieferanteil sehr groß. Anschließend an Bild R7.4-3 ist in Bild R7.4.4 das Erdgas-

Fernleitungsnetz mit 84 bar in *Deutschland* dargestellt. Der Trassenkorridor der europäischen Gasanbindungsleitung (EUGAL) geht von der *Ostsee* bis zur tschechischen Grenze und verstärkt die seit 2011 betriebene Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung OPAL seit 2019. In grau sind in Bild R7.4-4 weitere bestehende Gasfernleitungen eingezeichnet wie Jamal (Jamburg-Anbindungsleitung), Transgas, Gazelle, Nord Stream, NEL, RHG, Stegal, Jagal, Midal (Bild R7.4-5), Wedal (westdeutsche Anbindungsleitung). Von diesen Hochdruck-Fernleitungen zweigen die vielen Rohrleitungen mit verringertem Druck und Durchfluss zu den Verbraucherzentren ab, so dass in Bild R7.4-6 anhand der größeren Leitungsdichte die Industrie- und Metropolregionen Deutschlands unmittelbar erkennbar sind.

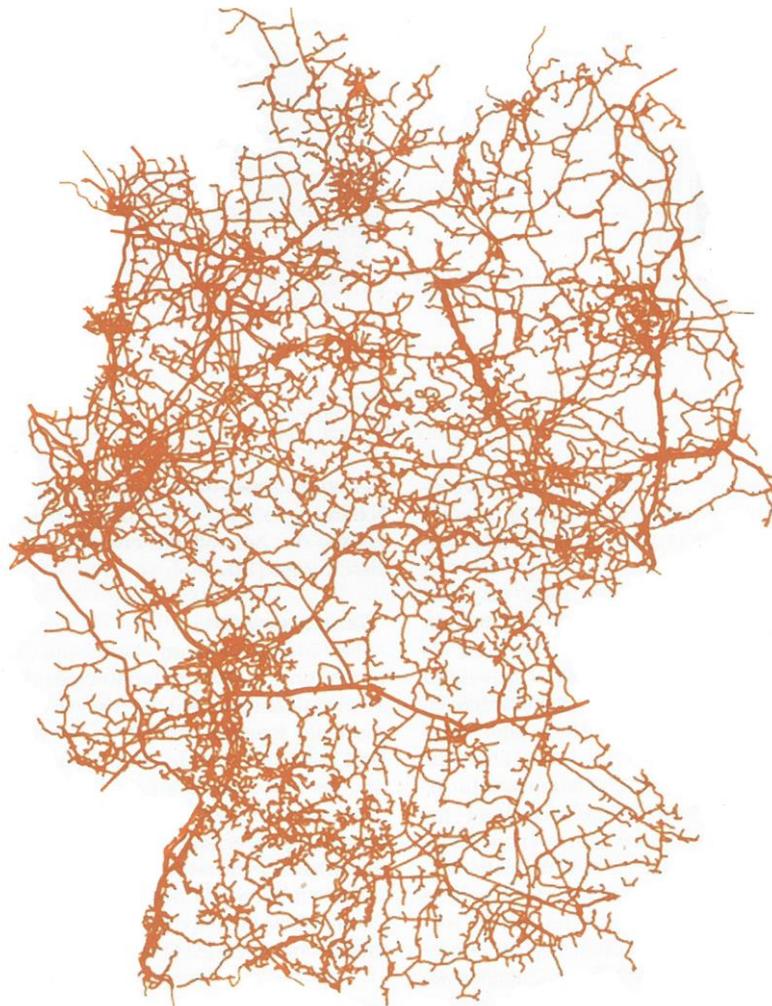


Bild R7.4-6: *Deutsches* Gasfernleitungsnetz mit der Druckstufe > 4 bar (Quelle: *BWK 71* (2019), no. 6).

### **R7.5 Erdgasspeicher in *Deutschland***

Nach dem Erdöl mit ca. 34 % ist Erdgas mit ca. 25 % (2019) des deutschen Primärenergie-Verbrauchs *Deutschlands* zweitwichtigster Primärenergieträger. Der *deutsche* Erdgas-Verbrauch betrug 2018 ca. 85 Mrd. m<sup>3</sup>. Deshalb wird schon seit längerem die Bevorratung von Erdgas in unterirdischen tw. natürlichen (eiszeitlichen) Hohlräumen (Kavernen) großtechnisch von den Energieversorgern betrieben, so dass aktuell (2021) eine Speicherkapazität von 28 % des p.a.-Erdgasverbrauchs vorhanden ist (Bild R7.5-1). Es wird zwischen den Hohlraumspichern (Kavernenspeicher) und der Speicherung in porösem Gestein (Porenspeicher) unterschieden. Wegen des hohen Bedarfs wird ein weiterer Ausbau der Erdgasspeicher von derzeit 24.3 Mrd. m<sup>3</sup> (Energieinhalt entspricht ca. 26.4 Mio. t SKE)

um weitere 3.4 Mrd. m<sup>3</sup> geplant, um von aktuellen Preisschwankungen und Lieferschwierigkeiten (z. B. in der *Ukraine*-Krise 2015) etwas entkoppelt zu sein.



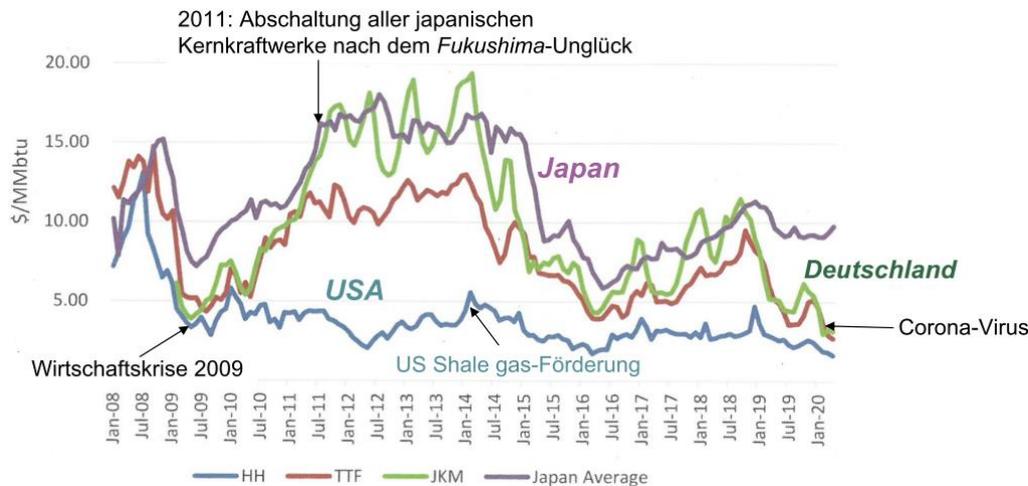
Bild R7.5-1: Erdgasspeicher-Standorte in Deutschland 2018/19 (Quelle: V. Quaschnig, Regenerative Energien).

Die Inland-Erdgasförderung ist im Vergleich dazu gering mit 2019 mit 6.1 Mrd. m<sup>3</sup> (das sind 7% des Erdgas-Inlandverbrauchs) und wurde wegen der begrenzten Reserven gegenüber 2018 um 13 % verringert. Die deutschen Erdgas-Reserven sind mit 30 Mrd. m<sup>3</sup> gering, und auch die Erdgasressourcen sind mit 1360 Mrd. m<sup>3</sup> (ca. 15 Jahre Reichweite) begrenzt (Quelle: BVEG: Bundesverband Erdgas, Erdöl, Geoenergie, 2018 (in: vdi-nachrichten, 27. April 2018) & BGR Studie 2020).

## R7.6 Preisentwicklung für Erdgas

Wie beim Erdöl gibt es auch beim Erdgas unterschiedliche Handelsplätze („Börsen“) mit ihren unterschiedlichen Preisbildungen, basierend auf dem Wechselspiel von Angebot und Nachfrage. HH („Henry hub“) ist ein Gaspipeline-Knoten in *Erath/Louisiana, USA*, mit der damit verbundenen US-Gas-Preisbörse. TTF (Title Transfer Facility) ist ein niederländischer Handelspunkt, da die *Niederlande* selbst viel Erdgas fördern, aber auch über die Häfen Zugang zu Erdgasimport haben. Die dort gebildeten Handelspreise haben auch für *Deutschland* große Bedeutung (Bild R7.6-1). JKM (Japan Korea Marker) ist ein ostasiatischer „Spotmarket“ für Erdgas. Der Mechanismus von Angebot und Nachfrage für die Preisbildung ist z. B. beim großen See- und Landbeben in *Japan* 2011 (ca. 23 000 Tote und Vermisste) mit dem damit verbundenen Großunfall im Kernkraftwerk *Fukushima* (siehe Abschnitt R10) in Bild R7.6-1 sichtbar. *Japan* schaltete danach zur Überprüfung alle eigenen Kernkraftwerke ab und reaktivierte alle anderen verfügbaren Kraftwerke, wodurch der Erdgasverbrauch deutlich

zunahm. Da *Japan* energetisch ausschließlich vom Import abhängt, erhöhten die Lieferfirmen auf Grund der hohen Nachfrage drastisch den Erdgaspreis, was für *Japan* zusätzlich zu den Folgen der Bebenkatastrophe eine erhöhte volkswirtschaftliche Belastung darstellte.



**Bild R7.6-1:** Preisentwicklung für Erdgas weltweit (1 MMBtu =  $10^6$  Btu; 1 Btu = British thermal unit = 1055 J, 1000 Btu  $\approx$  293 Wh) (Quelle: *Oxford Institute for Energy Studies*)

## R8 Steinkohle

### R8.1 Was ist Steinkohle?

**Steinkohle** (= **Hartkohle**) ist als fossiler Energieträger ein schwarzes, hartes Sedimentgestein (Bild R8.1-1a) und besteht zu mehr als 50 Gewichts-Prozent bzw. mehr als 70 Volums-Prozent (75 ... 91.5 %) aus Kohlenstoff C. Sie ist von großer energetischer Bedeutung (Bild R8.1-1b). Steinkohle entstand durch die Karbonisierung von Pflanzenresten im Erdzeitalter „*Karbon*“ vor 358.9 ... 298.9 Mio. Jahren. Damals wurde organisches Material (meist Pflanzenreste) unter Luftabschluss, hohem Druck und hohen Temperaturen verdichtet und umgewandelt („Inkohlungs-Prozess“). Der Heizwert, bezogen auf einen C-Gehalt von ca. 90 %, ist  $H_i = 29.3$  MJ/kg, der bei reinem Kohlenstoff ohne H-Anteil auch dem Brennwert  $H_s$  entspricht. Die Dichte ist je nach Sorte ca. 1.2 ... 1.5 kg/dm<sup>3</sup>. Die Energieeinheit „Steinkohleeinheit“ (SKE) entspricht dem o. g. Heizwert von 1 kg SKE = 29 308 kJ oder auch 1 t SKE = 8.141 MWh. Eine Tonne SKE ist die Energiemenge, die bei vollständiger Verbrennung von 1 t Steinkohle bestimmter Qualität (C-Gehalt ca. 90 %) freigesetzt wird.



a)



b)

**Bild R8.1-1:** a) Steinkohlebrocken (Quelle: mineralien.goblack.de), b) Binnenschifffahrt: Steinkohlefrachtschiff (Quelle: RWE).

Steinkohle wird nach Sorten eingeteilt und zwar nach dem Anteil an flüchtigen Bestandteilen (Gasen) (in Gew.-%) in der geförderten Steinkohle.

- a) Flammkohle 40 ... 43 % flüchtige Bestandteile
- b) Gasflammkohle 35 ... 40 %
- c) Gaskohle 28 ... 35 %
- d) Fettkohle 19 ... 28 %
- e) Esskohle 14 ... 19 %
- f) Magerkohle 10 ... 14 %
- g) Anthrazit < 10 % flüchtige Bestandteile

Von a) nach g) steigt folglich der C-Anteil in der Steinkohle, so dass der **Anthrazit (Glanzkohle)** die hochwertigste Kohle darstellt. Diese hochwertigste Kohlensorte hat eine große mechanische Härte und einen C-Gehalt > 90 %, so dass eine nahezu rückstandsfreie Verbrennung erfolgt. Die **Fettkohle** ist für die Erzeugung el. Energie in thermischen Kraftwerken von großer Bedeutung; sie wird überwiegend als Brennstoff in den Kraftwerkskesseln eingesetzt. Ihr Feuchtigkeitsgehalt ist kleiner als 20 %, der C-Gehalt der wasserfreien Kohle ca. 88 %, der Schwefelgehalt < 1 %.

## R8.2 Potentiale und Nutzung

Nach dem Erdöl ist Kohle mit ca. 26 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs aus nicht-erneuerbaren Quellen zweitwichtigster Welt-Primärenergieträger. Der überwiegende Teil von 24.2 % entfällt auf Steinkohle, und nur 1.4 %, v. a. in *Deutschland*, auf Braunkohle (2019). Steinkohle wird zumeist als Brennstoff genutzt, um Wärme durch Verbrennung zu erzeugen. Bei der Verbrennung von reinem Kohlenstoff C mit reinem Sauerstoff O<sub>2</sub> wird 394 kJ je mol C-Atome als Reaktionsenthalpie  $\Delta H$  frei:  $C + O_2 \rightarrow CO_2 - 394 \text{ kJ/mol}$ . Damit wird gemäß Kap. G der Brennwert  $H_s$  berechnet, der ca. 10% größer ist als der „Normwert“ SKE.

$$H_s = \frac{\Delta H}{12 \cdot m_u \cdot L'} = \frac{394 \cdot 10^3 \text{ J/mol}}{12 \cdot 1.66 \cdot 10^{-27} \text{ kg} \cdot 6.023 \cdot 10^{23} / \text{mol}} = 32839 \text{ kJ/kg} \quad (\text{R8.2-1})$$

in Gt = 10 <sup>9</sup> t	Reserven	Ressourcen
N-Amerika	225.9 (~ 31%)	6646
S-Amerika	8.9	26.5
Afrika	14.8	327.4
Europa	24.5	470
Nahe Osten	1.2	40
GUS	132.4 (~ 18%)	1332
Asien/Australien	342.4 (~ 45%)	7198
China	17.8%	
Indien	13.1%	
Australien	9.7%	
<b>Summe</b>	<b>750.1 Gt</b>	<b>16040 Gt</b>

Tabelle R8.2-1: Weltweite Hartkohle-Reserven und -Ressourcen 2019 (Quelle: BGR Energiestudie 2019 & VDI nachrichten 36, 2020).

Bei der Verbrennung „realer“ Kohle mit einem C-Gehalt von ca. 90 % ist  $H_s = 29.3 \text{ MJ/kg}$ , was mit SKE definiert ist (s. o.). Es entstehen bei der Verbrennung Kohlenstoffdioxid CO<sub>2</sub>, je nach Wassergehalt auch Wasserdampf und je nach weiteren, in der Steinkohle enthaltenen Elementen durch Oxidation andere Gase wie z. B. Schwefeldioxid SO<sub>2</sub>. In der Industrie wird häufig **Koks** als Brennstoff verwendet. Koks ist ein poröser, stark kohlenstoffhaltiger Brennstoff mit hoher spezifischer Oberfläche. Die „Verkokung“ der Steinkohle ist die Gewinnung von Steinkohlenkoks aus ascheärmerer Fettkohle durch Erhitzung unter

Luftabschluss. Koks ist ein vielseitig einsetzbarer Brennstoff, aber auch ein Reduktionsmittel bei der Eisenproduktion in Hochöfen, wo der im Eisenerz  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  enthaltene Sauerstoff  $\text{O}_2$  über die Zugabe von Kohlenstoff C aus dem Koks dem Erz entzogen wird. Der störende Schwefel wird bei stark schwefelhaltiger Kohle bei der Verkokung abgetrennt.

Steinkohle dient aber auch als **Rohstoff für die chemische Industrie** auf Basis der bei der Verkokung anfallenden Nebenprodukte Teer, Benzol, Toluol u. a. Die Kohleverflüssigung (unterschiedliche Methoden wie das *Bergius-Pier*-Verfahren, der *Pott-Broche*-Prozess oder die *Fischer-Tropsch*-Synthese) zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe für z. B. Verbrennungskraftmaschinen stellt eine Alternative zum Erdöl dar, ist derzeit aber gegenüber der kostengünstigeren Erdölchemie nicht wirtschaftlich umsetzbar.

Die weltgrößten Reserven an Steinkohle haben *N-Amerika*, die GUS-Staaten, *VR China*, *Indien* und *Australien* (Tab. R8.2-1). Auch die größten Ressourcen liegen dort. Die weltweite Steinkohleförderung betrug 2019 ca. 7.0 Gt. Mit 3.8 Mrd. t Steinkohle führt *VR China* mit einem Anteil 54.3% die globale Kohleförderung. Dahinter folgt mit weitem Abstand *Indien* mit 731 Mio. t (10.4 %) vor *Indonesien* mit 488 Mio. t (7 %), den USA mit 479 Mio. t (6.8 %) und *Australien* mit 419 Mio. t (6 %). Die „Reichweite“ nach gegenwärtigem Stand, berechnet mit den Reserven, beträgt 107 Jahre:  $750 \text{ Gt}/(7.0 \text{ Gt/a}) = 107 \text{ a}$ , und berechnet mit den Ressourcen  $16040 \text{ Gt}/(7.0 \text{ Gt/a}) = 2291 \text{ a}$ . Die Gesamthandelsmenge an Steinkohle weltweit betrug 2019 ca. 1400 Mio. t, also nur ca. 20 % der Förderung, da der weltgrößte Förderer *VR China* die Steinkohle selbst verwendet. Von diesen 1400 Mio. t wurde der Großteil, nämlich 1221 Mio. t, zur See von den Förderländern zu den Verbrauchern befördert (Bild R8.2-1). Der weitere Binnentransport der Steinkohle findet dann auf Landwegen per Güterzug und auf den Wasserwegen per Binnenschifffahrt statt (Bild R8.1-1b). Der Bedarf an Steinkohle steigt weltweit um ca. 2.3 % p.a. wegen der steigenden Industrialisierung vor allem in SO-Asien! Spitzenimporteure waren 2019 *Indien* mit 240 Mio. t, das rohstoffarme *Japan* mit 186 Mio. t, die *VR China* mit 161 Mio. t, *S-Korea* mit 142 Mio. t, während die gesamte EU (28 Staaten) nur 119 Mio. t importierte, davon *Deutschland* ca. 39 Mio. t (siehe Tab. R8.3-1).

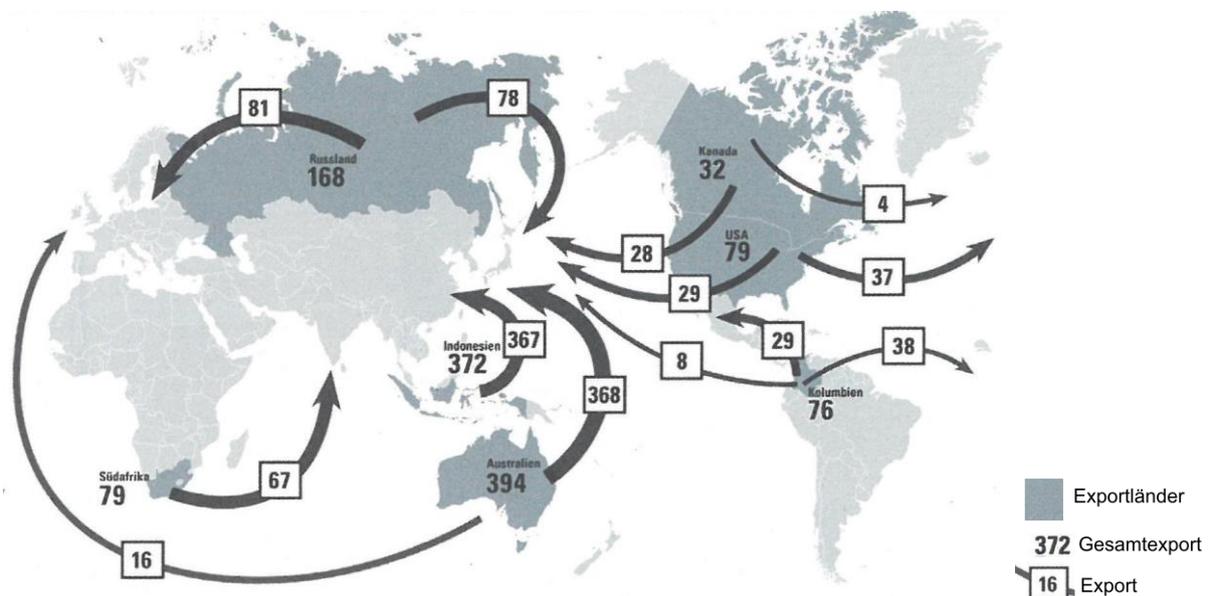


Bild R8.2-1: Haupthandelsströme von Steinkohle (in Mio. t Steinkohle) 2019, zumeist Seeverkehr (Quelle: Verein der Kohlenimporteure e.V. (VDKi): Jahresbericht 2020).

### R8.3 Steinkohle in Deutschland

Nach Erdöl und Erdgas ist Steinkohle mit 12 % des *deutschen* Primärenergieverbrauchs drittichtigster Primärenergieträger. Für Umwandlung in el. Energie soll aber bis 2038 keine

Stein- und Braunkohle mehr verwendet werden, um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß *Deutschlands* deutlich zu verringern!

*Deutschland* hat keine Reserven an Steinkohle, denn der Steinkohleabbau wurde wegen zu hoher Förderkosten beendet. Die Ressourcen betragen ungefähr 82.9 Gt. In *Ibbenbüren* wurde hochwertiger Anthrazit aus ca. 1550 m Tiefe gefördert (eine der tiefsten Minen *Europas*). Durch die ursprüngliche Lagerung in so großer Tiefe bei höheren Temperaturen ist die *Ibbenbürener* Kohle nämlich stärker „inkohlt“ (= höherer C-Anteil) als die *Ruhr*-Kohle. Die Mine wurde als vorletzte deutsche Mine 2018 geschlossen. Die anderen beiden Steinkohlereviere (Bild R8.3-1) mit Ressourcen sind das *Ruhr-Revier* und das *Saar-Revier*, während das *Aachener Revier* erschöpft ist. Das *Ruhr-Revier* hat den größten Steinkohlevorrat *Deutschlands*. Dort wurden früher 32 Mio. t Steinkohle pro Jahr gefördert, somit 80 % der deutschen Steinkohleförderung. Diese Lagerstätte ist Teil des NW-europäischen Steinkohlegürtels. Dort wurde in *Bottrop* das letzte Steinkohlebergwerk („Zeche“) *Prosper-Haniel* 2018 geschlossen und damit nach etwa 150 Jahren der Steinkohleabbau in *Deutschland* wegen zu hoher Kosten vorerst beendet. Das *Saar-Revier* entstand aus der Inkohlung von Sumpfwäldern bei Süßwasserseen. Hier wurden früher 7.2 Mio. t Steinkohle pro Jahr gefördert. Im *Aachener Revier* wurde bereits 1997 der Kohleabbau beendet.

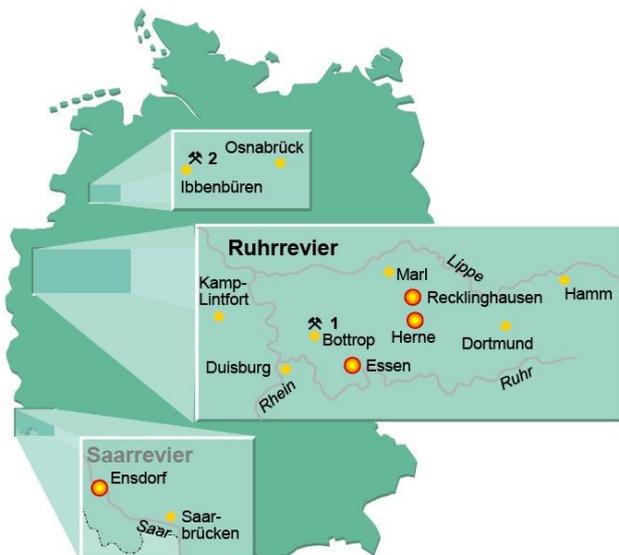


Bild R8.3-1: Steinkohle-Vorräte in *Deutschland* als Ressourcen (z. Zt. 2021 nicht wirtschaftlich förderwürdig) im *Ruhr-Revier* (80 % der Vorräte), *Saar-Revier* und *Ibbenbüren*. *Ibbenbüren* (2) wurde als vorletzte, *Bottrop Prosper-Haniel* (1) als letzte Mine 2018 geschlossen (Quelle: *BWK* 70 (2018), no. 5).

▪ **Steinkohleimporte nach *Deutschland* (2018 / 2019):** 46.7 Mio. t / 38.7 Mio. t)

Insgesamt	46.7 Mio. t = 1368 PJ	100%	
19.2 Mio. t aus Russland		41.1%	Bedeutung El. Energieerzeugung (Kesselkohle) 1 Stahlherstellung (Kokskohle, Koks) 2 Hausbrand 3 Industrielle Wärme 4
10.0 Mio. t aus USA		21.4%	
5.2 Mio. t aus Australien		11.1%	
3.8 Mio. t aus Kolumbien		8.1%	
1.7 Mio. t aus Polen		3.6%	
1.6 Mio. t aus Kanada		3.4%	
1.0 Mio. t aus Südafrika		2.1%	
4.2 Mio. t aus anderen Ländern (z. B.: Tschechien)		9.0%	

Tabelle R8.3-1: Steinkohle-Importe nach *Deutschland* nach Importländern (Quelle: *Verein der Kohleimporteure VDKI* 2019)

*Deutschland* ist bei Steinkohle zu 100 % auf Importe angewiesen (Tab. R8.3-1, an erster Stelle aus *Russland*), die aber auf Grund von vermehrter Nutzung regenerativer Energiequelle,

aber auch auf Grund der erhöhter Wirkungsgrade bei energetischen Prozessen verringert werden konnten (von 46.7 Mio. t auf 38.7 Mio. t von 2018 auf 2019). Genutzt wird die Steinkohle in *Deutschland* an 1. Stelle zur el. Energieerzeugung als Kesselkohle, an 2. Stelle für die Stahlherstellung als Kokskohle und Koks, sodann zum Heizen im privaten Bereich („Hausbrand“) und viertens für industrielle Wärme.

Die *deutsche Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung* („Kohlekommission“) besteht aus Mitgliedern des Bundestages, verschiedener Landtage und verschiedener Lobbyverbände. Sie hat 28 stimmberechtigte Mitglieder. Sie beschloss 2019, die Kohleverstromung in *Deutschland* im Jahr 2038 zu beenden („**Kohleausstieg**“). Hintergrund für diese Entscheidung ist, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß 2017 um 100 Mio. t zu hoch war gegenüber der gesetzlichen Vorgabe. Der Anteil der Kohlekraftwerke am *deutschen* Gesamt CO<sub>2</sub>-Ausstoß lag dabei rechnerisch bei ca. 80 %. Das Abschalten der Stein- und Braunkohlekraftwerke als zentrale Gegenmaßnahme ist verbunden mit einer Entschädigung der konzessionsberechtigten Betreiber durch den Fiskus. Der Plan für das Abschalten der Kohlekraftwerke sieht vor, bis 2022 Kraftwerksleistungen von 3 GW (Braunkohle-KW), 4 GW (Steinkohle-KW) und 5.5 GW („altersbedingte“ KW), also insgesamt 12.5 GW vom Netz zu nehmen. Bis 2030 sollen weitere 6 GW (Braunkohle-KW) und 7 GW (Steinkohle-KW), insgesamt 14 GW vom Netz gehen. Bis 2038 erfolgt das Abschalten der verbliebenen 17 GW. Diese Kraftwerksleistungen sollen einerseits durch Verbrauchsverringernung infolge Effizienzsteigerung sowie durch verstärkten Einsatz regenerativer Energiequellen kompensiert werden.

## R9 Braunkohle

### R9.1 Was ist Braunkohle?

**Braunkohle** ist ein bräunlich-schwarzes, meist lockeres Sedimentgestein geringer Dichte (1.2 ... 1.4 kg/dm<sup>3</sup>), das als fossiler Brennstoff im Vergleich zur Steinkohle einen niedrigen „Inkohlungsgrad“ hat, weil es geologisch jünger ist. Der Kohlenstoffanteil (C) in der getrockneten Braunkohle beträgt bei

a) Hart-Braunkohle: 70 ... 75 %, b) Weich-Braunkohle: 65 ... 70 %.

Die Roh-Braunkohle (Bild R9.1-1) enthält bis zu 55 % Wasser und hat daher einen niedrigen Heizwert  $H_i \approx 8$  MJ/kg (ca. 1/3 von Steinkohle). Getrocknete Braunkohle hat  $H_i \approx 14.7$  MJ/kg (ca. 2/3 von Steinkohle). Entstanden ist Braunkohle im „Tertiär“ vor 65 ... 2.6 Mio. Jahren aus organischem Material, das unter Luftabschluss, hohem Druck sowie hohen Temperaturen verdichtet und umgewandelt wurde („**Inkohlung**“). Da Braunkohle geologisch deutlich „jünger“ als Steinkohle ist, liegen die Braunkohleflöze oft nur wenige Meter unter der Erdoberfläche, so dass zu ihrem Abbau Tagebau mit großen Schaufelradbaggern möglich ist, während Steinkohleflöze oft Hunderte von Metern unter der Erdoberfläche liegen und einen aufwändigen Bergbau mit Stollensystemen für den Abbau erfordern.



Bild R9.1-1: Braunkohle-Brocken (Quelle: *gesteine-projekt.de*).

## R9.2 Braunkohle weltweit

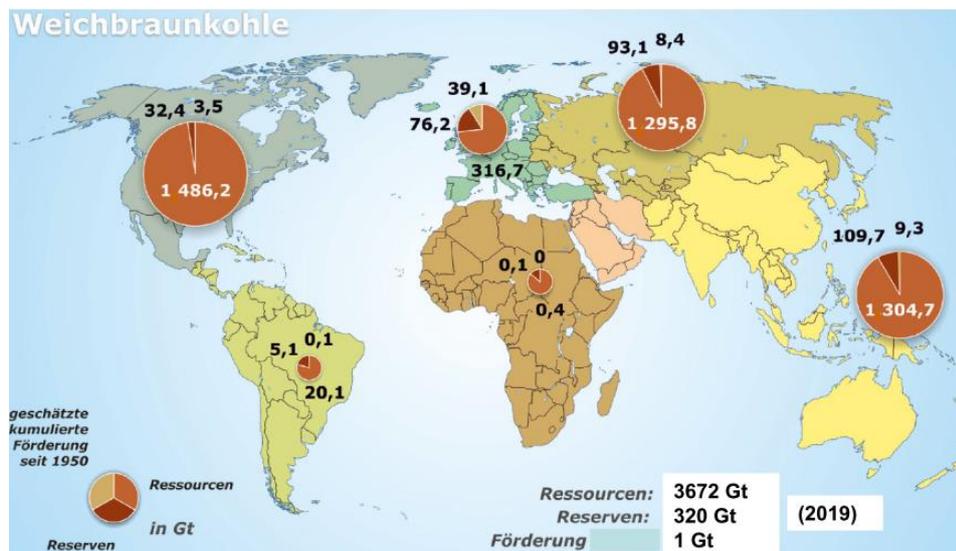


Bild R9.2-1: Braunkohle-Reserven und -Ressourcen weltweit 2019 (Quelle: BGR, 2019).

Braunkohleförderung (1 Gt/a 2019) wird an erster Stelle von *Deutschland* betrieben (131 Mt/a = 13.1% der Weltförderung), da es die einzige fossile Inland-Energiequelle ist, die ausreichend vorhanden und wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann und *Deutschland* etwas unabhängiger von Energieimporten macht. Weitere Förderländer sind in der Reihenfolge *VR China, Russland, Türkei, USA, Australien, Polen* ... Die Braunkohle-Welt-Reserven sind 320 Gt (2019, Bild R9.2-1), die Braunkohle-Welt-Ressourcen 3672 Gt.

Mit einer weltweiten Braunkohleförderung von 1 Gt pro Jahr (2019) ergibt sich eine rechnerische Reichweite bei der derzeitigen Braunkohlereserve und angenommener gleichbleibender Braunkohlefördermenge von  $320 \text{ Gt} / 1 \text{ Gt/Jahr} = 320$  Jahre sowie eine Ressourcen-Reichweite von 3672 Jahre. Braunkohle wird an zu 90% gemahlen und getrocknet als Brennstoff genutzt für die el. Energieerzeugung. Weitere 10 % werden veredelt als Briketts für Heizzwecke überwiegend in privaten Haushalten verwendet. Bitumenreiche Braunkohle wird u. a. zur Herstellung von Montanwachs genutzt.

## R9.3 Braunkohle in Deutschland



Bild R9.3-1: Braunkohlereviere in *Deutschland* und östlichen Nachbarländern (Quelle: *RWE Kohleatlas 2015*). Die Braunkohle ist viertwichtigster Primärenergieträger in *Deutschland* mit 11 % des Primärenergieverbrauchs. Die *deutschen* Braunkohlereserven und Braunkohleressourcen sind etwa gleich groß und betragen jeweils 36 Gt (2019), in Summe 72 Gt (Bild R9.3-1). Das Rheinische Revier ist die größte zusammenhängende Braunkohlelagerstätte *Europas* und umfasst die drei Tagebaue *Hambach, Inden, Garzweiler* mit Reserven und Ressourcen von etwa 51 Gt Braunkohle. Das Lausitzer Revier hat 11 Gt Braunkohle als Reserven und Ressourcen. Es soll bis ca. 2050 aus wirtschaftlichen Gründen geschlossen werden. Das mitteldeutsche Revier umfasst 10 Gt Braunkohle als Reserven und Ressourcen, während das Helmstedter Revier bereits erschöpft ist. Durch die *deutsche* Braunkohleförderung 2019 mit 131 Mio. t (ca. 13.5% der BK-Weltproduktion) hat *Deutschland* die weltgrößte jährliche Fördermenge. Braunkohle liefert 18.6 % (2019) der dt. Brutto-Stromerzeugung und hat damit einen große Beitrag zur Verringerung teurer Energieimporte. Die Reichweite beträgt in *Deutschland* bei 131 Mio. t Förderung p. a. ca. 275 Jahre!

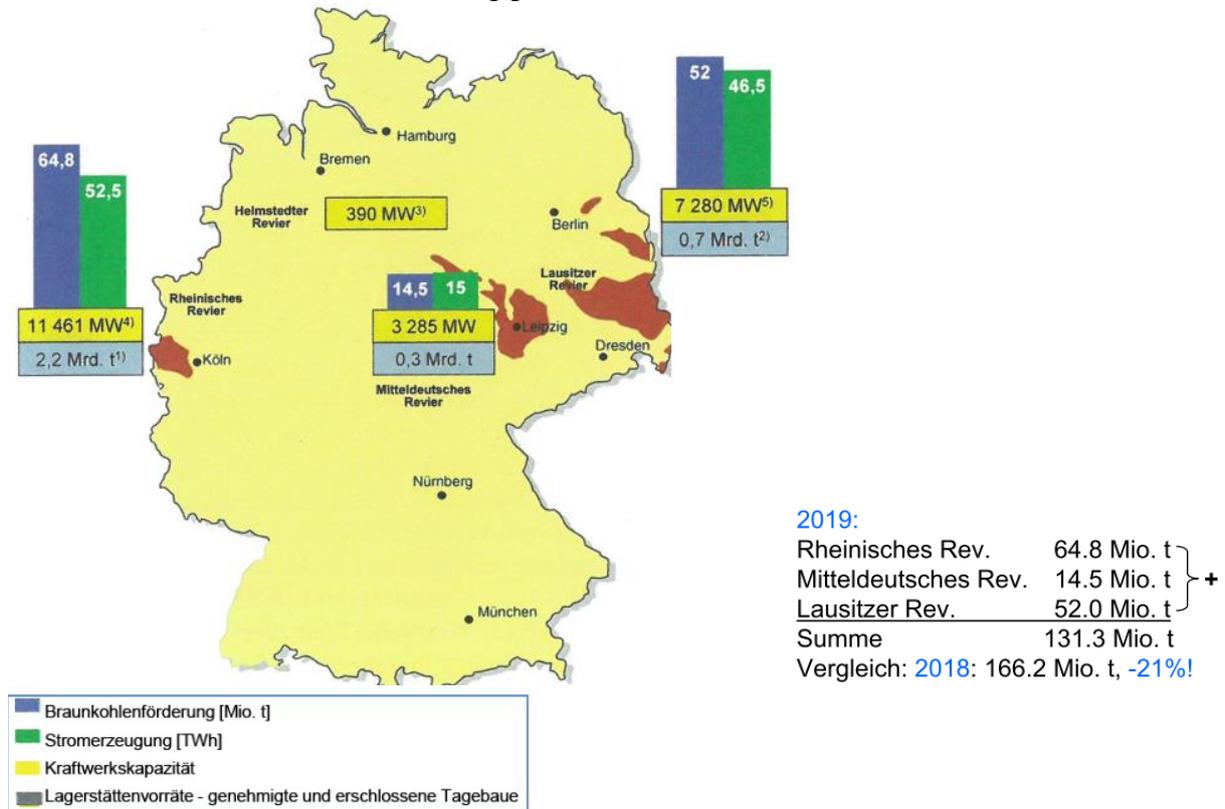


Bild R9.3-2: Braunkohle in *Deutschland* (Quelle: *BWK 72 2020*, no. 8-9, aus: Statistik d. Kohlewirtschaft e.V.).

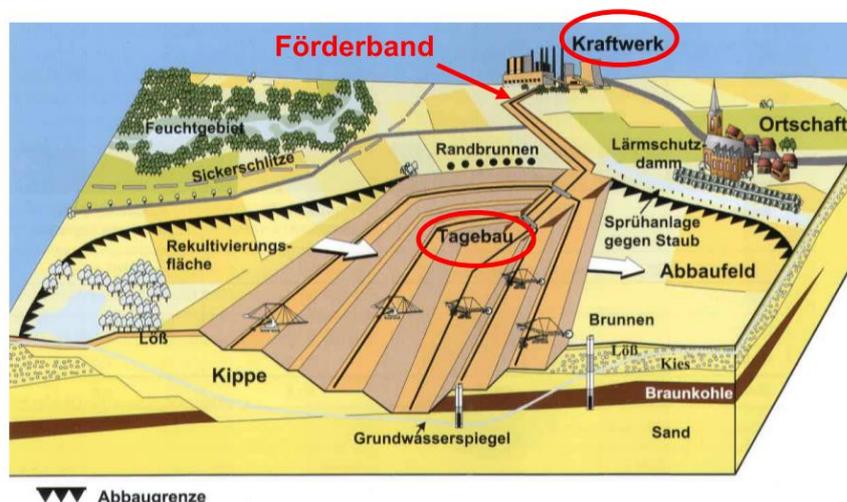


Bild R9.3-3: Schema eines Braunkohle-Tageabbaus und Förderband zum Kraftwerk (Quelle: *globalchange.de*). Auf Grund der *deutschen* Energiepolitik ist die *deutsche* Braunkohleförderung mit ca. -21 % 2019 rückläufig (Bild R9.3-2). Wegen des ca. 60 % geringeren Energieinhalts der feuchten Braunkohle gegenüber der Steinkohle lohnt es sich in *Deutschland* nicht, Braunkohle weit zu transportieren. Die Braunkohlekraftwerke stehen daher in der Nähe der Braunkohle-Tagebaue, und der Transport der feuchten Rohbraunkohle erfolgt über Förderbänder zu den Trocknungsanlagen und zur Verfeuerung in den Kraftwerken (Bild R9.3-3). Die Radbagger zum Abbau der oberflächennahen Braunkohleflöze gehören zu den größten von Menschenhand gebauten Maschinen und bewegen sich baggernd langsam durch das Revier, während hinter den Radbaggern bereits der Abraum (Erdreich) verkippt wird (Bild R9.3-5). Die Flächen müssen danach gemäß den Umweltauflagen renaturiert werden (neues Ackerland, Baumpflanzungen, Anlegen von Seen ...). So wurde vom Tagebaubetreiber *RWE* im *rheinischen* Revier im Zuge der Rekultivierung bisher in Summe ca. 10 Mio. Bäume neu gepflanzt, um die Umweltauflagen zu erfüllen.



Bild R9.3-4: Braunkohle-Tagebau im *mitteldeutschen* Braunkohlerevier *Profen*. Die Oberflächenschürfung erfolgt mit Großbaggern (Hintergrund). Der Abraumverkipfung folgt unmittelbar die Rekultivierung im Vordergrund (Quelle: *BWK 63/ 2011, no. 4*).



Bild R9.3-5: Abraumverkipfung im Braunkohletagebau *Hambach*, *rheinisches* Braunkohlerevier bei *Köln*. Im Vordergrund wieder aufgeforsteter Wald nach Beendigung des Abbaus (Quelle: *BWK 70* (2018) no. 5).

Bild R9.3-4 zeigt das Beispiel des Tagebaus *Profen* südlich von *Leipzig* zur Versorgung des Braunkohlekraftwerks *Lippendorf* (15 km südlich von *Leipzig*), das seit 1999 mit zwei zweipoligen Synchron-Turbogeneratoren zu je 933.6 MW el. Leistung bei 3000/min el. Energie erzeugt. Zusätzlich wird die Abwärme zur Heißwassererzeugung genutzt. Heißwasserleitungen führen nach *Leipzig* zur Fernwärmenutzung.

## R10 Kernbrennstoffe

Bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe wird die Bindungsenergie der Moleküle über die Elektronen in der Atomhülle der Bindungspartner genutzt. Bei der Kernspaltung und der Kernfusion wird die um Größenordnungen höhere Bindungsenergie der Kernteilchen im Kern genutzt. Derzeit technisch relevant ist die neutroneninduzierte Uran-Kernspaltung, während die Fusion (Kernverschmelzung) von leichten Kernen (Wasserstoff) nach wie vor Thema der Forschung ist und für die heutige el. Energieerzeugung keine Rolle spielt.

Das Gesetz der *Einstein'schen* Energie-Masse-Erhaltung  $W = m \cdot c_0^2$  ( $c_0 = 299\,792\,458$  m/s, Vakuumlichtgeschwindigkeit) besagt, dass bei Kernumwandlungsprozessen NICHT die Energie und die Masse jeweils für sich erhalten bleiben, sondern dass die SUMME aus Masse UND Energie konstant bleibt (Kap. G). Die Bindungsenergie der Protonen und Neutronen im Kern aneinander führt dazu, dass die Masse des Atomkerns um den Wert  $\Delta m$  kleiner ist als die Summe der Massen der im Kern vereinigten Protonen und Neutronen als Kernbausteine („Nukleonen“). Dieser Massendefekt  $\Delta m$  ist durch die „starke Wechselwirkungskraft“ zwischen den Kernbausteinen bedingt, die aber nur auf sehr kurze Distanz von etwa einem Kerndurchmesser wirkt.

### Beispiel R10-1:

Kernbindungsenergie am Beispiel eines He-Kerns:

Das He-Atom  ${}^4_2\text{He}$  hat die Masse  $m_{\text{He}} = 4.002597 \cdot m_u$  und die Atomzahl  $A = 4$ , da der Kern aus 2 Protonen (Protonenmasse  $m_p$ ) und 2 etwas schwereren Neutronen (Neutronenmasse  $m_n$ ) besteht. Bezogen auf die atomare Masseneinheit  $1m_u = m_{12\text{C}}/12 = 1.66 \cdot 10^{-27}$  kg, die 1/12 des  ${}^{12}\text{C}$ -Kohlenstoffisotops beträgt, ist das He-Atom geringfügig schwerer als 4 atomare Masseneinheiten. Die Gesamtmasse  $m_{\text{He}}$  des He-Atoms aus Kern und den zwei Hüllenelektronen mit ihren sehr kleinen Elektronenmassen  $m_e$  ist kleiner als die Summe aus den 6 Teilchenmassen  $\sum m = 2m_p + 2m_n + 2m_e = 4.03296 \cdot m_u$ .

$$\sum m = \begin{cases} 2p: 2m_p = 2 \cdot 1.00727 \cdot m_u = 2.01454 \cdot m_u \\ 2n: 2m_n = 2 \cdot 1.00866 \cdot m_u = 2.01732 \cdot m_u \\ 2e: 2m_e = 2 \cdot 0.00055 \cdot m_u = 0.0011 \cdot m_u \end{cases}$$

$$= 4.03296 \cdot m_u$$

$$\Delta m = m_{\text{He}} - \sum m = -0.03036 \cdot m_u$$

$$1000 \cdot \Delta m / (4 \cdot m_u) = -7.59$$

Die Differenz  $m_{\text{He}} - \sum m = \Delta m = -0.03036 \cdot m_u$  ist negativ und entspricht der Bindungsenergie im Atom, im Wesentlichen der Kernbindungsenergie, da die Hüllenelektronen sehr viel schwächer gebunden sind. Die Kernbindungsenergie des He-Atoms und damit in etwa auch des He-Kerns je Nukleon ist

$$\frac{\Delta W}{A} = \frac{\Delta m \cdot c_0^2}{4} = -7.08 \text{ MeV} . \quad (\text{R10-1})$$

Daraus ergibt sich die Kernbindungsenergie je  $^4\text{He}$ -Kern  $\Delta W = 4 \cdot (-7.08) = -28.3 \text{ MeV}$  und für den Kern des Isotops  $^3\text{He}$   $3 \cdot (-7.08) = -21.2 \text{ MeV}$  (Bild R10-1); sie wird hier negativ gezählt.

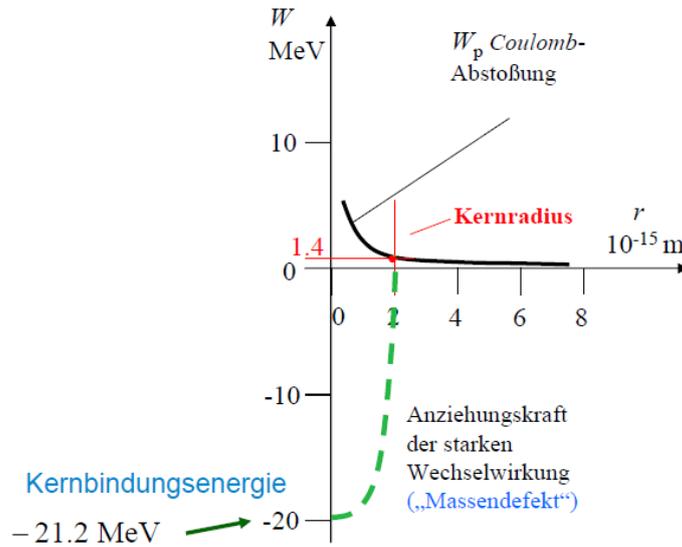


Bild R10-1: Heliumkern des  $^3\text{He}$ -Isotops (Kernladungszahl  $Z = 2$ , Atomzahl (Massenzahl)  $A = 3$ ): Kernbindungsenergie aus der el. Potentialverteilung eines Nukleons im Kraftbereich der anderen Nukleonen und *Coulomb*-Abstoßung der beiden Protonen. Im Bereich  $r < 10^{-15} \text{ m}$  überwiegt die Anziehung der starken Wechselwirkungskraft die *Coulomb*-Abstoßung, so dass der Kern mit etwa diesem Radius stabil zusammenhält.

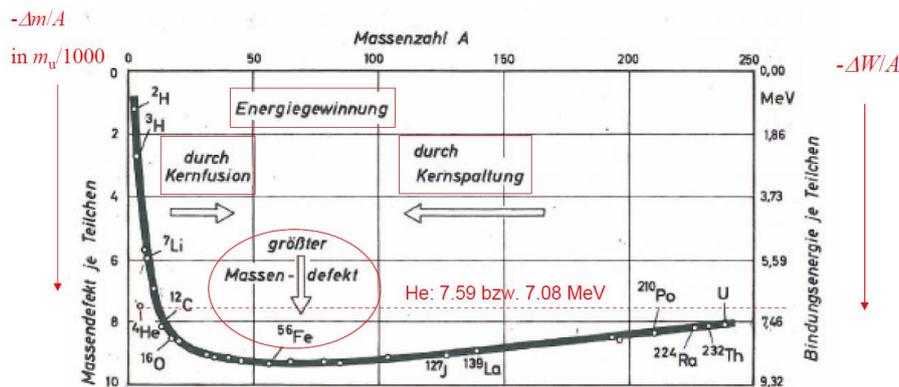


Bild R10-2: Kernbindungsenergie je Nukleon  $\Delta W/A$  bzw.  $\Delta m/A$  (Quelle: Schreiner, Physik, 1971).

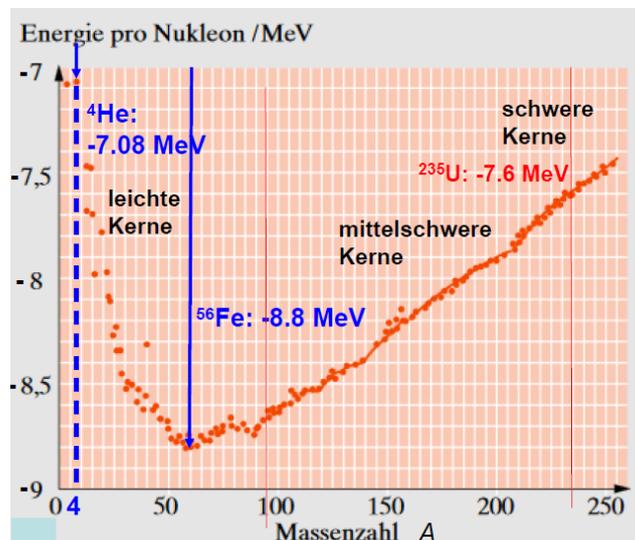


Bild R10-3: Kernbindungsenergie je Nukleon  $\Delta W/A$  (Quelle: Gerthsen, Physik).

Ähnlich Bsp. R10-1 wurden für alle bekannten Elemente die Massendefekte der Kernbindung ermittelt. Die Werte für He aus Bsp. R10-1 sind ebenfalls eingetragen. Den größten Massendefekt weisen die mittelschweren Kerne auf wie z. B. Eisen Fe mit  $Z = 26$ ,  $A = 56$  (Bild R10-2) mit einer Bindungsenergie von  $-8.8 \text{ MeV/Nukleon}$  (Bild R10-3).

Bei der Kernverschmelzung (Fusion) werden zwei leichte Kerne zu einem schwereren Kern verschmolzen, dessen Massezahl  $A$  noch kleiner als die von Fe ist. So wird Energie frei, denn die beiden leichten Kerne sind zusammen schwerer als der resultierende Kern. Bei der Kernspaltung (Fission) wird ein Kern, der deutlich schwerer ist als Fe, in zwei mittelschwere Kerne gespalten. Auch hier wird Energie frei, denn diese beiden Kerne sind zusammen leichter als der Ausgangskern.

## R10.1 Kernspaltung (Fission)

### a) Prinzip der Kernspaltung:

Bei der in Kernreaktoren durchgeführten neutroneninduzierte Kernspaltung kommen relativ langsame Neutronen („thermische Neutronen“ mit einer kinetischen Energie  $W_k < 0.1 \text{ eV}$ ) schweren, spaltbaren positiv el. geladenen Atomkern (z. B. Uran) auf Grund ihrer el. Neutralität so nahe, dass der Kern das jeweilige thermische Neutron absorbiert. Dies ist beim Uranisotop  $^{235}\text{U}$  der Fall. Es entsteht ein „angeregter“ instabiler Atomkern, der sich spaltet in zwei mittelschwere Kerne, die selbst teilweise weiter zerfallen. Die Spaltprodukte sind nicht nur die mittelschweren Kerne geringerer Ordnungszahl und Masse, wie z. B. Kr und Ba (Bild R10.1-1), sondern auch 2 ... 3 „schnelle“ freie Neutronen mit einer kinetischen Energie von etwa  $W_k = 2 \text{ MeV}$ , die keine Kernspaltung durchführen können. Diese werden daher im sogenannten „Moderator“ des Reaktors zu langsamen („thermischen“) Neutronen abgebremst. Diese langsamen Neutronen stehen zur erneuten neutroneninduzierten Spaltung zur Verfügung, wobei über eine kontrollierte Kettenreaktion dieser Vorgang aufrechterhalten wird! Bei der Kernspaltung wird Energie frei.

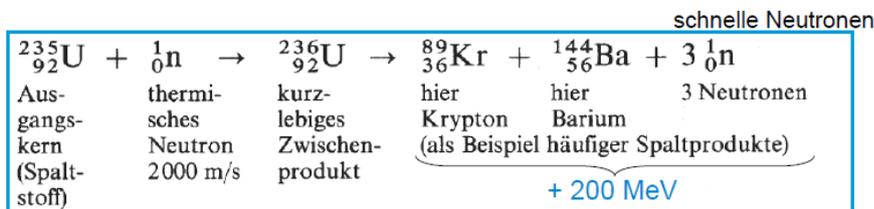


Bild R10.1-1: Kernspaltung eines  $^{235}\text{U}$ -Kerns mit den Spaltprodukten Kr und Ba und drei schnellen Neutronen mit der frei werdenden Energie  $200 \text{ MeV}$  (Quelle: *Dubbel* – Handbuch für Maschinenbau).

**Langsame („thermische“) Neutronen** mit ihrer Neutronenmasse  $m_n = 1.67 \cdot 10^{-27} \text{ kg}$  haben eine niedrige Geschwindigkeit, die der mittleren Geschwindigkeit  $v_{av}$  von Teilchen (z. B. Moleküle) eines idealen Gases bei etwa Raumtemperatur  $T = 293 \text{ K}$  nach *Maxwell-Boltzmann*-Geschwindigkeitsverteilung (Kap. G) entspricht; deshalb der Name „thermisch“.

$$T = 293 \text{ K} : W_k = m_n \cdot v_{av}^2 / 2 = 3kT / 2 = 0.038 \text{ eV} < 0.1 \text{ eV} \Rightarrow v_{av} = 2700 \text{ m/s} \quad (\text{R10.1-1})$$

*Otto Hahn* und *Fritz Straßmann* gelang 1938 in *Berlin* der experimentelle Beweis einer neutroneninduzierten Kernspaltung von Uran durch den radiochemischen Nachweis des Spaltprodukts Barium. Daraus folgerten *Bohr* und *Wheeler* 1939: Nur die schwersten Kerne mit  $Z \geq 90$  (Thorium) mit ungerader Neutronenzahl  $N = A - Z$  lassen sich künstlich durch „thermische“ Neutronen spalten. Nur  $^{235}\text{U}$  kommt natürlich vor, welches diese Bedingung erfüllt. Alle schwereren Kerne als Uran (U), die diese Bedingung erfüllen, sind nach ihrer Entstehung in einer zurückliegenden Sternexplosion vor Entstehung unseres Sonnensystems (vor ca.  $5 \cdot 10^9$  Jahren) auf Grund ihrer „kurzen“ Halbwertszeit (Kap. G) längst zerfallen.

$$^{235}_{92}\text{U} : N = A - Z = 235 - 92 = 143 \text{ ungerade} \quad (\text{R10.1-2})$$

Uran kommt mit unterschiedlichen Isotopen vor. Das häufigste  $^{238}\text{U}$  erfüllt die *Bohr-Wheeler*-Bedingung nicht.

$$^{238}_{92}\text{U} : N = A - Z = 238 - 92 = 146 \text{ gerade} \Rightarrow \text{nicht spaltbar durch therm. Neutronen} \quad (\text{R10.1-2})$$

Aus U und Th lassen sich künstlich Isotope herstellen, die durch thermische Neutronen spaltbar sind, da sie die *Bohr-Wheeler*-Bedingung erfüllen.

$$\text{Aus } ^{238}_{92}\text{U} : ^{239}_{94}\text{Pu} : N = A - Z = 239 - 94 = 145 \text{ ungerade} \quad (\text{R10.1-3})$$

$$\text{Aus } ^{232}_{90}\text{Th} : ^{233}_{92}\text{U} : N = A - Z = 233 - 92 = 141 \text{ ungerade} \quad (\text{R10.1-4})$$

So existieren durch thermische Neutronen spaltbare Pu-Isotope  $^{239}_{94}\text{Pu}$ ,  $^{241}_{94}\text{Pu}$ , aber auch durch thermische Neutronen NICHT spaltbare Pu-Isotope  $^{240}_{94}\text{Pu}$ ,  $^{242}_{94}\text{Pu}$ . Interessant ist aber, dass ALLE Pu-Isotope durch schnelle Neutronen  $W_k = \text{ca. } 2 \text{ MeV}$  spaltbar sind!

Als **Actinoide** (siehe Kap. G Grundlagen) bezeichnet man

a) die drei schwersten natürlich vorkommenden Elemente Thorium (Th), Protactinium (Pa), Uran (U:  $Z = 92$ ), deren Kerne instabil (radioaktiv) sind. Sie zerfallen gemäß den „natürlichen“ Zerfallsreihen in stabile Endelemente, aber so langsam, d. h. mit sehr geringer Radioaktivität, dass sie heute noch auf der Erde natürlich vorkommen.

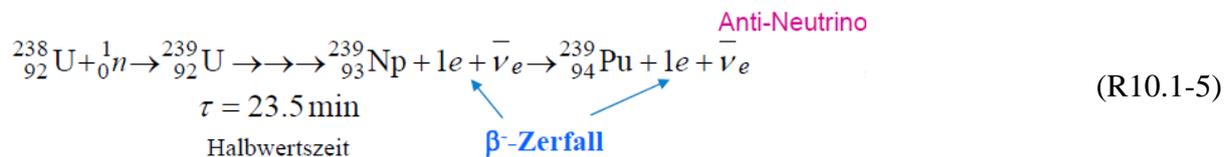
1) Uran-238 zerfällt mit einer sehr langen Halbwertszeit  $\text{HWZ } 4.468 \cdot 10^9 \text{ a}$  gemäß der Uran-Radium-Reihe.

2) Uran-235 zerfällt mit der deutlich kürzeren  $\text{HWZ } 0.704 \cdot 10^9 \text{ a}$  gemäß der Uran-Actinium-Reihe und ist daher in deutlich geringeren Mengen natürlich vorhanden.

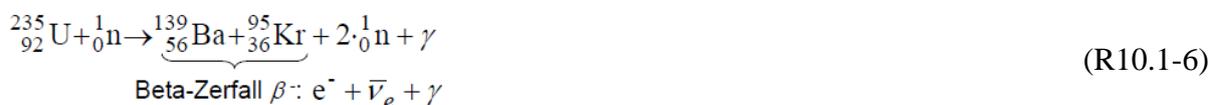
3) Thorium-232 zerfällt mit der sehr langen  $\text{HWZ von } 14.05 \cdot 10^9 \text{ a}$ , während Pa deutlich „kurzlebiger“ ist und daher in der freien Natur selten auftritt!

b) sowie als weitere Actinoide die **Transurane**, die mit einer Protonenzahl  $Z > 92$  schwerer als Urans sind. Sie kommen auf der Erde in natürlicher Form nicht mehr vor, weil sie (relativ) „rasch“ zerfallen und daher längst „ausgestorben“ sind. Mit steigendem  $Z$  sind das Neptunium (Np), Plutonium (Pu), Americium (Am), Curium (Cm), Berkelium (Bk), Californium (Cf), Einsteinium (Es) und 4 weitere.

Bei der ersten gelungenen Kernspaltung 1938 beschossen *Hahn* und *Strassmann* natürliches Uran, das folgende typische Zusammensetzung hat 99.3 %  $^{238}\text{U}$ , 0.7 %  $^{235}\text{U}$ , mit thermischen Neutronen. Die positiv geladenen U-Kerne stoßen die ungeladenen Neutronen nicht ab. Dabei wird  $^{238}\text{U}$  ( $A = 238$ ,  $Z = 92$ ) nicht gespalten, sondern wandelt sich durch Aufnahme eines thermischen Neutrons in  $A + 1 = 239$  in  $^{239}\text{U}$  um. Dieses instabile Isotop zerfällt rasch ( $\text{HWZ } 23.5 \text{ min}$ ) in das instabile Np durch Aussendung eines Elektrons und eines Anti-Neutrinos. Dieser „Beta-Minus“-Zerfall wird durch die schwache Wechselwirkungskraft bewirkt. Ein weiterer Beta-Minus-Zerfall führt mit einer  $\text{HWZ von } 2.3 \text{ Tagen}$  auf  $^{239}\text{Pu}$ , das mit einer  $\text{HWZ von } 24\,110 \text{ Jahren}$  zwar geologisch schnell, aber für menschliche Verhältnisse sehr langsam zerfällt. Dieser Vorgang (R10.1-5) heißt **Plutonium-Erbrüten**.

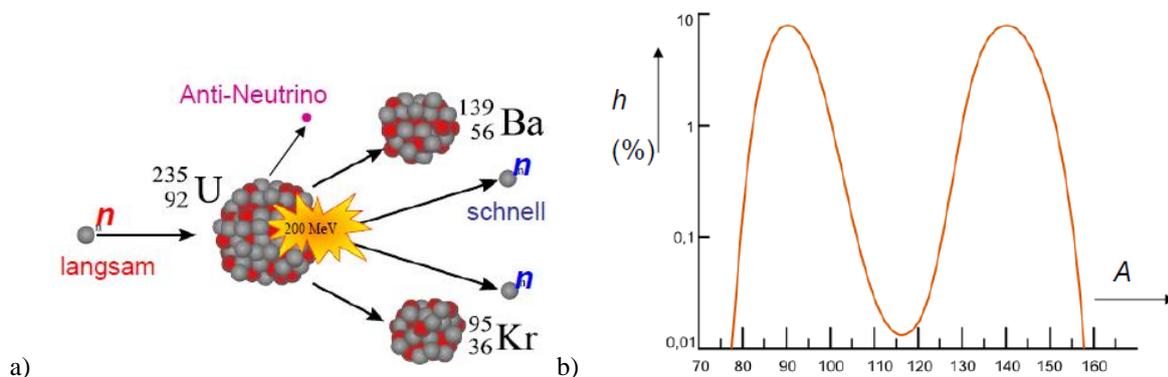


Das dabei zunächst unbeachtete  $^{235}\text{U}$  wird aber durch thermische Neutronen gespalten mit typischen Spaltprodukten wie z. B. Ba, Kr und zwei oder drei n (Bild R10.1-1).



Die dabei frei werdende Spaltungsenergie 203 MeV ist kinetische Energie der Zerfallsprodukte und elektromagnetische Strahlung ( $\gamma$ -Quanten), (R10.1-6). Die instabilen mittelschweren Zerfallsprodukte z. B. Ba und Kr zerfallen auf Grund des Beta-Minus-Zerfalls

weiter. Die Bilanz der Massenzahlen von (R10.1-6) ist  $235 + 1 = 139 + 95 + 2$ , die Bilanz der Kernladungszahlen ist  $92 = 56 + 36$  (Bild R10.1-2a). Die Spaltprodukte (hier: Ba, Kr, 2n) sind leichter als die Massensumme von U-Kern und n, so dass ein Massendefekt auftritt, der in der Form der Kernspaltungsenergie 203 MeV frei wird!



**Bild R10.1-2:** a) Kernspaltung eines  $^{235}\text{U}$ -Kerns mit den Spaltprodukten Kr und Ba und zwei schnellen Neutronen, b) Relative Häufigkeitsverteilung  $h$  der typischen Spaltprodukte bei der Kernspaltung von Uran  $^{235}\text{U}$  (Quelle: Wikipedia, Kernspaltung).

Die Kernspaltung von  $^{235}\text{U}$ -Kernen führt auch auf andere Spaltprodukte als Kr und Ba. Diese Spaltprodukte als mittelschwere instabile Kerne der Elemente a und b sind z. B.:

$a + b$ : Sn + Mo, Te + Zr, Ba + Kr, Sb + Nb, Xe + Sr, La + Br .... Die experimentell ermittelte Häufigkeitsverteilung zeigt die Mittelwerte von  $A$  für a bei ca. 90 und für b bei ca. 140 (R10.1-2b). Diese instabilen Kerne durchlaufen weitere Kernumwandlungen durch Beta-Zerfall. Somit führt der Beschuss eines „schweren“  $^{235}\text{U}$ -Kerns mit „langsamen“ Neutronen ( $W_k < 0.1 \text{ eV}$ ) zu einer Kernspaltung in zwei „mittelschwere“ instabile Kerne als radioaktive Spaltprodukte und 2 ... 3 schnelle Neutronen ( $W_k \sim 2 \text{ MeV}$ ), wobei Energie frei wird! Die mittleren Geschwindigkeiten der „langsamen“ Neutronen sind  $v_{av} = \text{ca. } 2500 \text{ m/s}$ , die der „schnellen“ Neutronen  $v_{av} = \text{ca. } 20\,000\,000 \text{ m/s}$ . Uran-238  $^{238}\text{U}$  reagiert hingegen mit „langsamen“ Neutronen ( $W_k < 6 \text{ eV}$ ), kaum. Es fängt aber „schnelle“ Neutronen ein, wird jedoch durch sie i. A. NICHT gespalten, sondern wandelt sich in Pu um (R10.1-5).

Der Massendefekt je Kernbaustein bei  $^{235}\text{U}$  ist etwa (Bild R10-3)  $\Delta m_U / A = -0.008 \cdot m_u$ . Der Massendefekt je Kernbaustein bei „mittelschweren“ Kernen (MS) als Spaltprodukte von (R10.1-6) mit  $A = \text{ca. } 100$  ist etwa  $\Delta m_{MS} / A = -0.009 \cdot m_u$ . Die frei werdende Energie gemäß der Spaltungsreaktion (R10.1-6) 203 MeV entspricht einem Massendefekt  $\Delta m = 0.22 \cdot m_u$ .

$$W_{235\text{U}} = 203 \text{ MeV} = 203 \cdot 10^6 \cdot 1.6 \cdot 10^{-19} \text{ J} = \Delta m \cdot c_0^2 = \Delta m \cdot (3 \cdot 10^8)^2 : \Delta m = 0.22 \cdot m_u \quad (\text{R10.1-7})$$

Gemäß  $\Delta m / m_{235\text{U}} = 0.22 \cdot m_u / (235 \cdot m_u) = 9.4 \cdot 10^{-4} \approx 0.001$  tritt ein Promille der  $^{235}\text{U}$ -Masse als resultierender Massendefekt bei der Kernspaltung (R10.1-6) als frei werdende Kernenergie auf! Die damit hochgerechnete frei werdende Kernenergie je 1 kg gesplattene Masse  $^{235}\text{U}$  ist

$$W_{235\text{U}} = 0.00094 \cdot m \cdot c_0^2 = 0.00094 \cdot 1 \cdot (3 \cdot 10^8)^2 = 8.46 \cdot 10^{13} \text{ J je kg} \quad (\text{R10.1-8})$$

Vergleichen wir diese Energie mit jener, die bei der Verbrennung von 1 kg Steinkohle als angenommenes chemisch reines Element Kohlenstoff (Isotop  $^{12}\text{C}$ ) mit reinem Sauerstoff  $\text{O}_2$  zu  $\text{CO}_2$  auftritt. Es wird dabei die chemische Bindungsenergie der Elektronen in den Atomhüllen als Wert  $394 \text{ kJ/mol} = 394 \text{ MJ/kmol}$  frei:



12 kg Steinkohle entsprechen der Atommenge  $^{12}\text{C}$  von 1 kmol. Folglich ist die frei werdende Energie  $W_{ch}$  bei der Verbrennung von 1 kg Steinkohle

$$W_{ch} = \frac{1 \text{ kg}}{12 \text{ kg/kmol}} \cdot 394 \frac{\text{MJ}}{\text{kmol}} = 33 \cdot 10^6 \text{ J} \quad (\text{R10.1-10})$$

Der Energiegewinn aus 1 kg reinem Kohlenstoff im Verhältnis zu 1 kg  $^{235}\text{U}$  ist 2 800 000-mal kleiner.

$$\frac{W_{\text{ch}}}{W_{^{235}\text{U}}} = \frac{33 \cdot 10^6}{8.46 \cdot 10^{13}} = \frac{1}{2.56 \cdot 10^6} \quad (\text{R10.1-11})$$

Dabei sind auch die eingesetzten Volumina wegen der höheren Dichte von U um den Faktor 9 deutlich kleiner: 1 kg Uran = 52 ml = 52 cm<sup>3</sup>, 1 kg Kohlenstoff = 442 cm<sup>3</sup>!

Mit Bild R10-3 erhalten wir auf Grund des Massendefekts folgende Bindungsenergien je Nukleon für die Spaltung (R10.1-6) und die dabei auftretenden Elemente:

$$^{235}_{92}\text{U} : -7.6 \text{ MeV}, \quad ^{95}_{36}\text{Kr} : -8.65 \text{ MeV}, \quad ^{139}_{56}\text{Ba} : -8.4 \text{ MeV}.$$

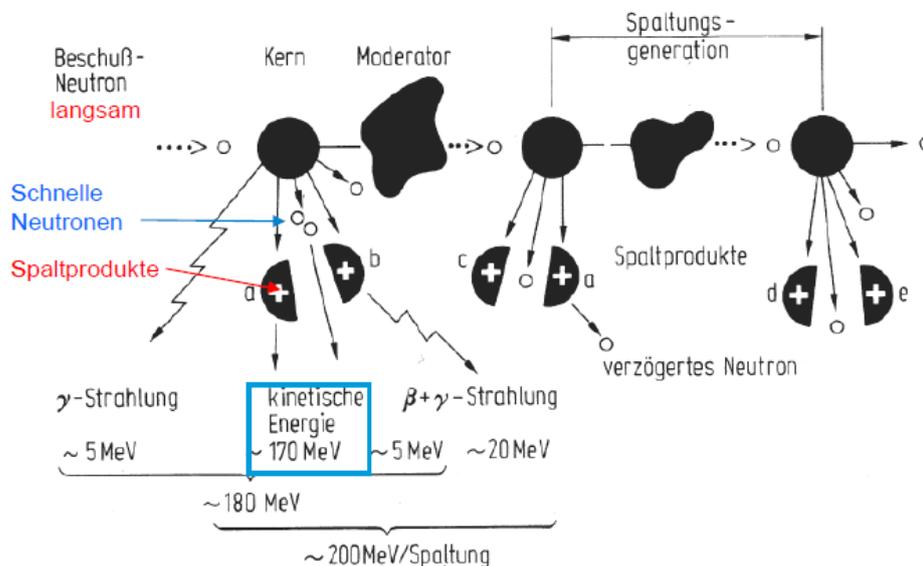
Mit den Massenzahlen  $A_{\text{U}} = 235$ ,  $A_{\text{Ba}} = 139$  und  $A_{\text{Kr}} = 95$  sind das folgende Kernbindungsenergien je Kern:  $^{235}_{92}\text{U} : -7.6 \text{ MeV}$ ,  $-7.6 \cdot 235 = -1786 \text{ MeV}$ ;

$$^{139}_{56}\text{Ba} : -8.4 \text{ MeV}, \quad -8.4 \cdot 139 = -1167.6 \text{ MeV}; \quad ^{95}_{36}\text{Kr} : -8.65 \text{ MeV}, \quad -8.65 \cdot 95 = -821.75 \text{ MeV}.$$

Die frei werdende Energie je  $^{235}\text{U}$ -Kernspaltung ist somit für (R10.1-6):

$-1786 - (-1167.6 - 821.75) = 203 \text{ MeV}$ . Diese Energie verteilt sich auf die einzelnen Spaltprodukte gemäß Bild R10.1-3:

- |  |   |
|--|---|
| a) Kinetische Energie von Ba und Kr:                           | 170 MeV   |
| b) $\gamma$ -Strahlung aus dem $^{235}\text{U}$ -Kern:         | 5 MeV   |
| c) $\beta$ -Strahlung aus Ba- und Kr-Kern:                     | 5 MeV   |
| d) $\gamma$ -Strahlung aus Ba- und Kr-Kern:                    | 20 MeV  |
| e) <u>Kinetische Energie der beiden schnellen Neutronen n:</u> | <u><math>2 \cdot 1.5 = 3 \text{ MeV}</math></u> |
| <b>Energiesumme:</b>   | <b>203 MeV.</b>                                 |



**Bild R10.1-3:** Kernspaltung eines  $^{235}\text{U}$ -Kerns mit den mittelschweren Spaltproduktkernen a und b und drei schnellen Neutronen. Durch einen Moderator wird eines der drei schnellen Neutronen abgebremst und spaltet einen weiteren  $^{235}\text{U}$ -Kern mit den Spaltproduktkernen a und c und weiteren schnellen Neutronen. Eines davon, abgebremst durch den Moderator, spaltet als langsames Neutron einen dritten  $^{235}\text{U}$ -Kern mit den Spaltproduktkernen d und e usw. (Quelle: *Dubbel*, Handbuch des Maschinenbaus).

Bei  $3 \cdot 10^{18}$  Spaltungen/s tritt somit eine thermische Leistung von 96 MW auf.

$$200 \text{ MeV} \cdot 3 \cdot 10^{18} \text{ Spaltungen/s} = 200 \cdot 10^6 \cdot 1.6 \cdot 10^{-19} \text{ AVs} \cdot 3 \cdot 10^{18} / \text{s} = 960 \cdot 10^5 \text{ J/s} = 96 \text{ MW}.$$

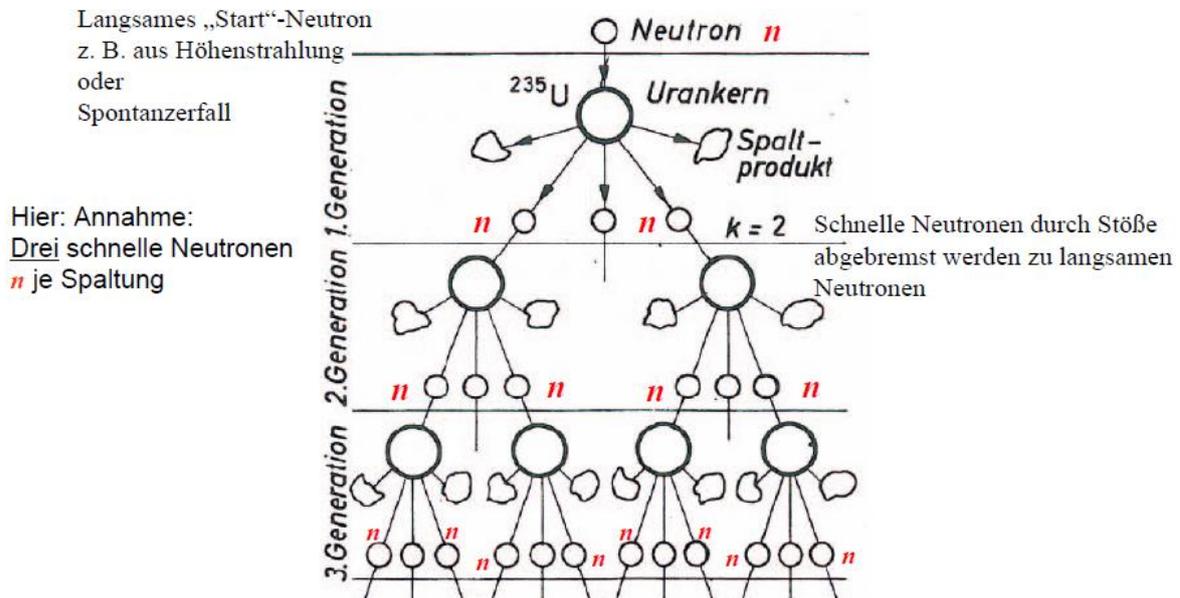
Bei der Spaltung von  $^{235}\text{U}$  werden 2 bis 3 schnelle Neutronen frei gesetzt mit  $W_k = \text{ca. } 2 \text{ MeV} \gg 0.1 \text{ eV}$ . Bereits 1934 hatte *L. Szilard* die Idee einer Kettenreaktion zur Energiegewinnung. Damit im  $^{235}\text{U}$  eine solche Spaltungs-Kettenreaktion stattfinden kann, müssen die schnellen

Neutronen abgebremst werden, um als „thermische“ Neutronen weitere  $^{235}\text{U}$ -Kerne zu spalten. Als **Bremsmittel (Moderator, Bild R10.1-3)** können u. a.  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{D}_2\text{O}$ , Graphit  $^{12}_6\text{C}$  und Beryllium  $^9_4\text{Be}$  eingesetzt werden. Der **Moderator** ist somit der Stoff, der die „schnellen“ Neutronen zu „langsamen“ Neutronen abbremst. Da aber 2 bis 3 Neutronen je Spaltung frei werden, muss durch Neutronenabsorber (z. B. Bor  $^{11}_5\text{B}$ ) dafür gesorgt werden, dass im Mittel nur 1 Neutron/Spaltung eine weitere Spaltung bewirkt. Diese thermische Neutronen einfangenden Steuerelemente aus Cd und B ( $^{112}_{48}\text{Cd}$ ,  $^{11}_5\text{B}$ ) sind für die Regelung eines Kernspaltungsreaktors wesentlich, aber auch für dessen Abschaltung. Als zusätzliche „Notbremse“ zum Abschalten im Falle eines Problems mit diesen Steuerelementen kann Borsäure in den Reaktor eingespritzt werden. Diese über die Steuerelemente **kontrollierte Kettenreaktion** sorgt dafür, dass je gespaltenen  $^{235}\text{U}$ -Kern im Mittel nur ein dabei frei werdendes thermisches Neutron  $n$  genutzt wird, um einen weiteren  $^{235}\text{U}$ -Kern zu spalten, so dass die Kernspaltungsrate konstant ist. Bei der Energiebilanz der Kernspaltung von 203 MeV dominiert mit 170 MeV die kinetische Energie der mittelschweren Spaltprodukte. Sie erwärmen durch Stöße über z. B. die Zirkalloy-Brennstabhülle das Kühlmittel des Reaktors, z. B. Wasser. Die kinetische Energie des Spaltstoffs wird als Wärmequelle eines **thermischen Kraftwerks** verwendet. Das Kühlmittel (z. B. Wasser, He-Gas oder bei  $\vartheta > 98\text{ °C}$  flüssiges Natrium  $^{23}_{11}\text{Na}$ ) wird durch die Spaltungswärme erhitzt. Das erhitzte Kühlmittel führt die Wärme z.B. über einen Wärmetauscher an einen weiteren Stoffkreislauf ab. Im Wärmetauscher wird z. B. Wasser aus dem Sekundärkreislauf erhitzt und verdampft, so dass es seine thermische Energie über eine Dampfturbine abgeben kann. Diese rotiert und erzeugt über einen gekuppelten E-Generator el. Energie.

In einem Block natürlich vorkommenden Urans mit 99,3 %  $^{238}\text{U}$ , 0,72 %  $^{235}\text{U}$  kann somit KEINE Kettenreaktion auftreten, da die bei der Spaltung von  $^{235}\text{U}$  ausgestoßenen schnellen Neutronen vorwiegend von  $^{238}\text{U}$ -Kernen eingefangen werden, wobei sich Plutonium bildet („Pu-Brüten“). Damit stehen sie zur Spaltung von  $^{235}\text{U}$  nicht mehr zur Verfügung. Für die energetische Nutzung der Kernspaltung muss folglich der Uranblock zermahlen und das  $^{235}\text{U}$  durch z. B. sehr schnell drehende Uranzentrifugen von  $^{238}\text{U}$  getrennt (angereichert) werden. Da  $^{238}\text{U}$  im Verhältnis  $238/235 = 1.0127$  nur geringfügig schwerer als  $^{235}\text{U}$  ist, müssen die Zentrifugen mit hoher Drehzahl  $n > 100\,000/\text{min}$  sehr schnell drehen, um durch die dann  $\sim n^2$  hohen, aber um 1,27 % unterschiedlichen Fliehkräfte die beiden Isotope zu trennen, wobei sich  $^{235}\text{U}$  weiter innen in der Zentrifuge sammelt. Durch diese aufwändige  **$^{235}\text{U}$ -Uran-Anreicherung** wird in den so hergestellten „Brennelementen“ der  $^{235}\text{U}$ -Anteil von 0,72 % auf 3 ... 4 % erhöht!

Wäre diese Anreicherung bis auf 100 % vorangetrieben worden, so könnte ein aus z. B. der kosmischen Höhenstrahlung stammendes thermisches Neutron eine Kettenreaktion in Gang bringen. Die nach der ersten Kernspaltung auftretenden 2 ... 3 schnellen Neutronen benötigen aber ca. 17 Stöße mit anderen  $^{235}\text{U}$ -Kernen, um auf langsame Neutronen abgebremst zu werden. Diese „schnellen“ Neutronen müssen also im  $^{235}\text{U}$ -Block beträchtliche Wege zurücklegen, um soweit abgebremst als „langsame“ Neutronen weitere  $^{235}\text{U}$ -Kerne zu spalten. Bei zu kleinen U-Block-Abmessungen verlassen dabei zu viele schnelle Neutronen den Block, bevor sie ausreichend abgebremst wurden und die Kettenreaktion erlischt. Solche kleinen U-Blöcke haben eine „unterkritische“  $^{235}\text{U}$ -Masse. Bei der **kritischen Masse** ist der Block gerade so groß, dass im Mittel 1 Neutron aus einem Spaltungsvorgang den nächsten U-Kern spaltet, so dass eine konstante Spaltungsleistung als Spaltungsenergie/Zeit auftritt. Dies ist das Ziel bei der friedlichen Kernkraftnutzung. Für  $^{235}\text{U}$  hat so ein Block eine kritische Masse  $m_{\text{krit}} = \text{ca. } 50\text{ kg}$  bei kugelförmiger Anordnung mit einem Kugelradius  $r = 8,5\text{ cm}$  und einer Dichte  $\rho_{\text{U}} = 19,16\text{ kg/dm}^3$ . Bei überkritischer U-Block-Masse  $m > m_{\text{krit}}$  spaltet im Mittel mehr als ein thermisches Neutron aus einem Spaltungsvorgang den nächsten Kern, so dass

eine lawinenartige Zunahme der Kettenreaktion (Bild R10.1-4) und der Energiefreisetzung auftritt. Diese explosionsartige Zunahme der Wärmeentwicklung war das Prinzip der ersten Atombombe über *Hiroshima, Japan*, die aus reinem  $^{235}\text{U}$  bestand. Für die **friedliche Kernkraft-Nutzung** wird daher eine leicht überkritische  $^{235}\text{U}$ -Masse benötigt, die durch einen Moderator (Steuerstäbe) über den Neutroneneinfang genau „kritisch“ gehalten wird!



**Bild R10.1-4:** Unkontrollierte Kettenreaktion bei reinem Uran  $^{235}\text{U}$  durch lawinenartig zeitliche Zunahme der Anzahl der Kernspaltungen und der damit verbundenen Energiefreisetzung (Quelle: Schreiner, Physik).

Kernspaltungsreaktoren, die für die Kernspaltung „langsame“ (= thermische) Neutronen verwenden, heißen „**thermischer**“ **Reaktoren**. Sie sind der weltweit fast ausschließlich genutzte Reaktortyp, und zwar zu 90 % als **Leichtwasserreaktor** (davon wiederum ca. 70 % als Druckwasserreaktoren und 30 % als Siedewasserreaktoren) und zu 10 % als **Schwerwasser-Reaktoren** sowie **Graphit-moderierte Reaktoren**. Der Leichtwasser-moderierte Reaktortyp hat als Moderator UND als Kühlmittel (= Wärmeübertrager) „gewöhnliches“ (= „leichtes“ Wasser)  $\text{H}_2\text{O}$ . Die Kernspaltung erfolgt bei auf 3 ... 4% angereichertem  $^{235}\text{U}$ , um eine leicht überkritische Masse zu haben, die auf kritischen Betrieb geregelt wird. Der Prozess des Anreicherns ist zwar teuer, aber erforderlich für eine ausreichend große Energieausbeute! Mit der Bauform „Leichtwasserreaktor“ als Siedewasserreaktor sind Leistungsdichten im Reaktor von  $50 \text{ MW/m}^3$  möglich, mit dem „Druckwasserreaktor“ ca.  $100 \text{ MW/m}^3$ , wie z. B. bei der neuen Reaktorgeneration des European Pressurized Reactor EPR der Fa. *Areva*.

Alternativ zu den „thermischen“ Reaktoren, die mit „thermischen“ Neutronen als Kernspalter arbeiten, wurden „**schnelle**“ **Reaktoren** („Schnelle Brüter“) entwickelt, die mit „schnellen“ Neutronen als Kernspalter arbeiten. Als Kernbrennstoff wird Pu verwendet, dessen Isotope durch schnelle Neutronen spaltbar sind. Bei diesen Brutreaktoren werden „schnelle“ Neutronen durch die  $^{238}\text{U}$ -Kerne eingefangen, die sich dabei zu  $^{239}\text{Pu}$  umwandeln, welches durch schnelle Neutronen spaltbar ist und Energie liefert. Vorteilhaft ist, dass natürliches Uran (99,3 %  $^{238}\text{U}$ , 0,7 %  $^{235}\text{U}$ ) verwendet werden kann und kein Anreicherungsverfahren nötig ist. Durch die Pu-Spaltung werden weitere schnelle Neutronen erzeugt, so dass nicht nur die Kettenreaktion aufrecht erhalten bleibt, sondern weiteres Pu aus  $^{238}\text{U}$  umgewandelt wird. Die Zahl neu erzeugter Pu-Brennstoffatome pro verbrauchtem Pu-Brennstoffatom ist größer als 1. Es wird zusätzlich Pu „erbrütet“. Durch diesen Spaltungsprozess ist 60-mal mehr Energie je kg  $^{235}\text{U}$  erzielbar als beim „thermischen“ Reaktor! Wegen der Verwendung schneller Neutronen ist kein Moderator nötig und damit kein  $\text{H}_2\text{O}$ ! Als Kühlmittel kommt

flüssiges Na (Schmelzpunkt 98 °C) im Primär- und Sekundärkreislauf bei ca. 10 bar Überdruck zum Einsatz. Über Wärmetauscher wird erst im Tertiärkreislauf Wasserdampf mit 500 °C, 180 bar für den Betrieb der Dampfturbine erzeugt!

Aber Pu ist hochgiftig („toxisch“) und hat eine hohe natürliche Radioaktivität, was sich in der geologisch gesehen „kurzen“ Halbwertszeit (HWZ) von 24 111 Jahren ausdrückt, die aber weitaus länger ist als die HWZ der meisten Spaltprodukte „thermischer“ Reaktoren. Deshalb existieren nur wenige Anlagen weltweit. In *Deutschland* existierte ein Na-gekühlter Versuchsreaktor in *Kalkar*.

Bezüglich der Bauform „thermischer“ Reaktoren werden unterschieden:

**1) Homogener Reaktor:** In ihm sind der Kernbrennstoff, der Moderator und das Kühlmittel „gleichmäßig“ (homogen) verteilt. Bauarten sind der

**1a) Schwerwasserreaktor**, bei dem teures, weil seltenes, „schweres“ Wasser D<sub>2</sub>O (D: Deuterium <sup>2</sup>H) als Moderator und Kühlmittel verwendet wird. Als Kernbrennstoff kann natürliches Uran (0.7% <sup>235</sup>U, 99.3% <sup>238</sup>U) verwendet werden, so dass keine teure Anreicherung von <sup>235</sup>U nötig ist. Der Moderator D<sub>2</sub>O sorgt dafür, dass kein zu großer Einfang der schnellen Neutronen durch <sup>238</sup>U erfolgt. Es verbleiben ausreichend viele Neutronen, die auf thermische Geschwindigkeiten abgebremst werden und <sup>235</sup>U spalten können.

**1b) Flüssigsalzreaktor**, bei dem in einer heißen Salzschmelze z. B. gelöstes <sup>232</sup>Th als Ausgangskernbrennstoff verwendet wird. Dieses wird durch Neutroneneinfang zu <sup>233</sup>U umgewandelt („U-Brüten“), das durch thermische Neutronen spaltbar ist, die ihrerseits durch die Salzschmelze aus schnellen Neutronen durch Abbremsung entstehen. Der Energiegewinn stammt aus der <sup>233</sup>U-Spaltung! Wegen der Salzschmelze müssen korrosionsfeste Stähle bzw. Materialien verwendet werden. Ein „Durchgehen“ des Reaktors ist auf Grund des stark „negativen Temperaturkoeffizienten“ (s. u.) nicht möglich. Da der Kernbrennstoff in flüssiger Form gleichmäßig im Primärkreislauf des Reaktors vorliegt, ist eine Kernschmelze (s. u.) im klassischen Sinne ausgeschlossen, da der Kern bereits im gewollt geschmolzenen Zustand ist. Flüssigsalzreaktoren lassen sich je nach Kernbrennstoff mit Moderator und thermischen Neutronen oder ohne Moderator mit schnellen Neutronen auslegen, in beiden Fällen ist auch ein Betrieb als Brutreaktor (z. B. U-Brüten) möglich. Flüssigsalzreaktoren arbeiten bei Atmosphärendruck und nicht, wie Druckwasserreaktoren oder Siedewasserreaktoren, bei Drücken von 50 bis 150 bar, weshalb eine Dampfexplosion im Bereich des Reaktorkerns nicht möglich ist. Bislang existieren aber nur wenige kleine Versuchsreaktoren.

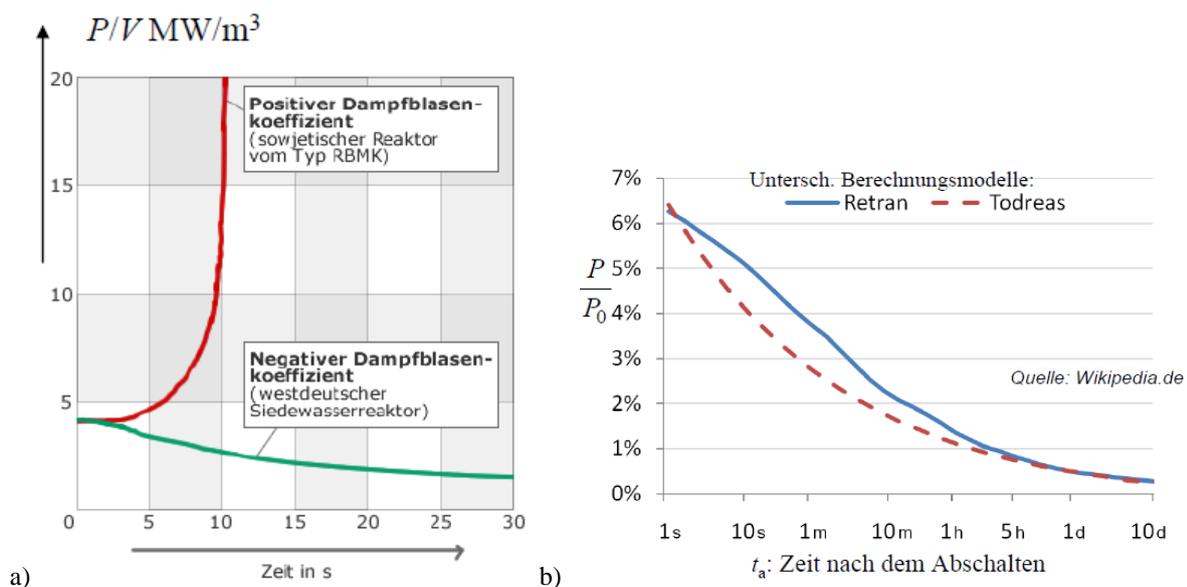
**2) Heterogener Reaktor:** Der Kernbrennstoff (z. B. <sup>235</sup>U und <sup>238</sup>U) ist in zylindrischen oder kugelförmigen kleinen Massen als Festkörper konzentriert. Da <sup>238</sup>U so nur an der Massenoberfläche schnelle Neutronen einfangen kann, verbleiben ausreichend Neutronen für deren Abbremsung zu langsamen Neutronen für die Kettenreaktion.

**2a)** Der „**Kernbrennstoff**“ sind die spaltbaren Kerne in leicht überkritischer Masse in „Brennelementen“, die durch Steuerstäbe („Bremsstäbe“) in kritischem Zustand gehalten werden; für das Spalten mit „thermischen“ Neutronen <sup>235</sup>U z. B. in angereicherter Form oder für das Spalten mit schnellen Neutronen <sup>232</sup>Th über das U-Brüten ( ${}_{90}^{232}\text{Th} \rightarrow {}_{92}^{233}\text{U}$  (spaltbar)).

**2b)** Als **Kühlmittel** (Wärmeübertrager) haben sich H<sub>2</sub>O, He-Gas oder das bei Temperaturen über dem Schmelzpunkt 98 °C flüssige Natrium bewährt.

**2c)** Der **Moderator** wird nur für „thermische“ Reaktoren benötigt, um schnelle Neutronen abzubremsen. Bei Verwendung von Uran in seiner natürlichen Zusammensetzung als Kernbrennstoff wird entweder wie beim homogenen Schwerwasserreaktor teures „schweres Wasser“ D<sub>2</sub>O eingesetzt oder das deutlich kostengünstigere Graphit <sup>12</sup>C. Für den Kernbrennstoff Thorium wird auch Graphit <sup>12</sup>C als Moderator verwendet, für den Kernbrennstoff „angereichertes <sup>235</sup>U“ (3 ... 4 %) können „gewöhnliches“ (= „leichtes“) Wasser H<sub>2</sub>O oder Graphit <sup>12</sup>C verwendet werden.

Die **Moderation** (Abbremsung) der „schnellen“ Neutronen erfolgt durch wiederholte elastische Stöße („Streuung“) an leichten Atomkernen, also an Kernen von Elementen mit niedriger Massenzahl  $A$ . Die vom Neutron abgegebene Energie wird als Rückstoß vom getroffenen Atomkern aufgenommen, welche dieser in weiteren Stößen als Wärme an die umgebende Materie abgibt. Die Bremswirkung eines elastischen Stoßes ist am stärksten bei gleich großen Massen  $m_1 = m_2$  der Stoßpartner. Bei zentralem Stoß reicht ein einziger Stoß aus, um das Neutron auf  $v = 0$  zu bremsen. Damit wäre ein idealer Moderator der Wasserstoff, da die Wasserstoffkerne als Protonen fast dieselbe Masse wie die Neutronen haben ( $m_p \approx m_n$ ). **Technisch genutzte Moderatoren in Kernkraftwerken** sind deshalb die Wasserstoffkerne der Wassermoleküle entweder als  $^1\text{H}$  im „leichten“ Wasser der „Leichtwasserreaktoren“ oder als  $^2\text{H}$  (Deuterium D) im „schweren“ Wasser der „Schwerwasserreaktoren“, aber auch Kohlenstoff  $^{12}\text{C}$  als Graphit in graphitmoderierten Reaktoren z. B. vom *russischen* Typ RBMK, der u. a. in *Tschernobyl, Ukraine*, verwendet wurde. Heterogene **Schwerwasserreaktoren** werden in *Kanada* als Druckröhren-Reaktor und in *Indien* eingesetzt. **Graphitmoderierte Reaktoren** wurden mit Leichtwasserkühlung und als Kernbrennstoff „angereichertem Uran“  $^{235}\text{U}$  in der ehemaligen *Sowjetunion* als Druckröhren-Reaktor entwickelt (z. B. Typ RBMK, ca.  $5 \text{ MW/m}^3$ ). Mit Gaskühlung, z. B. He-Gas, und dem Kernbrennstoff Thorium für das „U-Brüten“ wurden graphitmoderierte „Hochtemperaturreaktoren“ (ca.  $6 \text{ MW/m}^3$ ) mit der bisher seltenen Nutzung als Prototypen entwickelt, wie in *Deutschland* der Versuchsreaktor in *Hamm* mit 300 MW als Graphitkugelhaufenreaktor (1983 ... 1989).



**Bild R10.1-5:** a) Leistungsanstieg bzw. -abfall bei positivem bzw. negativem Dampfblasenkoeffizient in „thermischen“ Kernreaktoren, b) Simulierter zeitlicher Verlauf der Abnahme der Nachzerfallswärme (Quelle: Wikipedia).

Die graphitmoderierten Druckröhrenreaktoren *sowjetischer*, jetzt *russischer* Bauart des *Kurtschatow-Instituts* in *Moskau* haben die Brennelemente in einzelnen von Wasser als Kühlmittel umspülten, geschlossenen metallischen Druckröhren. Zwischen diesen einzeln entnehmbaren Druckröhren lagert der Feststoff Graphit in Blöcken als Moderator. Daher können jederzeit während des Betriebs einzelne Röhren entnommen werden, um z. B. das dort erbrütete Pu für die Kernwaffenproduktion zu entnehmen. Nachteilig ist dafür der „**positive Dampfblasenkoeffizient**“ dieser Reaktoren, so dass ein unkontrollierter Leistungsanstieg im Falle eines Fehlens des Kühlmittels für den Wärmeabtransport möglich ist. Die Wärmeleistung der Kernspaltung  $P$  führt bei (z. B. durch einen Fehler) zu gering vorhandenem Kühlmittel Wasser zu einem Anstieg der Reaktortemperatur  $T$ , so dass das

vorhandene Wasser siedet und Dampfblasen bildet. Aus dem Graphit kommende abgebremste langsame Neutronen erreichen den Uran-Brennstoff wegen des Wasserdampfs anstatt des flüssigen Wassers nun ungehinderter. Die Kettenreaktion der Kernspaltung nimmt zu, so dass  $P$  ansteigt, mit ihm aber auch  $T$ , so dass noch mehr Wasser verdampft, und  $P$  und  $T$  explosionsartig weiter ansteigen (Bild R10.1-5a) (**Reaktorunfall in Tschernobyl, 1986**).

Da bei wassermoderierten Reaktoren das Kühlmittel und der Moderator Wasser sind, tritt ein „**negativer Dampfblasenkoeffizient**“ auf. Eine durch Störung auftretende zu hohe Wärmeleistung  $P$  führt zunächst ebenfalls zu einem ungewollten Anstieg der Reaktorkerntemperatur  $T$ . Das Wasser siedet und bildet Dampfblasen. Durch die geringere Dichte des Dampfes gegenüber dem flüssigen Wasser werden viele schnelle Neutronen nicht mehr abgebremst und können  $^{235}\text{U}$  nicht mehr spalten, so dass die Kettenreaktion erlischt.  $P$  und  $T$  sinken ab (Bild R10.1-5a): Der Reaktor kann nicht „durchgehen“. Für militärische Zwecke nachteilig ist bei diesem Reaktortyp, dass erbrütetes Pu nur nach Reaktoröffnung entnehmbar ist, also nach der Reaktorabschaltung! Deswegen besitzt in bestimmten Ländern das dortige Militär i. A. seine eigenen Kernwaffenreaktoren.

Für das ordnungsgemäße Abschalten eines Kernreaktors muss die kontrollierte Kettenreaktion durch Einfahren der „Bremsstäbe“ (B, Cd) unterbrochen werden. Die im Reaktor vorhandenen Spaltprodukte haben Massezahlen gehäuft bei  $A = \text{ca. } 100$  und  $A = \text{ca. } 140$  (Bild R10.1-2b), sind selbst radioaktiv und zerfallen je nach Elementtyp mit  $\alpha$ - oder  $\beta$ - oder  $\gamma$ -Zerfall i. A. innerhalb weniger Tage zu stabilen Kernen. Dieses Zerfallen erzeugt die „Nachzerfallswärme je Zeit“  $P$ , die mit der Zeit  $t_a$  nach dem Abschalten des Reaktorbetriebs abnimmt (Bild R10.1-5b). Die *Way-Wigner-Formel* (als Zahlenwertgleichung mit  $T_0$ ,  $t_a$  in s)

$$\frac{P(t_a)}{P_0} \approx 0.066 \cdot \left( \frac{1}{t_a^{0.2}} - \frac{1}{(T_0 + t_a)^{0.2}} \right), \quad 10 \text{ s} \leq t_a \leq 100 \text{ d} \quad (\text{R10.1-12})$$

gibt den Zeitverlauf der Nachzerfallswärmeleistung  $P(t_a)$  für einen vorherigen Reaktorbetrieb für  $T_0$  Tage an, der dabei mit der thermischen Leistung  $P_0$  betrieben wurde. Die Zeit  $t_a$  gibt die Anzahl der Tage nach dem Abschalten an. In Bild R10.1-5b sind Ergebnisse zu  $P(t_a)$  für aufwändigere Berechnungsmodelle angegeben. Auf Grund der **Nachzerfallswärme** der instabilen Spaltprodukte muss der Reaktor auch nach dem Abschalten gekühlt werden, um diese Wärme sicher abzuführen, da sie nicht mehr für die el. Energieerzeugung genutzt werden kann.

#### Beispiel R10.1-1: (Way-Wigner-Formel)

Der Kernreaktor war  $T_0 = 100$  Tage mit der Leistung  $P_0 = 2800$  MW in Betrieb. Nach dem Abschalten ist unmittelbar danach zum Zeitpunkt  $t_a = 10$  s die Nachzerfallswärmeleistung  $P(t_a)$  mit 110 MW noch etwa 4 % von  $P_0$ , beträgt aber bereits nach einem Tag ( $t_a = 1$  Tag) nur noch  $P(t_a) = 11$  MW bzw. 0.4 % von  $P_0$ . Dies passt gut zu den Kurven in Bild R10.1-5b.

Die Nachzerfallswärme muss über das Kühlsystem abgeführt werden, sonst tritt v. a. bei älteren Reaktoren die Gefahr der Überhitzung bis hin zu Schmelze der Brennstäbe auf („Kernschmelze“). Von der Gefahr einer Kernschmelze sind alle Leistungsreakortypen betroffen, deren Reaktorkern Metallteile wie beispielsweise die Hüllrohre der Brennstäbe enthält. Das Schmelzgut (Corium) sammelt sich dann am Boden des Reaktors (**„größter anzunehmender Unfall“ GAU**). Solch ein Unfall ereignete sich im Kernkraftwerk *Three Mile Island, USA* im Jahr 1979. Falls bei einem solchen Unfall auch das Reaktorgefäß zerstört wird, treten die radioaktiven Spaltprodukte in den Betonsicherheitsbehälter („biologischer Schild“, siehe Kap. P) ein. Gelangt von dort hochradioaktives Material unkontrolliert in die Umgebung, werden Mensch und Umwelt gefährdet (**Super-GAU**). Dieser schlimmste Fall, bei dem das Reaktorgebäude nicht standhält und eine größere, die zulässigen Grenzwerte weit überschreitende Menge radioaktiver Stoffe austritt (Super-GAU) geschah 1986 beim Durchgehen des Reaktors von *Tschernobyl*, damals *UdSSR*, der keinen Beton-

Sicherheitsbehälter hatte, und 2011 nach der *Tsunami*-Katastrophe im Kernkraftwerk *Fukushima, Japan*.

In *Fukushima, Japan* ereignete sich am 11. 3. 2011 als Folge eines sehr starken Seebebens eine Flutwelle (Tsunami), die gemeinsam mit dem Erdbeben über 20 000 Tote zur Folge hatte. Über 500 000 Menschen mussten evakuiert werden. Die erdbebensicher gebauten, meerwassergekühlten Kernkraftwerke an *Japans* Ostküste schalteten sich ordnungsgemäß ab. Die öffentliche Stromversorgung war auf Grund des Erdbebens auch in *Fukushimas* Kraftwerksnähe ausgefallen. Das Seebeben löste die erwähnte 12 m hohe Flutwelle aus, welche die immerhin 5.6 m hohe Schutzmauer überspülte. Die Notstromdiesel-Aggregate zur Erzeugung der el. Energie für die el. Pumpen der Notkühlung der Nachzerfallswärme waren z. T. ebenerdig aufgestellt und wurden daher unter Wasser gesetzt, so dass dort die Notstrom-Erzeugung ausfiel. Die fehlende Notkühlung bewirkte durch die Nachzerfallswärme eine Kernschmelze in einzelnen Reaktoren und einen hohen Druck des verdampften Wassers. Um den hohen Druck abzubauen, wurde etwas Wasserdampf aus den Reaktoren abgelassen. Die große Hitze im Reaktorinneren hatte aber etwas Wasserdampf in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Dadurch ereigneten sich bei ihrem Austritt  $H_2-O_2$ -Explosionen an drei der sechs Kraftwerksblöcke, wodurch die Betonhüllen beschädigt wurden und hochradioaktives Spaltproduktmaterial in die Umgebung austrat. Die herbei gebrachten mobilen Notstromaggregate verwendeten für die nun einsetzende weiterhin erforderliche Notkühlung Meerwasser, wodurch auch in das Meerwasser Radioaktivität austrat.

Seit 2019 ist der „Europäische Druckwasserreaktor (EPR)“ an einigen Standorten in Betrieb. Er hat unterhalb des Druckbehälters zur Sicherheit für den Fall einer Kernschmelze ein besonders geformtes Keramikbecken, in dem das geschmolzene Material des Reaktorkerns aufgefangen wird, aber an einer Zusammenballung gehindert wird und durch eine spezielle Kühlung abgekühlt wird.

### **b) Kernbrennstoffe für die Kernspaltung:**

Für die überwiegend eingesetzten „thermischen“ Kernreaktoren sind Kernbrennstoffe erforderlich, die durch thermische Neutronen spaltbar sind! Das sind folgende Elemente bzw. ihre Isotope mit der hohen Ordnungszahl  $Z \geq 90$ , also ab Thorium, die eine ungerade Neutronenzahl ( $N$  ungerade) im Kern aufweisen (*Bohr-Wheeler*-Bedingung). Technisch relevant für thermische Neutronen ist das in der Natur vorkommende Isotop Uran  $^{235}_{92}\text{U}$ , das direkt spaltbar ist und für Uran-Reaktoren verwendet wird. Thorium  $^{232}_{90}\text{Th}$  kommt ebenfalls in der Natur vor, hat aber eine gerade Neutronenzahl. Es ist nicht direkt spaltbar, wandelt sich aber bei Neutronenbeschuss um in Uran  $^{233}_{92}\text{U}$  ( $^{233}\text{U}$ -„Brüten“), das mit thermischen Neutronen spaltbar ist! Thoriumreaktoren sind aber großtechnisch nicht im Einsatz. Uran  $^{233}_{92}\text{U}$  hat eine geologisch kurze Halbwertszeit 159 200 Jahre und ist daher nicht mehr im natürlichen Uran enthalten. Die in der Natur ebenfalls (nahezu) nicht vorkommenden Isotope Plutonium  $^{239}_{94}\text{Pu}$ ,  $^{241}_{94}\text{Pu}$  sind auch mit thermischen Neutronen spaltbar, müssen aber aus  $^{238}\text{U}$  „erbrütet“ werden. Für zivile Zwecke sind Pu-Reaktoren derzeit großtechnisch nicht im Einsatz. Es verbleibt somit  $^{235}\text{U}$  als „natürlicher Rohstoff“ für die Kernspaltung. Uranerze enthalten Uran, so z. B. Uraninit (Pechblende  $\text{U}_3\text{O}_8$ ) oder Carnotit ( $\text{KUO}_2\text{VO}_4 \cdot 1.5 \text{H}_2\text{O}$ ). Uraninit (Pechblende) enthält durch die radioaktive Zerfallsreihe von Uran stets einen gewissen Anteil (bis zu 20 %) Bleioxid ( $\text{PbO}$ ). Aus dem natürlichen Uranerz wird durch Säuren (z. B. Schwefelsäure) das gelbliche Uranoxid gewonnen ( $\text{U}_3\text{O}_8$ , Yellow cake). Dieses enthält nur 0.71 % des benötigten  $^{235}\text{U}$  (99.29 %:  $^{238}\text{U}$ ).  $\text{U}_3\text{O}_8$  wird chemisch umgewandelt in Uran-Hexafluorid  $\text{UF}_6$ , das z. B. in Hochdrehzahlzentrifugen durch die etwas kleinere Fliehkraft auf  $^{235}\text{U}$  als auf  $^{238}\text{U}$  im Inneren der Zentrifuge angereichertes  $^{235}\text{U}$  ergibt.

Die Anreicherung erfolgt auf ca. 3 %  $^{235}\text{U}$ ; danach wird  $\text{UF}_6$  in  $\text{UO}_2$  chemisch umgewandelt. Dieses  $\text{UO}_2$  wird in i. A. lange zylindrische Brennelemente mit Zirkalloy-Hülle verbaut! Nach der Nutzung der Brennelemente ist immer noch ein spaltbarer Anteil  $^{235}\text{U}$  in ihnen enthalten, der durch eine Wiederaufbereitung in die Brennstoffkette einführbar ist, wenn neue Brennelemente hergestellt werden (Bild R10.1-6)!

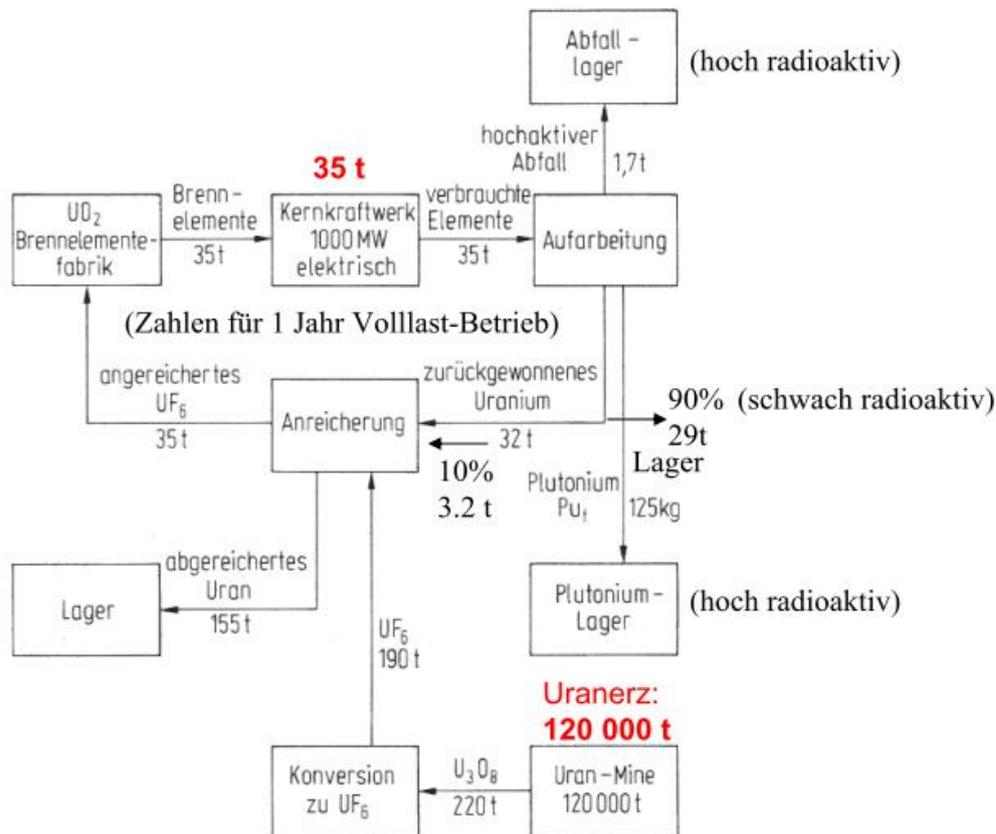


Bild R10.1-6: Uran-Kernbrennstoff-Kreislauf (Quelle: *Dubbel*, Handbuch für den Maschinenbau).

In Bild R10.1-6 entsprechen 100% einer während eines Jahres genutzten Uran-Brennelementmasse von 35 t, die im „thermischen“ Kernreaktor durch Spaltung von 2.02 %  $^{235}\text{U}$  und 1.23 % von aus  $^{238}\text{U}$  erzeugtem  $^{239}\text{Pu}$  (Bild R10.2-2) thermische Energie erzeugt. Wir vereinfachen die Energiebilanz, indem wir 2.02 % + 1.23 % = 3.55 % als Spaltung von  $^{235}\text{U}$  ansetzen. Die gesplattene  $^{235}\text{U}$ -Masse ist somit  $0.0355 \cdot 35\,000 = 1243\text{ kg}$  pro Jahr. Gemäß (R10.1-8) werden je  $\text{kg } ^{235}\text{U}$  ca.  $9 \cdot 10^{13}\text{ J}$  thermische Energie freigesetzt. Das ergibt als Energie pro Jahr  $W$ :  $W/T = 1243(\text{kg/a}) \cdot 9 \cdot 10^{13}\text{ J/kg} = 11.2 \cdot 10^{16}\text{ J/a}$ . Die thermische Leistung  $P_{\text{th}}$  des dafür verwendeten z. B. Druckwasserreaktors ist

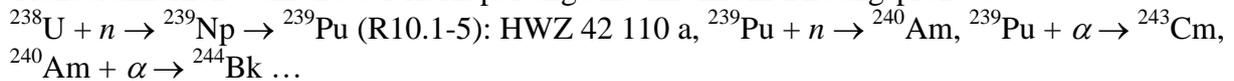
$$P_{\text{th}} = W/T = \frac{11.2 \cdot 10^{16}\text{ J}}{8760 \cdot 3600\text{ s}} = 3.546\text{ GW}.$$

Die dadurch erzeugte elektrische Leistung  $P_e$  des Druckwasserreaktors ist mit einem typischen el. Wirkungsgrad  $\eta = 0.33$  (Kap. P)  $P_e = \eta \cdot P_{\text{th}} = 0.33 \cdot 3.546 = 1.17\text{ GW} \approx 1\text{ GW}$ . Somit sind für ca. 1 000 MW el. Leistung pro Jahr ca. 35 t Brennelemente benötigt. Werden von diesen Brennelementen ca. 10 % nach einer Aufarbeitung („Wiederaufbereitung“) wieder verwendet, so sind gemäß Bild R10.1-6 120 000 t/a Uranerz als abgebauter Rohstoff erforderlich.

Die bei der Kernspaltung durch Kernumwandlung entstandenen hoch radioaktiven 0.99 % Transurane (Bild R10.1-7) und die 3.35 % mittelschwere radioaktiven Spaltprodukte, das sind ca. 1.7 t, müssen endgelagert werden. Die nach der Wiederaufbereitung verbleibenden 90 %

der Brennelemente als schwach radioaktives  $^{238}\text{U}$  (31.5 t) müssen ebenfalls endgelagert werden. Ohne Wiederaufbereitung werden sämtliche 35 t der verwendeten Brennelemente (Volumen  $1.8\text{ m}^3$ ) in speziellen Behältern strahlensicher endgelagert.

Die **Transurane** entstehen aus  $^{238}\text{U}$  während des Kernspaltungsbetriebs durch den Einfang von schnellen Neutronen, oder den Einfang von entstandenen  $\alpha$ -Teilchen ( $^4\text{He}$ -Kerne), oder sie werden durch anschließenden  $\beta$ -Minus-Kernzerfall gebildet. Beispiele zur Bildung von Transurankernen während der Kernspaltung sind mit ihrem Bildungsprozess



Sie sind aber außer Pu zumeist nur gering neutroneninduziert spaltbar, also kaum energetisch nutzbar. Die Transurankerne sind hoch radioaktiv, zerfallen also mit tw. sehr unterschiedlichen geologisch kurzen, aber aus menschlicher Sicht langen Halbwertszeiten von Tausenden von Jahren. Sie sind Teil des „Atommülls“ und müssen endgelagert werden.

Die benutzten („abgebrannte“) Brennelemente enthalten (Bild R10.1-7) ca. 95 % Uran sowie 1 % Plutonium und werden zunächst zwischengelagert. Durch **Wiederaufbereitung** (z. B. durch das chemische PUREX-Verfahren) können 10% des Urans Weiterverwendung durch erneute Anreicherung in neuen Brennelementen finden. Die restlichen 90 % des Urans sind nicht verwendbares Uran  $^{238}\text{U}$  (es ist schwach radioaktiv). Es wird dem Endlager zugeführt. Die 3.35 % Spaltprodukte als mittelschwere Kerne und die durch Neutroneneinfang entstandenen höheren Actinoide als Transurane Plutonium, Americium, Curium ... sind hoch radioaktiv, aber außer Pu energetisch nicht nutzbar, und werden der Endlagerung zugeführt.

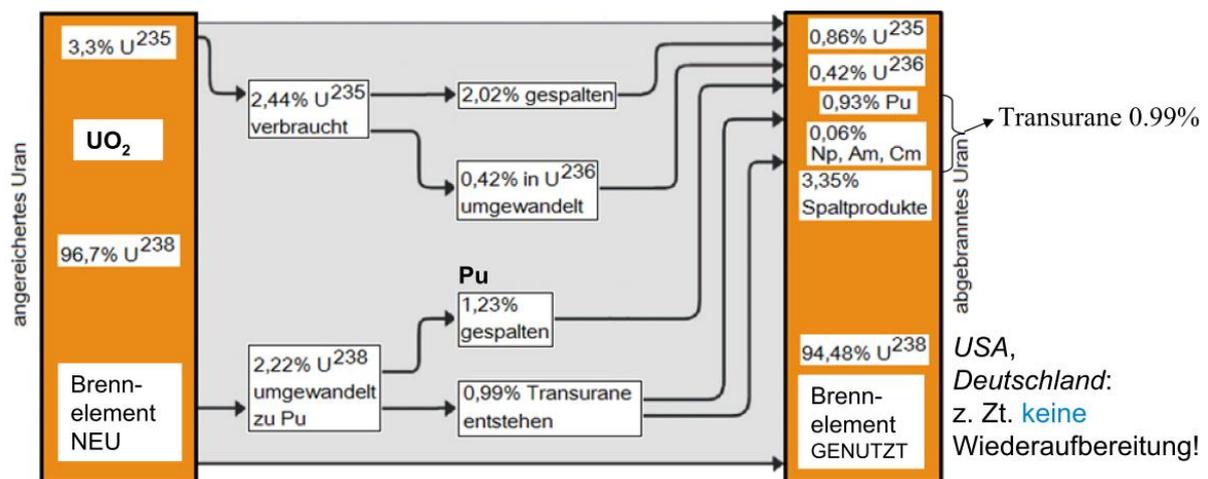


Bild R10.1-7: Brennelementnutzung bei der Kernspaltung im „thermischen“ Reaktor (Quelle: Wikipedia.de).

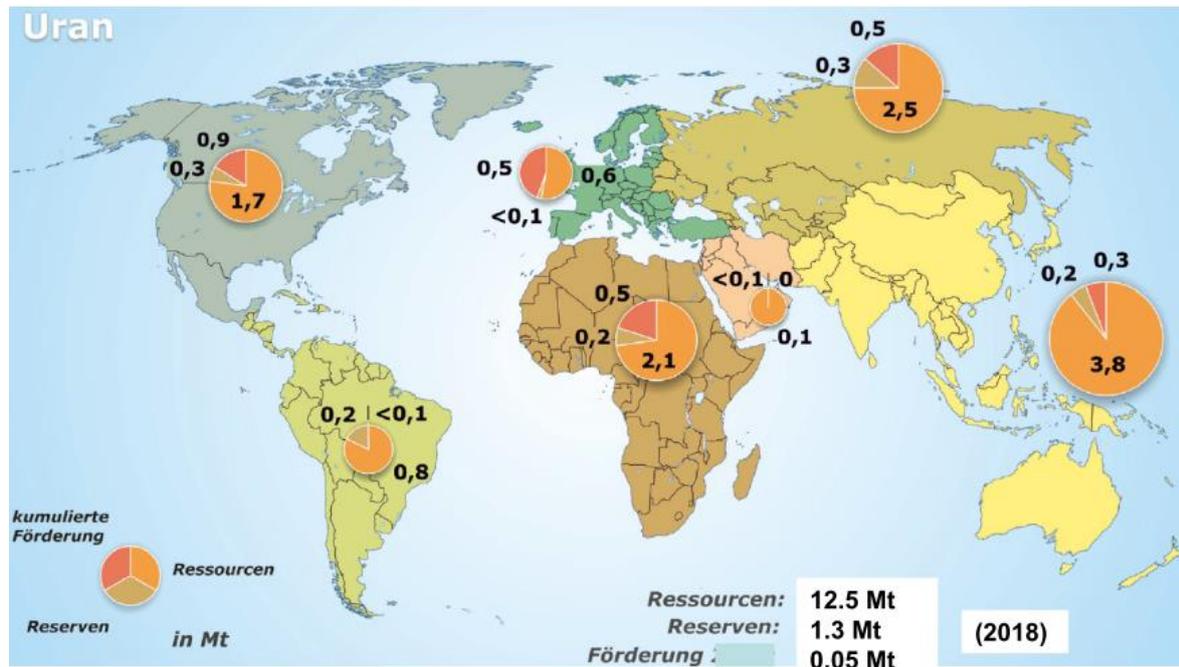
### c) Ressourcen der Kernbrennstoffe für die Kernspaltung:

Die Uranressourcen betragen 2018/2019 ca. 12.5 Mt (Bild R10.1-8). Die Definition der Uranreserven (2019) ist durch Vorkommen mit Förderkosten von weniger 80 \$/kg definiert. Sie ist daher stark begrenzt und beträgt nur 1.3 Mt. Die jährliche Uranförderung betrug 2018 ca. 53 600 t. Der zugehörige Verbrauch p.a. war dank des Einsatzes der Wiederaufbereitung (z. B. in *La Hague, Frankreich* oder *Sellafield, UK*) mit 65 000t etwas höher. Die „Reichweite“ bei 80 \$/kg beträgt  $1\,300\,000/53\,000 = \text{ca. } 25$  Jahre! Bei Einsatz aufwändigerer Fördermethoden und damit erhöhten Förderkosten 260 \$/kg erhöht sie sich auf ca. 125 Jahre.

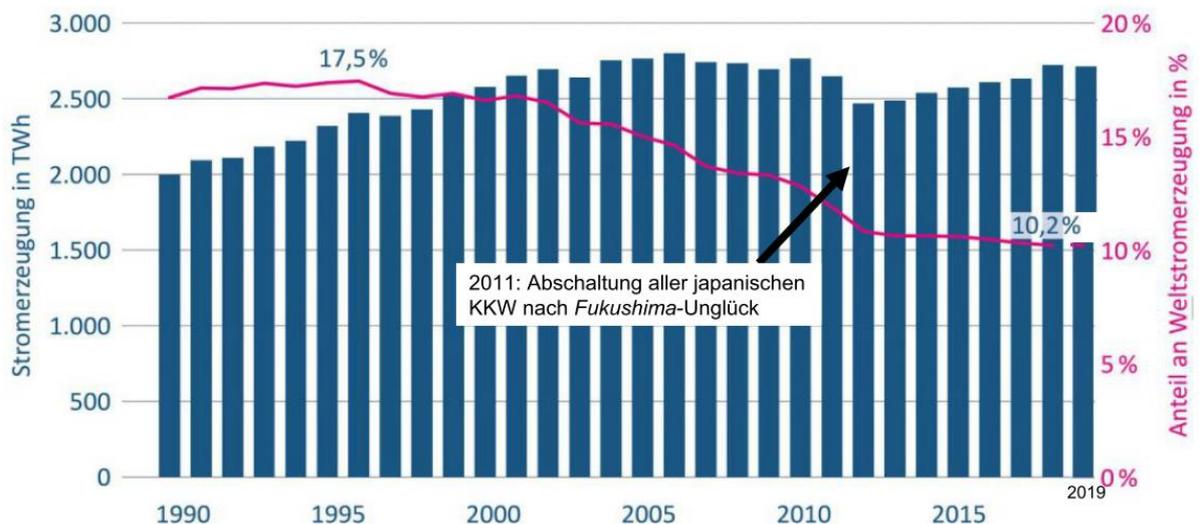
Als Alternativen zu Uran für die Nutzung der Kernspaltung, die aber bisher keinen großtechnischen Einsatz in der zivilen Energieerzeugung gefunden haben, sind zu nennen: a) Thoriumkerne  $^{232}\text{Th}$  („thermischer“ Brüter, weil  $^{233}\text{U}$  aus Th umgewandelt wird). Die  $^{233}\text{U}$ -Kerne sind durch langsame („thermische“) Neutronen spaltbar! Die Nutzung des Metalls

Thorium  $^{232}\text{Th}$  würde die Ressourcen-Lage der Kernkraft bedeutend verbessern, da die natürlichen Vorkommen an Thorium die des Urans um ein Vielfaches übersteigen.

b)  $^{238}\text{U}$ -Kerne („schneller“ Brüter), die durch schnelle Neutronen umgewandelt werden in (leider toxische)  $^{239}\text{Pu}$ -Kerne, welche wiederum durch „schnelle“ Neutronen spaltbar sind! Die  $^{238}\text{U}$ -Reichweite ist um den Faktor 60 (theoretisch bis zu 100) größer als bei  $^{235}\text{U}$ . Da Pu mit einer Bruttoreate  $> 1$  erzeugt wird, wäre die Reichweite ggf. noch höher ( $> 10\,000$  Jahre!).



**Bild R10.1-8:** Kumulierte Förderung, Reserven und Ressourcen von Uran aus Uranerz weltweit (Quelle: BGR Energiestudie, 2019).



**Bild R10.1-9:** Weltweite Nutzung der Kernenergie zur Erzeugung elektrischer Energie (Quelle: solarify.eu, 2019 & statista 2021).

Die weltweite Nutzung der Kernenergie zur Erzeugung elektrischer Energie betrug 2019 ca. 2600 TWh/a (Bild R10.1-9). Zum Vergleich dazu wurden in Deutschland 2019 ca. 611,5 TWh el. Energie erzeugt, davon aus Kernkraft ca. 75 TWh. In der Folge der Nuklearkatastrophe von Fukushima wurde in Deutschland 2011 beschlossen, bis Ende 2022 alle deutschen Kernkraftwerke abzuschalten („deutscher Atomausstieg“). In vielen anderen Ländern hingegen wird weiterhin an der Nutzung der Kernspaltung zur el. Energieerzeugung festgehalten. Im Bau sind 2021 Atomkraftwerke in VR China 17, in Indien 7, in Südkorea 5,

in Russland 3, in Japan, Pakistan, Bangladesh, Weißrussland (Belarus) jeweils 2, in Finnland, Frankreich, Slowakei, Brasilien jeweils eines. In Planung sind in VR China 43, in Russland 24, in Indien 14, in Ägypten 4, in UK und in der Türkei jeweils 3, in Tschechien, Ungarn und Rumänien jeweils 2 (Bild R10.1-10).



Bild R10.1-10: Kernkraftreaktoren in Bau und in Planung in Europa (Quelle: Greenpeace, VDI-Nachrichten, 08/2016).

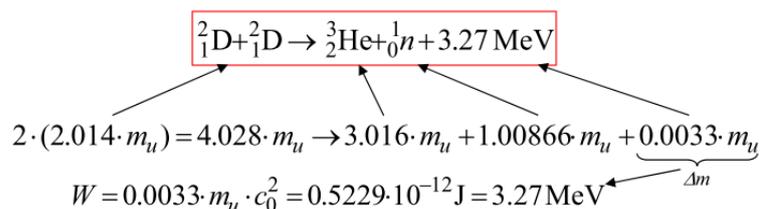
## R10.2 Kernverschmelzung (Fusion)

### a) Prinzip der Kernverschmelzung:

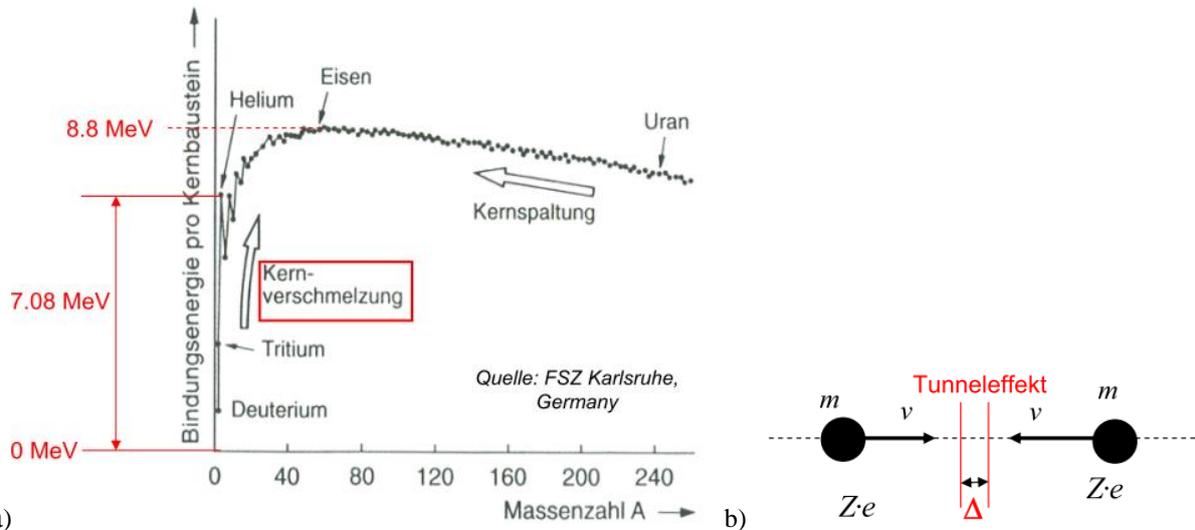
Gemäß Bild R10-2 und 10-3 sind die stabilsten Atomkerne, also jene mit der höchsten Bindungsenergie je Kernbaustein, die mittelschweren Kerne der Elemente Fe, Co, Ni und Cu. Energie wird somit bei der Spaltung schwerer Kerne zu mittelschweren Kernen frei (Abschnitt R10.1), aber auch bei der Verschmelzung leichterer Kerne zu etwas schwereren Kernen. Ein großer Energiegewinn ergibt sich bei der Verschmelzung von H-Kernen zu He-Kernen (Bild R10.2-1a).

### Beispiel R10.2-1: D-D-Fusionsreaktion

Aus „schwerem“ Wasser  $D_2O$  wird das Wasserstoff-Isotop Deuterium  ${}^2_1H = {}^2_1D$ . Zwei D-Kerne verschmelzen zu einem  ${}^3_2He$ -Kern bei Abgabe eines Neutrons, wobei  ${}^3_2He$ -Kern und Neutron leichter sind als die beiden D-Kerne um den Massendefekt  $\Delta m = 0.0033 \cdot m_u$ .



Es wird somit die Energie  $W = 0.0033 \cdot m_u \cdot c_0^2 = 3.27 \text{ MeV}$  frei.



a) Bindungsenergie je Kernbaustein für die bekannten Elemente mit einem Maximum bei Fe (8.8 MeV) und dem Sonderfall He (7.08 MeV), b) Annäherung der Kerne (Kernladungszahl Z) auf den Abstand eines Kerndurchmessers Δ zur Verschmelzung.

Da 1 kg  $^1\text{H}$  die Anzahl (Loschmidt-Zahl) L H-Kerne hat, also die Menge 1 kmol H-Kerne, sind nur halb so viele doppelt so schwere  $^2\text{D}$ -Kerne in 1 kg D enthalten:  $1 \text{ kg } ^2\text{D} = 0.5 \text{ kmol } ^2\text{D}$ -Kerne. Dies entspricht der  $^2\text{D}$ -Teilchenzahl  $N = L/2$ . Fusioniert die eine Hälfte dieser Kerne mit der anderen gemäß Bsp. 10.2-1, so sind das  $N/2 = L/4$  Fusionsereignisse. Es wird dabei die Energie  $W_{\text{D-D}} = (L/4) \cdot 3.27 \text{ MeV} = 78.7 \cdot 10^{12} \text{ J}$  frei.

$$(1m_u = m_{12\text{C}}/12 = 1.66 \cdot 10^{-27} \text{ kg}, 1\text{kg}/(1m_u) = 6.023 \cdot 10^{26} = L)$$

Wird 1 kg reiner Kohlenstoff (hochwertigste Steinkohle)  $^{12}\text{C}$  verbrannt, werden gemäß (R10.1-10)  $W_{\text{ch}} = 33 \cdot 10^6 \text{ J}$  frei. Im Verhältnis dazu wird bei der D-D-Fusion

$$\frac{W_{\text{ch}}}{W_{\text{D-D}}} = \frac{33 \cdot 10^6}{79.7 \cdot 10^{12}} = \frac{1}{2.4 \cdot 10^6} \tag{R10.2-1}$$

das 2.4 Millionen-fache an Energie frei. Gemäß der Tab. R10.2-1 ist die bevorzugte Fusionsreaktion die D-T-Fusion  $^2_1\text{D} + ^3_1\text{T} \rightarrow ^4_2\text{He} + ^1_0\text{n} + 17.62 \text{ MeV}$ , wo ein **H-Kern** mit Massenzahl 2 (**Deuterium D**) und einer mit der Massenzahl 3 (**Tritium T**) als Reaktionspartner zu einem  $^4\text{He}$ -Kern verschmelzen und ein Neutron frei wird. Die freigesetzte Fusionsenergie  $W_f = 17.62 \text{ MeV}$  je Verschmelzung ist als kinetische Energie auf die Teilchen  $^4\text{He}$  und n verteilt, die bei der Fusion entstehen.

$^2_1\text{D} + ^3_1\text{T} \rightarrow ^4_2\text{He} + ^1_0\text{n} + 17.62 \text{ MeV}$	$\Rightarrow$ He: 3.52 MeV	n: 14.1 MeV
$^2_1\text{D} + ^2_1\text{D} \rightarrow ^3_2\text{He} + ^1_0\text{n} + 3.27 \text{ MeV}$	$\Rightarrow$ He: 0.82 MeV	n: 2.54 MeV
$^2_1\text{D} + ^2_1\text{D} \rightarrow ^3_1\text{T} + ^1_1\text{p} + 4.03 \text{ MeV}$	$\Rightarrow$ T: 1.01 MeV	p: 3.02 MeV
$^2_1\text{D} + ^3_2\text{He} \rightarrow ^4_2\text{He} + ^1_1\text{p} + 18.4 \text{ MeV}$	$\Rightarrow$ He: 3.7 MeV	p: 14.7 MeV

Tabelle R10.2-1: Fusionsreaktionen leichter Kerne mit D und T als Fusionspartner (Quelle: FSZ Karlsruhe, D).

Die relevanten „Brennstoffe“ für die Energiegewinnung aus der Kernfusion sind somit die „schweren“ Wasserstoffkerne Deuterium  $^2_1\text{D}$  und Tritium  $^3_1\text{T}$ , wobei  $17.62 \text{ MeV}/3.27 \text{ MeV} = 5.4$ -mal mehr Energie frei wird als bei der D-D-Fusion von Bsp. R10.2-1. Die gewonnene Energie  $W = 17.6 \text{ MeV}$ , bezogen auf die Massen des D- und T-Kerns  $m = (2 + 3) \cdot m_u = 5 \cdot m_u$

$$\frac{W}{m} = \frac{17.6 \cdot 10^6 \cdot 1.6 \cdot 10^{-19}}{5 \cdot 1.66 \cdot 10^{-27}} = 3.39 \cdot 10^{14} \frac{\text{J}}{\text{kg}} \quad (\text{R10.2-2})$$

ist gegenüber der  $^{235}\text{U}$ -Spaltung (R10.1-8)  $W_{^{235}\text{U}}/m = 8.46 \cdot 10^{13} \text{ J/kg}$  um den Faktor 4 größer ( $33.9/8.46 = 4.0$ ). Es müssen allerdings die positiv geladenen D- und T-Kerne mit hoher kinetischer Energie aufeinander treffen, um die el. abstoßende *Coulomb*-Kraft (Kap. G) zu überwinden. Sie müssen sich etwa auf den Abstand eines Kerndurchmessers  $\Delta \approx 10^{-14} \text{ m}$  zum Einsetzen der Verschmelzung über den quantenmechanischen Tunneleffekt annähern (Bild R10.2-1b). Die (abstoßende) potentielle el. Energie  $W_p$  eines  $Z$ -mal positiv geladenen Kerns der Masse  $m$  im  $E$ -Feld eines im Abstand  $\Delta$  befindlichen zweiten  $Z$ -mal positiv geladenen Kerns der gleichen Masse  $m$  muss daher durch die kinetische Energie beider Kerne  $2W_k$  überwunden werden. Für ein Ensemble vieler Kerne wird ihre mittlere kinetische Energie  $W_k$  betrachtet. Diese ist umso höher, je heißer dieses Kern-Ensemble ist, das sich wie ein ideales

Gas verhält (siehe Kap. G). Gemäß Kap. G gilt daher  $W_k = \frac{m \cdot (v^2)_{\text{av}}}{2} = \frac{3}{2} \cdot kT$ .

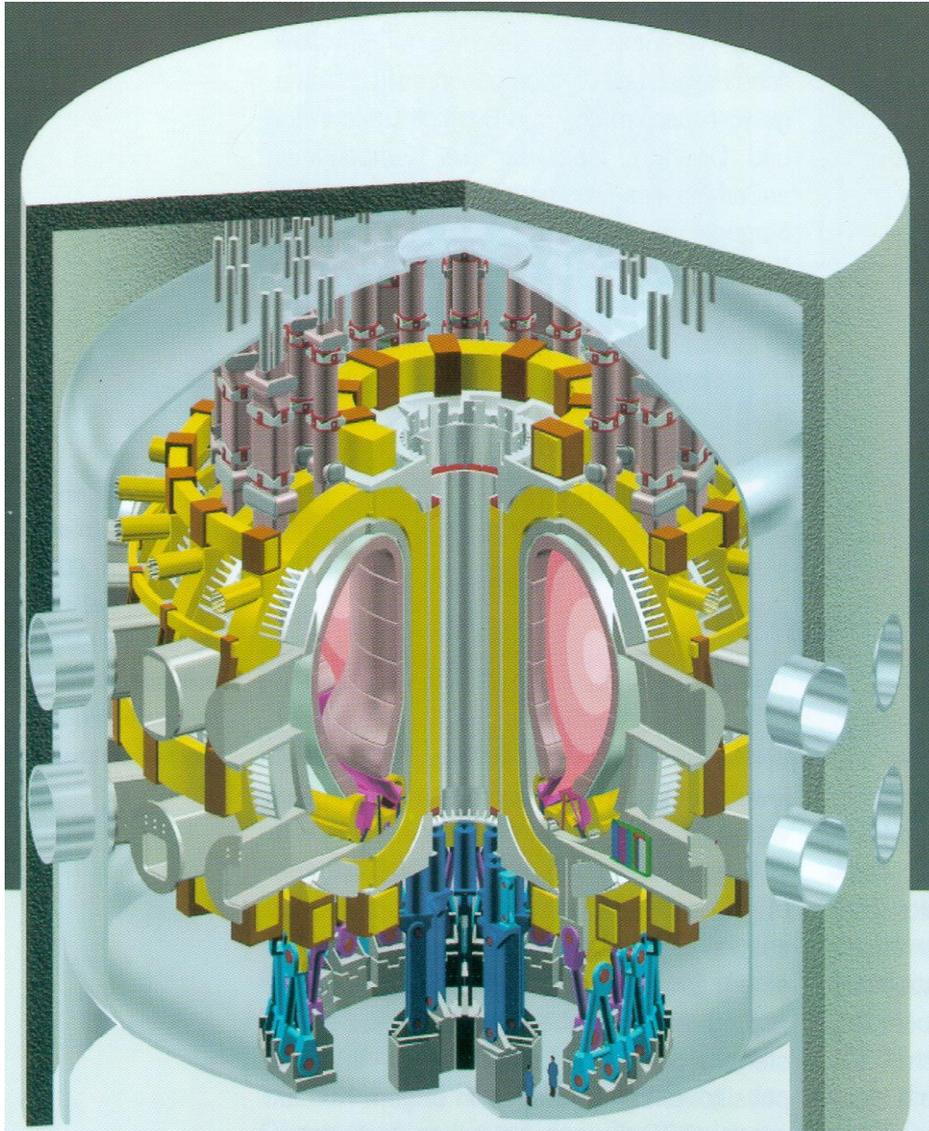
$$2 \cdot W_k = 2 \cdot \frac{m \cdot (v^2)_{\text{av}}}{2} = 2 \cdot \frac{3}{2} \cdot kT = W_p = \frac{Z \cdot e \cdot Z \cdot e}{4\pi\epsilon_0\Delta} \quad , \quad v^* = \sqrt{(v^2)_{\text{av}}} \quad (\text{R10.2-3})$$

D und T haben jeweils  $Z = 1$ . Es folgt eine erforderliche sehr hohe Gastemperatur zur Fusion

$$T = \left. \frac{Z \cdot e \cdot Z \cdot e}{3k \cdot 4\pi\epsilon_0\Delta} \right|_{Z=1} = \frac{(1.6 \cdot 10^{-19})^2}{3 \cdot 1.38 \cdot 10^{-23} \cdot 4\pi \cdot 8.854 \cdot 10^{-12} \cdot 10^{-14}} = 556 \cdot 10^6 \text{ K} \quad (\text{R10.2-4})$$

und eine hohe Teilchengeschwindigkeit  $v^* = 3.7 \cdot 10^8 \text{ m/s}$ . Auf Grund der unterschiedlichen Geschwindigkeiten der einzelnen Kerne, die durch die *Maxwell-Boltzmann*-Geschwindigkeitsverteilung beschrieben werden (Kap. G), tritt bei  $v^*$  immer auch ein kleiner Anteil deutlich schnellerer H-Ionen auf ( $v \gg v^*$ ). Sollen nur diese für die Kernfusion genutzt werden, so kann eine geringere erforderliche Gastemperatur  $T \approx 170 \text{ Mio. K}$  verwendet werden:  $v^* = 2 \cdot 10^8 \text{ m/s} < v = 3.7 \cdot 10^8 \text{ m/s}$ . Bei diesen hohen Temperaturen sind die Hüllenelektronen von den D- und T-Atomen abgetrennt, so dass Elektronen und nackte D- und T-Kerne als heißes el. geladenes, in Summe nach außen hin aber el. neutrales Gas ein „Plasma“ bilden. Die Durchführung solcher Kernfusionen in diesem Plasma im großtechnischen Maßstab ist noch immer Gegenstand der Forschung und Entwicklung, wie z. B. das internationale Großexperiment ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) in *Cadarache, F*. Der Fusionsprozess findet dabei in kompliziert aufgebauten Reaktoranlagen statt, denn es sind extreme Reaktionsbedingungen für die Verschmelzung erforderlich: Sehr hohe Plasmatemperaturen von zumindest 150 Mio. K, also zehnmal höher als im Kern der Sonne, dafür aber niedrige Plasma-Gasdrücke von nur einigen Bar und damit acht Größenordnungen geringer als im Kern der Sonne. In diesen Fusionsreaktoren ist zum Erhalt der hohen Temperatur  $T$  ein berührungsloser und damit magnetischer Plasmaeinschluss des Gases aus positiv geladenen D- und T-Kernen und Elektronen in einem mit Graphitziegeln ausgekleideten torusförmigen Plasmagefäß erforderlich. In einem torusförmigen Magnetfeld spiralen die geladenen Teilchen auf Grund der *Lorentz*-Kraft um die Feldlinien (Kap. G) und können daher das Magnetfeld nicht verlassen. Die mit 14.1 MeV schnellen Neutronen der Fusion sind el. neutral. Sie verlassen das Magnetfeld, treffen auf die Plasmagefäßwand, erhitzen diese und ein dahinter in Röhren fließendes Kühlmittel. Das so erhitzte Kühlmittel erhitzt über einen Wärmetauscher in einem Sekundärkreislauf Wasser zu Dampf, so dass damit über eine Dampfturbine ein el. Generator betrieben werden kann, der el. Energie erzeugt. Zwei verschiedene Anlagentypen mit unterschiedlichen Feldformen des magnetischen Einschlusses des Plasmagases werden derzeit großtechnisch untersucht, der

*Tokamak* und der *Stellarator*. Der *Tokamak* (russ.: *toroidalnaja kamera w magnitnych katuschkach*; *Toroidale Kammer in Magnetspulen*) wird u. A. beim ITER-Projekt untersucht, der *Stellarator* u. A. beim Forschungsprojekt in *Greifswald, D*. Eine weitere Forschungsrichtung ist die „kalte“ laserinduzierte Fusion nach dem Rückstoßprinzip bei Raumtemperatur. Am *Lawrence Livermore Nat. Lab., Kalifornien, USA*, wurde 2021 mit 192 Lasern bei 500 TW Pulsleistung und 20 ns ( $W = 10 \text{ MJ} = 2.8 \text{ kWh}$ ) eine 2 mm-Kugel aus D und T zu He verschmolzen, wobei 70% der 10 MJ als Fusionsenergie freigesetzt wurden.



**Bild R10.2-2:** Schnitt des Tokamak-Fusionsreaktors ITER, *Cadarache, F*. Breite u. Höhe je 36 m. Gelb sind die Ringerregerspulen, die zentrale Transformatorspule und zusätzliche Ring-Feldsteuerspulen dargestellt. Das mit Graphitziegeln („Blanket“) ausgekleidete Torus-Plasmagefäß hat unten eine Rinne (Divertor-Platten), in der die He-Kerne, die bei der Fusion entstehen („Asche“), abgeführt werden. Die supraleitenden Spulen befinden sich in Kältegefäßen (Kryostaten), die Kältemaschinen auf 4 K abkühlen (Quelle: *FSZ Karlsruhe, Deutschland*).

Das ITER-Projekt (Bild R10.2-2) ist die internationale Fortsetzung des europäischen JET-Experiments (Joint European Torus, Bild R10.2-3) in *Culham, UK*, bei dem zum ersten Mal soviel thermische Energie durch D-T-Fusion kurzzeitig erzeugt wurde, dass die vorher für das Aufheizen des Plasmas aufgewendete Energie kompensiert wurde („Null-Bedingung“). Der Baubeginn für ITER war erst 2007 nach 10 Jahren Verzögerung wegen internationaler Abstimmungsprozesse. Der Plasmabetrieb soll ab 2025 mit Deuterium beginnen und ab 2035 mit Tritium. Die gleichstromerregten ringförmigen Magnetspulen um das Torusplasmagefäß sind supraleitend bei 4 K über dem absoluten Nullpunkt, so dass der Strom dort verlustfrei

fließt. Dieses Torusmagnetfeld hält über LORENTZ-Kräfte das heiße Plasma schwebend, so dass es die Gefäßwand nicht berührt, denn für so hohe Temperaturen gibt es keine standfesten Materialien. Das zunächst kalte Wasserstoffgas wird durch HF-Wellen hoher Energiedichte, die über Senderöhren eingekoppelt werden, stoßionisiert und damit aufgeheizt, so dass ein Plasma entsteht. Eine zentrale Transformatorspule (Kap. T) wird mit Wechselstrom aus einem el. Generator gespeist und induziert in das ringförmige Plasma eine Spannung, die einen el. Plasmastrom im Kreis treibt, der durch Stöße das Plasma weiter aufheizt. Gleichzeitig überlagert sich das von ihm erregte Eigenfeld dem Torusmagnetfeld, so dass die resultierenden Feldlinien sich spiralförmig um den Plasmatorus winden und so das heiße schwebende Plasma zusätzlich stabilisieren. In der Zeit eines Polwechsels des Transformator-Spulenstroms von ca. 400 ... 1000 s findet die Fusion statt, also gepulst je Polwechsel. Beim *Stellarator* erfolgt hingegen die Fusion kontinuierlich, da anstelle des Plasmastroms die Aufheizung nur über HF-Felder erfolgt. Man benötigt dann keine zentrale Transformator-Spule. Dafür sind die supraleitenden Erregerspulen nicht ringförmig, sondern 3D-gekrümmt, um das stabilisierende Eigenfeld des Plasmastroms, das nun fehlt, mit zu erregen.

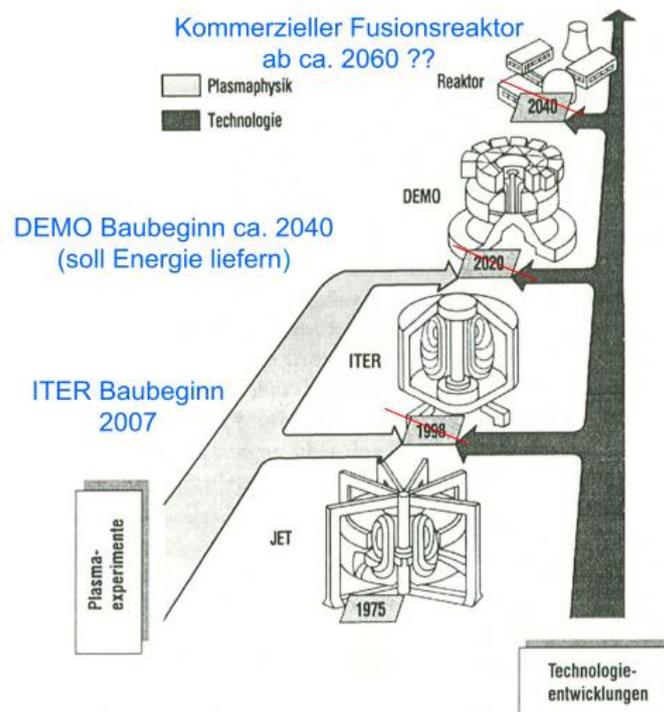


Bild R10.2-3: „Road map“ der friedlichen Nutzung der Kernfusion (Quelle: P. Komarek, Teubner-Verlag, 1995).

Daten des ITER-Fusionsreaktors: (Quelle: Kernfusion, Sonderheft, KIT, 2006)

Gesamtradius/Durchmesser:	15 m / 30 m	Gesamthöhe:	30 m
Plasmaradius /-höhe /-breite:	6.2 m / 7.4 m / 4.0 m	Plasmavolumen:	837 m <sup>3</sup>
Torus-Magnetfeld:	5.3 T	Max. Plasmastrom:	15 MA
Startheizung (HF-Wellen):	734 MW	Plasma-Zieltemperatur:	170·10 <sup>6</sup> K
Neutronen-Wandlast p.a.:	~ 10 <sup>25</sup> Teilchen/m <sup>2</sup> *)		
Fusionsleistung:	500 MW : 400...1000 s		

\*) Die bei der D-T-Fusion erzeugten Neutronen bombardieren und erhitzen die Plasmagefäßwand, um das dahinter strömende Kühlmittel für die Dampferzeugung zu erhitzen. Diese „Neutronen-Wandlast“ ist bei den geplanten künftigen Fusionsreaktoren etwa 10-mal so hoch wie bei ITER. Durch die Fusionsereignisse und den Neutronenbeschuss werden Teile des Wandmaterials radioaktiv, so dass auch beim Fusionsprozess Radioaktivität beherrscht werden muss, allerdings mit deutlich geringeren Halbwertszeiten und Strahlen-

belastungen als bei der Kernspaltung. Auf Grund des dünnen Plasmagases ist die Leistungsdichte mit  $500 / 837 = 0.63 \text{ MW/m}^3$  deutlich geringer als bei der Kernspaltung. Ein „Durchgehen“ des Reaktor ist nicht möglich. Nach dem erfolgreichen Abschluss des ITER-Projekts soll beim DEMO-Projekt ein Tokamak-Fusionsreaktor gebaut werden, der großtechnisch Energie liefert, aber noch nicht kommerziell betrieben wird, um die Prozesse zu optimieren. Bild R10.2-3 zeigt, dass 1995 erwartet wurde, mit einem kommerziell betriebenen Fusionsreaktor 2040 ans Netz zu gehen. Nach heutigen Schätzungen (2022) ist dieser Einsatz nicht vor 2060 zu erwarten. Die hohen Forschungskosten zwingen zu internationaler Kooperation wie bei ITER, um herauszufinden, wie sich Fusionsenergie zur Stromerzeugung nutzen lässt. Falls Kernfusion wirtschaftlich konkurrenzfähig wäre, könnte ein großtechnischer Einsatz in größerem Umfang ab ca. 2075 erfolgen.

### **b) Kernbrennstoffe für die Fusion:**

Die Gewinnung von Deuterium ( $\text{D} = {}^2_1\text{H}$ ) erfolgt aus „halbschwerem“ Wasser (HDO statt  $\text{H}_2\text{O}$ ). Im Seewasser kommt Deuterium in einem Verhältnis von ca. 1:5500 zu normalem Wasserstoff (H) vor. Demnach ist die Deuteriummasse weltweit im Seewasser etwa  $254.5 \cdot 10^{15} \text{ kg}$ . Eine D-Anreicherung kann durch Elektrolyse erfolgen. Tritium ( $\text{T} = {}^3_1\text{H}$ ) ist bedeutend seltener und kommt natürlich nur in einem Verhältnis von 1:10<sup>18</sup> zu normalem Wasserstoff vor. Demnach ist die gesamte natürlich vorkommende Tritiummasse weltweit nur 1.4 Tonnen. Um die D-T-Fusion im Reaktor zu ermöglichen, müssen technisch nutzbare Mengen T im Fusionsreaktor erst erzeugt („erbrütet“) werden, was den Fusionsprozess zusätzlich verkompliziert und verteuert. So könnte durch die Fusion von ionisiertem normalem Wasserstoff T erzeugt werden:  ${}^2_1\text{H} + {}^2_1\text{H} \rightarrow {}^3_1\text{H} + {}^1_1\text{p} + 4.03 \text{ MeV}$ . Aussichtsreicher ist die Fusion von Lithium mit Neutronen,  ${}^6_3\text{Li} + {}^1_0\text{n} \rightarrow {}^4_2\text{He} + {}^3_1\text{H} + 4.8 \text{ MeV}$ , wobei neben T auch He entsteht. Die T-Erzeugung im Reaktor aus Li gilt heute als weitgehend gelöst.

### **c) Ressourcen der Kernbrennstoffe für die Fusion:**

Ein großtechnischer Einsatz von Kernfusion ist noch nicht absehbar, deshalb ist derzeit auch keine bestehende Rohstoffwirtschaft für Deuterium und Tritium existent. Wasser als Quelle für Wasserstoff ist auf der Erde in großen Mengen vorhanden. Das entspricht dem Volumen  $1.4 \cdot 10^{18} \text{ m}^3$  eines Wasserwürfels mit 1120 km Seitenlänge und einer Masse von  $1.4 \cdot 10^{21} \text{ kg}$ , das nahezu zur Gänze Seewasser der Weltmeeren ist. Darin sind  $254.5 \cdot 10^{15} \text{ kg}$  D enthalten. Lithium für die T-Erzeugung hat an der Erdkruste einen Anteil von etwa 0.006 % und ist durch die verstärkte Anwendung von Li-Ionen-Akkumulatoren (Kap. S) von großem Interesse für alle Industrienationen. *Chile* ist einer der größten Li-Produzenten. Die weltweiten Li-Reserven in den vorhandenen Minen betragen ca. 17 Mio. t. Das Li-Welt-Vorkommen beträgt ca. 80 Mio. t. Die größten Ressourcen sind in *Bolivien* (21 Mio. t), *Argentinien* (17 Mio. t), *Chile* (9 Mio. t), *USA* (6.8 Mio. t), *Australien* (6.3 Mio. t) und *VR China* (4.5 Mio. t). In *Europa* haben *Deutschland* (2.5 Mio. t) und *Tschechien* (1.3 Mio. t).

## **R11 Erdwärme**

### **R11.1 Primärenergiequelle Erdwärme**

Für den aus dem Erdinneren beständig strömenden Wärmefluss sind zwei Quellen verantwortlich:

a) Zu 80 % entsteht dieser Wärmefluss durch die natürliche Radioaktivität von schweren Elementen in der Erdkruste, nämlich der Zerfall der radioaktiven Isotope  ${}^{238}\text{U}$ ,  ${}^{235}\text{U}$ ,  ${}^{232}\text{Th}$ ,  ${}^{40}\text{K}$ , die im Gestein enthalten sind. So enthält z. B. 1 t Granit etwa 3.3 g Uran.

b) Zu 20 % entsteht der Wärmefluss auf Grund der Ursprungswärme aus der Zeit der Erdentstehung, als diese noch glutflüssig war. Erst nach und nach begann sie von der Oberfläche her infolge Wärmeabstrahlung ins All zu erstarren. Aus dem Verhältnis dieser Wärmeabgabe an der Erdoberfläche  $A_E = 510 \text{ Mio. km}^2$  zur Masse  $m_E = 5,9 \cdot 10^{24} \text{ kg}$  und spezifischen Wärme der Erde wird die thermische Zeitkonstante der Erdabkühlung mit ca.  $10^9$  Jahren bestimmt. Das Erdalter ist  $4,6 \cdot 10^9$  Jahre, so dass etwa 4,6 Zeitkonstanten seit der Erdentstehung vergangen sind. Demnach wäre die mittlere Temperatur gemäß  $1/e^{4,6} = 0,01$  auf 1 % der Anfangstemperatur abgesunken. Tatsächlich ist der Abkühlvorgang der Erde wesentlich komplexer.

Der typische Wärmestrom  $q$  aus dem Erdinneren beträgt  $0,062 \text{ W/m}^2 = 62 \text{ kW/km}^2$ . Mit der Erdoberfläche  $A_E$  wird daraus (R11.1-1, -2) die Wärmeleistung  $P = 997 \text{ EJ/a} = 31,6 \text{ TW}$  bestimmt.

$$q = \frac{P}{A_E} = \frac{9,97 \cdot 10^{20} \text{ J/a}}{510 \cdot 10^{12} \text{ m}^2} = 1,955 \cdot 10^6 \frac{\text{J}}{\text{a} \cdot \text{m}^2} = 0,062 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (\text{R11.1-1})$$

$$P = \frac{997 \cdot 10^{18} \text{ J}}{365 \cdot 24 \cdot 3600 \text{ s}} = 31,6 \cdot 10^{12} \text{ W} = 31,6 \text{ TW} \quad (\text{R11.1-2})$$

Die Temperaturzunahme je 100 m Tiefe beträgt durchschnittlich 3 K, so dass ein Temperaturgradient von 30 K/km auftritt. An tektonischen Bruchzonen wie z. B. im *Mittelrheingraben (D)* ist diese Temperaturzunahme mit 5 K / 100 m deutlich höher, und erst recht bei vulkanischem Untergrund wie z. B. in *Larderello, Toskana, Italien* mit 20 K / 100 m.

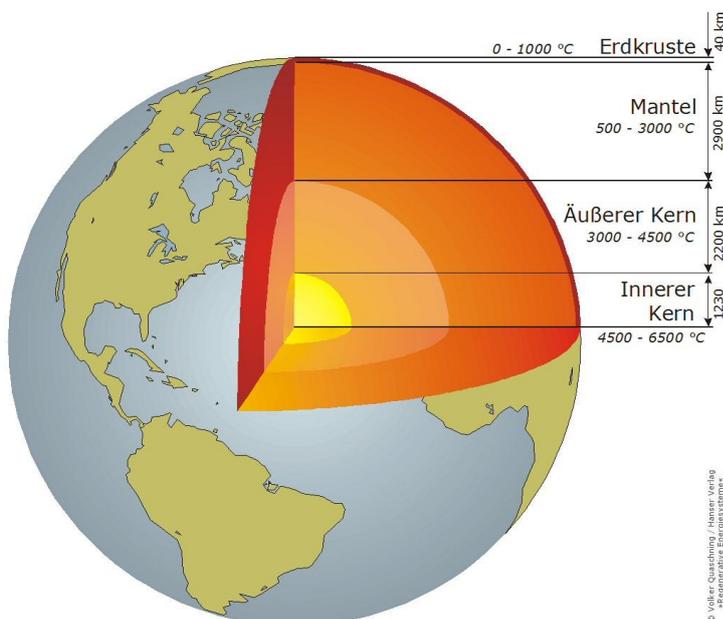


Bild R11.1-1: Aufbau der Erde und Erdwärme (Quelle: V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme*).

Man schätzt die Temperatur im Erdkern-Inneren auf  $\vartheta_{\text{Kern}} = 4500 \dots 6500 \text{ }^\circ\text{C}$ , was mit dem Erdradius  $r_E = 6370 \text{ km}$  und der Oberflächentemperatur  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  einem mittleren Temperaturgradienten  $\frac{\vartheta_{\text{Kern}}}{r_E} = \frac{(6500-0)^\circ\text{C}}{6370 \text{ km}} = \frac{6500 \text{ K}}{6370 \text{ km}} \approx 1 \frac{\text{K}}{\text{km}}$  entspricht. Der Gradient in

der Erdkruste ist somit im Mittel 3-mal höher als der mittlere Gradient bis zum Erdkern. Dies liegt an der Radioaktivität in der Erdkruste, deren 40 km Dicke bisher erst mit Tiefenbohrungen bis max. 10 km erforscht ist. Die **Erdwärme** heizt unterirdische Gesteinsschichten und Wasserreservoirs auf, wobei unterschieden wird in

Thermalwasserfelder  $< 100 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

Nassdampfelfelder  $> 100 \text{ }^\circ\text{C}$ ,

Heißdampffelder 125 ... 245 °C,  
geokomprimierte Heißwasserfelder 150 ... 200 °C und  
Hochtemperatur-Kluftspeichersysteme bis 220 °C.

**a) Thermalwasserfelder (Heißwasserfelder)** sind heiße Wasserquellen mit Temperaturen unter 100 °C, die teilweise mit Pumpen gefördert werden und die energetisch zu Heizzwecken, aber auch zu therapeutischen Zwecken (z. B. Rheumabehandlung) genutzt werden.

**b) Nassdampffelder** fördern heißes Wasser und Wasserdampf. In Form von Wasser-Dampf-Gemischen z. B. in **Geysiren**, wobei die Temperaturen unter Umständen weit über 100 °C liegen können. Die energetische Nutzung erfolgt je nach wirtschaftlicher Nutzbarmachung als direkte Dampfnutzung oder Heißwassernutzung.

**c) Heißdampffelder** fördern überhitzten trockenen Wasserdampf, der nahezu frei ist von flüssigen Bestandteilen, bei Temperaturen von 125 ... 245 °C. Die energetische Nutzung zu Heizzwecken ist an manchen Orten bedeutend.

**d) Geokomprimierte Heißwassersysteme** sind unter hohem Druck stehende, unterirdische Heißwasservorkommen. Durch den hohen Druck bleibt Wasser trotz der hohen Temperaturen von 150 ... 200 °C flüssig, so dass unterirdisch kein Dampf entsteht. Wenn aber diese Vorkommen durch Bohrungen angezapft werden, verdampft das Heißwasser bei 1 bar Luftdruck an der Erdoberfläche bei den genannten Temperaturen von 150 ... 200 °C. Der Heißdampf wird überwiegend über Dampfturbinen zur el. Stromerzeugung genutzt.

**e) Hochtemperatur-Kluftspeichersysteme** treten in Grabensystemen von tektonischen Bruchzonen oder in geklüfteten, tiefen Gesteinen der Erdkruste auf. In diese heißen Gesteinsrisse dringt ständig Oberflächenwasser ein und wird auf Temperaturen bis ca. 220 °C aufgeheizt. Dieses Heißwasser verdampft an der Oberfläche und wird überwiegend zur el. Stromerzeugung genutzt.

Im Unterschied zur Erdoberflächen-nahen Erdwärmennutzung mit Wärmepumpen (Kap. P) wird die Nutzung der Erdwärme aus größeren Tiefen > 400 m „tiefe“ Geothermie genannt. Die Arten der Nutzbarmachung der „tiefen“ (> 400 m) **Geothermie** sind vielfältig. Entweder nutzt man den natürlichen Wärmestromaustritt an der Erdoberfläche wie z. B. bei d) und e) oder aber man erschließt die Erdwärme künstlich mit bohrtechnischen Verfahren. Mit dem „**Hot-Dry-Rock**“-Verfahren kann die Erdwärme großtechnische genutzt werden, wo kein Tiefenwasser als Wärmeträger vorhanden ist, in dem das geklüftete Gestein der Erdkruste als großer Wärmetauscher verwendet wird.

In jedem Fall ist die dabei erzielbare Wasserdampf Temperatur im Vergleich zu modernen Dampfkraftwerken (Kap. P) mit 200 ... 240 °C deutlich niedriger, so dass der Wirkungsgrad von Wärme zu el. Energie auf Grund des begrenzenden *Carnot*-Wirkungsgrads  $\eta_C$  (Kap. P) klein ist, z. B.:  $\vartheta_{ab} / \vartheta_{zu} = 20^\circ\text{C} / 240^\circ\text{C}$ ,  $T_{ab} / T_{zu} = 293 \text{ K} / 513 \text{ K}$ ,  $\eta_C = 1 - (T_{ab} / T_{zu}) = 0.42$ . Der reale Wirkungsgrad ist etwa nur halb so groß  $\eta_{real} \approx 0.2$ . Es ist daher sinnvoll, bei der el. Stromerzeugung immer auch die Abwärme zu Heizzwecken zu nützen (Kraft-Wärme-Kopplung). Bei den Niedertemperatur-Wärmequellen des Heißwassers bis ca.  $\vartheta \approx 80^\circ\text{C}$  ist der thermische Wirkungsgrad noch kleiner:  $\vartheta_{ab} / \vartheta_{zu} = 20^\circ\text{C} / 80^\circ\text{C}$ ,  $T_{ab} / T_{zu} = 293 \text{ K} / 353 \text{ K}$ ,  $\eta_C = 1 - (T_{ab} / T_{zu}) = 0.17$ ,  $\eta_{real} \approx 0.1$ . Hier werden im

**a) Organic-Rankine-Cycle-Verfahren** organische Lösungsmittels mit niedrigem Siedepunkt (z. B. Pentan  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ , Siedepunkt 36 °C) zur Dampferzeugung verwendet (*Rankine-Cycle* des Dampfes siehe Kap. P, „organic“ wegen des organischen Lösungsmittels zur Dampferzeugung). Dieser Dampf treibt spezielle Klein-Dampfturbinen an, die über E-Generatoren el. Energie erzeugen.

b) **Kalina-Verfahren** Zweistoffgemische mit niedrigem Siedepunkt, z. B. eine Mischung aus Ammoniak  $\text{NH}_3$  (Siedepunkt  $-33\text{ °C}$ ) und Wasser als Arbeitsmittel verwendet. Dessen Dampf treibt die Dampfturbine an.

Die direkte Nutzung der „**oberflächennahen**“ **Geothermie** erfolgt in Form der Niedrig-Temperatur-Heizungen zum Anheben der Raumtemperatur. Eine Sonderform ist die Wärmepumpenheizung, wovon in *Deutschland* ca. 50 000 Anlagen, zusammen mehr als 500 MWth, installiert sind. Diese Nutzung der oberflächennahe Geothermie mit Wärmepumpen ist in Kap. P beschrieben.

Beispiel R11.1-1: Nutzung geokomprimierter Heißwassersysteme (Bild R11.1-2):

Der Geothermie-Kraftwerkspark in *Larderello, Toskana, Italien*, ist seit 1913 mit ca. 750 MW in Betrieb. Aus dem vulkanischen Untergrund ausströmender hydrothermaler Wasserdampf wird direkt auf die Turbinenschaufeln der Dampfturbinen geleitet, die E-Generatoren antreiben. Durch die im Heißdampf gelösten Mineralstoffe findet eine starke Korrosion der Stahlschaufeln statt, so dass ein häufiger Schaufeltausch nötig ist. Die durch die austretenden Bodendämpfe stark „schwefelhaltige“ Luft (vor allem Schwefelwasserstoff  $\text{H}_2\text{S}$ ) führt in dieser Gegend vermehrt zum Auftreten von Atemwegserkrankungen.

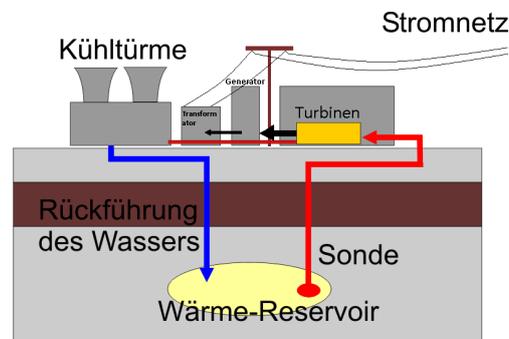


Bild R11.1-2: Nutzung „geokomprimierter“ Heißwassersysteme im Geothermie-Kraftwerkspark in *Larderello, Toskana, Italien* (Quelle: Wikipedia.de).

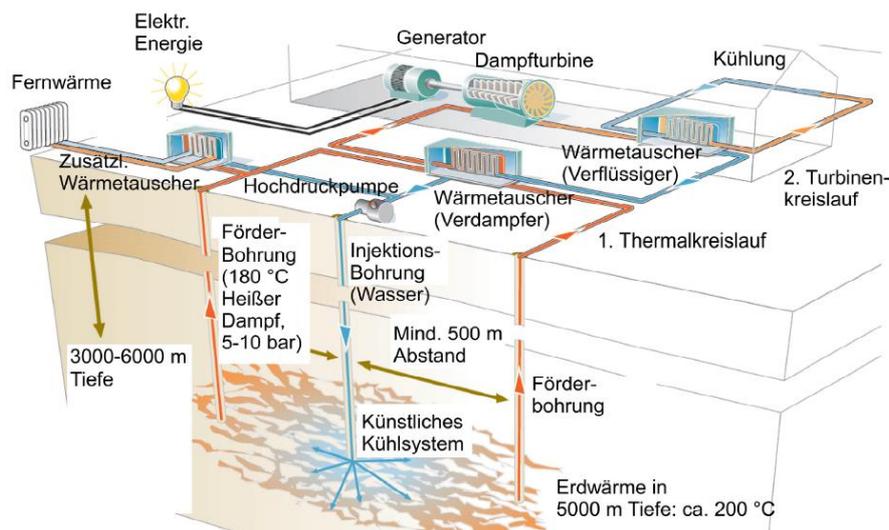


Bild R11.1-3: Prinzipanordnung des Hot-Dry-Rock-(HDR)-Verfahrens mit Nutzung als Kraft-Wärme-Kopplung (Quelle: Agentur für erneuerbare Energien Berlin).

Beim **Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR)** (Bild R11.1-3) wird die im Erdkörper enthaltene Erdwärme aus einer Tiefe zwischen 3000 ... 6000 m genutzt. In jenen Tiefen ist häufig kein Wasser vorhanden, so dass dieses künstlich zugeführt werden muss. Bei einem Temperaturgradient von ca. 30 K/km ergeben sich mit 3 ... 6 km Tiefe Temperaturhübe zwischen Erdoberfläche und Tiefe von 90 ... 180 K. Kaltes  $20\text{ °C}$ -Wasser wird so auf etwa  $110\text{ ... }200\text{ °C}$

erwärmt. Dazu muss ein überdimensionaler Wärmeübertrager im Untergrund zwischen mindestens zwei Bohrlöchern erzeugt werden. Durch Einpressen von Wasser mit Druck von bis zu 150 bar mit Hochdruckpumpen weiten sich die im Gestein ohnehin vorhandenen Risse trotz des lastenden Gebirgsdrucks der darüber liegenden Gesteinsschichten. Neue Risse bilden sich aus. Nach dem Abstellen des Wasserdrucks bleiben Risse mit einer mittleren Weite bis zu 1 mm dauerhaft offen. Sie bilden den Gesteins-Wärmeübertrager mit großer Gesteinsoberfläche im unterirdischen „Gebirge“ zwischen den beiden Bohrlöchern. Dieser Wärmeübertrager wird wie folgt betrieben: Dem System wird durch die eine Tiefenbohrung 20 °C kaltes Wasser zugeführt und an einer zweiten Tiefenbohrung 200 °C heißes Wasser entnommen, eventuell mit natürlich vorhandenem Tiefenwasser angereichert. Der natürliche thermische Auftrieb des heißen Wassers erleichtert die Wasserzirkulation gegen die vorhandenen Reibungskräfte. Bei Prototypanlagen wird das Verfahren erprobt, wie z. B. in *Soultz-sous-Forêts/Frankreich*, wo seit 2016 eine Anlage mit 1.7 MW<sub>el</sub> in Betrieb ist.

### R11.2 Risiken der Nutzung

Die Ausnutzung des für menschliche Maßstäbe nahezu unerschöpflichen Erdwärmestroms ist auch mit Risiken behaftet. Vor allem beim HDR-Verfahren ist ggf. mit Schäden an der Bebauung durch Bodenverwerfungen oder kleinere Erdbeben bei der hochdruckbasierten Herstellung des Gesteinskluft-Wärmeübertragers zu rechnen. Auch muss die Freisetzung von im Thermalwasser gelösten Mineralstoffen bzw. die Freisetzung von Begleitgasen beachtet werden, da z. B. H<sub>2</sub>S (Schwefelwasserstoff) zur Reizung der Atemwege führt. Ein Nachteil der Nutzung der Geothermie für Kraftwerke ist der relativ große Landbedarf. Bei Nutzung lediglich des natürlichen Wärmestroms an der Oberfläche  $q = 0.06 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{km}^2$  ergibt sich bei 20% Wirkungsgrad für 5 MW<sub>el</sub> ein Flächenbedarf von  $A = 415 \text{ km}^2$ , was untragbar groß ist. Deshalb muss die „tiefe“ Geothermie mit ihren deutlich größeren Wärmeverräten genutzt werden, die aber immer noch z. B. beim HDR-Verfahren ca. 1 km<sup>2</sup> für ein 5 MW<sub>el</sub>-Kraftwerk benötigt.

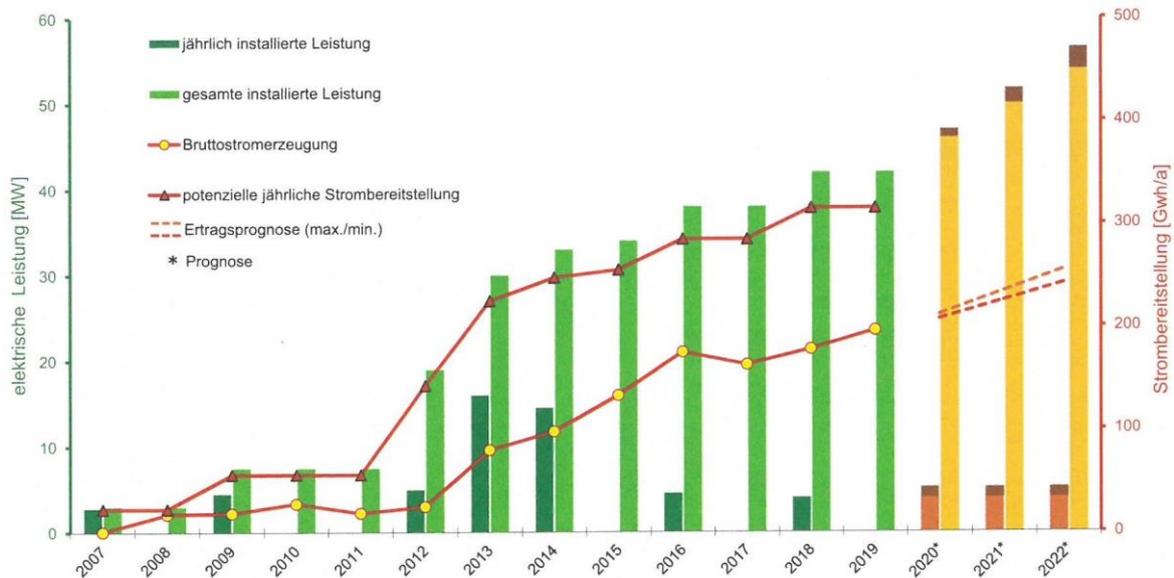
### R11.3 Bedeutung der Erwärme

Die Erdwärme hat prinzipiell große Reserven für den weltweiten Energiehaushalt mit einem Wärmehalt in 4 ... 6 km Tiefe von ca.  $1.8 \cdot 10^{27} \text{ J}$ . Bei einem konstanten Wärmestrom an die Oberfläche von ca.  $10^{21} \text{ J/a}$  ergibt das eine „Reichweite“ von 1.8 Mio. Jahren. Länder mit starkem Vulkanismus wie *Island* sind geographisch „bevorzugt“ für die Erdwärmenutzung, verbunden mit den Nachteilen vermehrter Erdbeben auf Grund des Vulkanismus. Überwiegend erfolgt die direkte Nutzung der Erdwärme zu Heizzwecken mit untergeordneter Bedeutung der indirekten Nutzung über Dampfturbinen zur Stromerzeugung. Die Nutzungsart der Erdwärme ist je nach regionalem Vorkommen stark unterschiedlich, z. B. für die Stromerzeugung mit tw. aufwändigen Tiefenbohrungen im HDR-Verfahren. Fallweise sind auch Kreisprozesse bei Niedertemperatur für Fluidkreisläufe zur Stromerzeugung im Einsatz. Weltweit sind Erdwärmekraftwerke mit insgesamt 70.3 GW<sub>th</sub> (2015) thermischer und 13.0 GW<sub>el</sub> (2018) elektrischer Leistung installiert. Etwa 25 Länder nutzen weltweit Erdwärmekraftwerke für die el. Energiebereitstellung in folgender Reihung (Quellen: [www.deutsche-erdwaerme.de](http://www.deutsche-erdwaerme.de) & [Statista.de](http://Statista.de)):

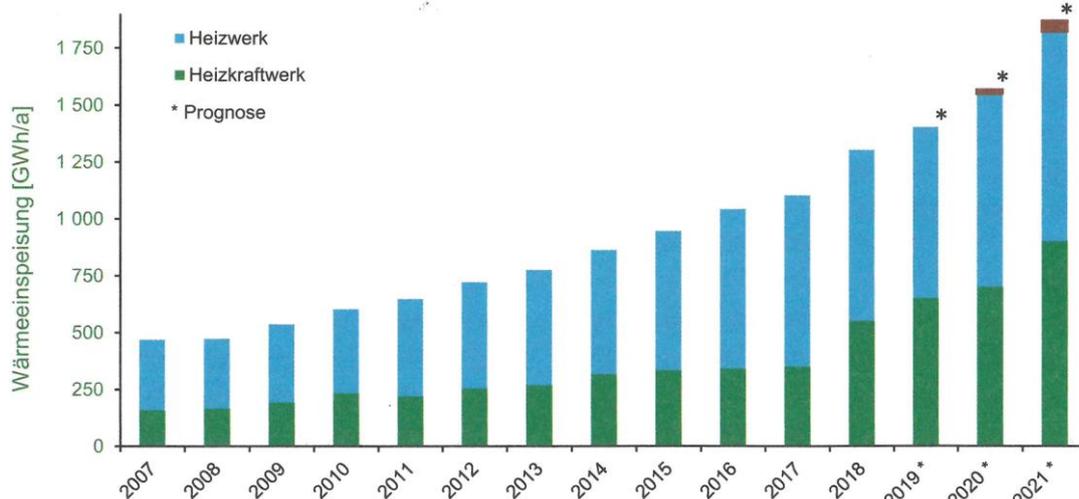
*USA* (2546 MW<sub>el</sub>), *Indonesien* (1946 MW<sub>el</sub>), *Philippinen* (1928 MW<sub>el</sub>), *Türkei* (1283 MW<sub>el</sub>), *Neuseeland* (996 MW<sub>el</sub>), *Mexiko* (951 MW<sub>el</sub>), *Italien* (767 MW<sub>el</sub>), *Island* (753 MW<sub>el</sub>), *Kenia* (663 MW<sub>el</sub>), *Japan* (536 MW<sub>el</sub>). In *Deutschland* sind 42 MW<sub>el</sub> installiert (zum Vergleich: In D installierte Windkraftwerke 64 GW<sub>el</sub> (2019)).

Wirtschaftlich sinnvoll ist eine Erschließung der „tiefen“ Geothermie nur in Gegenden mit geographischen Anomalien, d. h. mit hochgelegenen, warmen Gesteinsschichten. Für

*Deutschland* ergibt sich folgende Abschätzung. Mit einer Bundesfläche von 375 000 km<sup>2</sup> und einer Leistungsdichte dank Nutzung tiefer Erdwärme z. B. über HDR mit 5 MW<sub>el</sub>/km<sup>2</sup> (vgl. R11.2) ergäbe sich eine theoretische, sehr optimistische Obergrenze an erzeugbarer el. Energie bei 95 % Betrieb pro Jahr von 15 640 TWh<sub>el</sub>. Das *Büro f. Technikfolgen-Abschätzung beim Bundestag* hat 2013 ein reales geothermisches Gesamtpotential zur Stromerzeugung von 300 TWh/a berechnet, das etwa 50 % des *deutschen* Jahresstrombedarfs 600 TWh/a darstellt. Das Problem dabei ist, dass sich in *Deutschland* wirtschaftlich nutzbare heiße Gesteinsschichten meist in großer Tiefe von 4 ... 6 km befinden, was für das HDR-Verfahren hohe Bohrkosten ergibt.



**Bild R11.3-1:** Installierte el. Leistung und el. Energieerzeugung aus „tiefer“ Geothermie (Tiefe > 400 m) in Deutschland (Quelle: *Quelle: BWK 72 (2020), no. 8-9*).



**Bild R11.3-2:** Wärme aus tiefer Geothermie (> 400 m) in *Deutschland*, 2019: 1.25 TWh = (0.7 + 0.56) TWh (Quelle: *BWK 71 (2019), no. 6 & BWK 72 (2020), no. 8-9*).

Es wurden bereits Pilotprojekte realisiert, so bei *München* an den Standorten *Unterhaching* 3.4 MW<sub>el</sub> und *Taufkirchen* 4.3 MW<sub>el</sub>. Weitere Standorte sind *Grünwald-Oberhaching*, *Sauerlach*, *Dürrnhaar*, *Bruchsal*, *Insheim* im Oberrheingraben. Das Kraftwerk *Landau/Pfalz* (3 MW<sub>el</sub>) war 2007 ... 2014 in Betrieb, das Kraftwerk *Neustadt-Glewe* (0.23 MW<sub>el</sub>) in Norddeutschland von 2003 ... 2010. Insgesamt ist der Anteil der el. Energieerzeugung aus „tiefer“ Geothermie an der el. Energiebereitstellung in *Deutschland* 2019 mit 42 MW<sub>el</sub> gering, installiert in 5 Kraftwerken und 4 Heizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung): 0.19 TWh,

entsprechend ca. 4050 Volllaststunden. Bezogen auf die deutsche el. Brutto-Stromerzeugung (2019) von 613.4 TWh sind dies nur 0.03 % ( $0.19/613 = 0.03$  %).

Geothermische Heizwerke (Bild R11.3-2) sind geothermische Anlagen zur ausschließlichen Wärmebereitstellung. In *Deutschland* sind 30 Anlagen mit 170 MW<sub>th</sub> installiert, welche 2019 die Wärmeenergie von 0.7 TWh bereit stellten (4117 Volllaststunden). Heizkraftwerke, die kombiniert el. Energie und Wärme erzeugen (Kraft-Wärme-Kopplung) mit einer installierten Leistung von 166 MW<sub>th</sub> speisten 0.56 TWh Wärme ein (3373 Volllaststunden). Die Summe der thermisch installierten Leistungen  $170 + 166 = 336$  MW<sub>th</sub> lieferte daher mit 1.25 TWh<sub>th</sub> 0.09 % des *deutschen* Wärmebedarfs. So hat die Erdwärmenutzung derzeit (2022) prozentual nahezu kein Anteil an der *deutschen* el. Energieversorgung und an der Wärmeversorgung.

## R12 Biomasse

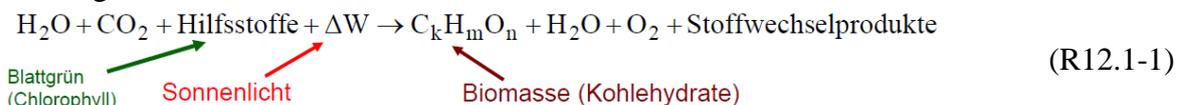
### R12.1 Primärenergiequelle Biomasse

#### a) Was ist Biomasse?

**Biomasse** ist die NICHT-fossile Stoffmasse von Lebewesen oder deren Körperteilen. Als Menge dieser Stoffgemische gilt ihre Masse (Einheit: Kilogramm). Allerdings wird der Begriff „Biomasse“ unterschiedlich verwendet. In der Ökologie wird die Biomasse ausgesuchter, räumlich abgegrenzter Ökosysteme betrachtet. In der Energietechnik sind nur jene biotischen Stoffe gemeint, die als Energiequellen genutzt werden können. In diesem Sinn ist **Biomasse** die in den chemischen Verbindungen der Moleküle biotischer Stoffe gespeicherte Sonnenenergie als organische Endprodukte der Photosynthese. Solche Stoffe sind z. B. Zucker, Stärke, Zellulose, Öle, Holzpellets, Hackschnitzel, Stroh, Getreide, Altholz, pflanzliches Treibgut, Biodiesel (das sind Fettsäure-Methylester), Bioethanol (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH) und Biogas, das „roh“ etwa 60 % Methan CH<sub>4</sub> enthält. **Holz (Zellulose)** ist mit mehr als 50% der weltweiten Biomasse die bedeutendste erneuerbare Energiequelle. Die energetische Nutzung der Biomasse zumeist in Form von Wärme erfolgt durch Verbrennung. Diese Energiewandlung von chemischer Energie in Wärmeenergie ist theoretisch CO<sub>2</sub>-neutral, denn es tritt ein „geschlossener Kohlenwasserstoff-Kreislauf“ auf.

#### b) Photosynthese und CO<sub>2</sub>-Kreislauf:

Die Photosynthese ist ein physiologischer Prozess in Pflanzen, Algen und manchen Bakterien zur Erzeugung von energiereichen Biomolekülen aus energieärmeren Stoffen mithilfe von Lichtenergie.



Die **drei Schritte der Photosynthese** sind:

1. Elektromagnetische Energie (Licht geeigneter Wellenlänge, wie es im Sonnenlicht-Spektrum enthalten ist (R12.1-1)) wird mithilfe von Farbstoffen (Chlorophylle, Phycobiline, Carotinoide) z. B. in den Pflanzenzellen absorbiert.
2. Es erfolgt die Umwandlung der Lichtenergie in chemische Energie durch Übertragung von Elektronen, die durch die Lichtenergie in einen energiereichen Zustand versetzt wurden.
3. Die Verwendung der chemischen Energie dient zur Synthese energiereicher organischer Verbindungen (Biomoleküle) aus Wasser und Kohlendioxid (R12.1-1), die den Lebewesen sowohl im Baustoffwechsel für das Wachstum als auch im Energiestoffwechsel für die Gewinnung von Energie dienen.

Bei dieser Erzeugung von Biomasse wird somit gleichzeitig CO<sub>2</sub> aus der Luft chemisch in den Biomolekülen gebunden. Gleichzeitig werden u. A. Wasser und Sauerstoff abgegeben. Die

**CO<sub>2</sub>-Neutralität** bei der Nutzung von Biomasse ergibt sich dadurch, dass CO<sub>2</sub> aus der Luft bei der Photosynthese in C-Verbindungen umgewandelt wird, die in den organischen Verbindungen der Biomoleküle (Biomasse) gespeichert sind, und dass dabei Sauerstoff in die Atmosphäre freigesetzt wird. Bei der späteren Umwandlung (Verbrennung) der Biomasse mit Luft-Sauerstoff in Wärmeenergie entsteht wiederum CO<sub>2</sub> in der ursprünglichen Menge. Somit bleibt die CO<sub>2</sub>-Menge konstant. Die in den organischen Verbindungen bei der Photosynthese eingespeicherte Sonnenenergie wird dabei CO<sub>2</sub>-neutral in nutzbare Wärmeenergie umgesetzt. Diese CO<sub>2</sub>-Neutralität ist nur bei „nachhaltiger Nutzung“ gewährleistet, d. h. die bei der Biomassenutzung freigesetzte CO<sub>2</sub>-Menge muss erneut durch den Anbau rasch nachwachsender Rohstoffe („Energie“-Pflanzen) über die Photosynthese gebunden werden.

Anbau + Nachwachsen der Altbestände = Abbau (R12.1-2)

Die Umwandlung der Biomasse in nutzbare Wärmeenergie mit gleichzeitiger Freisetzung von CO<sub>2</sub> kann unterschiedlich erfolgen durch

- direkte Verbrennung,
- Verflüssigung der Biomasse und anschließende Verbrennung (z. B. Bio-Kraftstoff),
- Vergasung oder Vergärung der Biomasse mit anschließender Verbrennung.

Je nach Nutzung der Wärmeenergie kann auch el. Energie über einen Dampfprozess erzeugt werden (**Kraft-Wärme-Kopplung KWK**). Von der gesamten eingestrahltten Sonnenenergie  $5.57 \cdot 10^{24}$  J/a (= 100 %), Bild R2.1-3, werden nur etwa 0.8 % für Photosynthese genutzt. Der Photosynthese-Wirkungsgrad  $\eta_{ph}$  bei der der Umwandlung von Sonnenenergie  $\Delta W$  in chemische Bindungsenergie  $W_{ch}$  in den Pflanzen beträgt etwa

$$\eta_{ph} = W_{ch} / \Delta W \approx 20 \% . \quad (R12.1-3)$$

Folglich ist der Anteil  $k \approx 0.008 \cdot 0.2 = 0.0016 = 0.16$  % der eingestrahltten Sonnenenergie in chemische Bindungsenergie der Biomasse umgewandelt worden. Je nach Pflanzenart beträgt der Wert  $k \approx 0.1 \dots 0.14 \dots 0.16$  % der eingestrahltten Sonnenenergie! Mit dem Faustwert für  $k = 0.1$  % ergeben sich etwa  $5.57 \cdot 10^{21}$  J/a gespeicherte chemische Energie in Biomolekülen.

#### Beispiel R12.1-1:

1 Hektar (=  $10^4$  m<sup>2</sup>) Nutzwald auf 48° nördlicher Breite hat einen Neuaufwuchs von ca. 12 t Holz p. a. Mit dem Heizwert für getrocknetes Holz mit Rinde von 18.7 MJ/kg (Tab. R12.1-2) entspricht dies einer Heizenergie in 12 t Brennholz von  $W_c = 12000 \cdot 18.7 \cdot 10^6 = 224.4 \cdot 10^9$  J/a. Die real eingestrahltte Sonnenenergie auf 48° nördl. Breite ist im Mittel  $P_s/A = 0.6$  kW/m<sup>2</sup> (siehe Kap. R2). Der Wirkungsgrad dieser Biomasseproduktion je  $T = 1$  Jahr ist somit 0.12 %, was gut zum oben angegebenen Faustwert  $k = 0.1$  % passt.

$$\eta = \frac{W_c}{P_s \cdot T} = \frac{224.4 \cdot 10^9}{0.6 \cdot 10^3 \cdot 10^4 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600} = 0.0012 \Rightarrow \eta = 0.12\% = k .$$

Ozeane	0.07%	
Grasland	0.3%	
Süßwasser	0.5%	
Wälder	0.55%	
Mais	3.2%	} „Energiepflanzen“(C4-Pflanzen): Großer Gehalt an „Zucker“!
Zuckerrohr	4.8%	
Zuckerrüben	5.4%	

Tabelle R12.1-1: Typische Wirkungsgrade  $\eta (= k)$  der Biomasseproduktion.

Wegen des hohen Kohlenstoffgehalts werden „Energiepflanzen“ auch C4-Pflanzen genannt (4 Valenzen je C-Atom, siehe Kap. G). In Tab. R12.1-2 sind zugehörige Heizwerte angegeben. Zum Vergleich sind die Werte für Steinkohle 29.3 MJ/kg, 14.7 MJ/kg für getrocknete Braunkohle, für Erdöl 44.0 MJ/kg und für Normalbenzin 43.9 MJ/kg genannt. Biomasse mit ähnlichem Heizwert wie Braunkohle (z. B. Hackschnitzel) wird ebenso in Heizkraftwerken eingesetzt, während Rapsöl und Äthanol in Verbrennungskraftmaschinen verwendet wird.

Brennstoff (wasserfrei)	Heizwert $H_u$	Brennstoff (wasserfrei)	Heizwert $H_u$
Stroh (Weizen)	17,3 MJ/kg	Sonnenblumenschalen	17,9 MJ/kg
Grünpflanzen (Weizen)	17,5 MJ/kg	Chinaschilf	17,4 MJ/kg
Holz ohne Rinde	18,5 MJ/kg	Rapsöl	37,6 MJ/kg
Rinde	19,5 MJ/kg	Ethanol	26,7 MJ/kg
Holz mit Rinde	18,7 MJ/kg	Methanol	19,7 MJ/kg
Olivenkerne	18,0 MJ/kg	Benzin (zum Vergleich)	43,9 MJ/kg

Tabelle R12.1-2: Heizwerte  $H_i$  verschiedener Brenn- und Kraftstoffe aus Biomasse (Quelle: Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme) ( $H_u$  meint  $H_i$ : „unterer“ Wert = „inferior“-Wert!).

## R12.2 Nutzung der Biomasse

Die gesamte pro Jahr chemisch neu eingespeicherte Energie in der weltweiten Biomasse beträgt  $5.57 \cdot 10^{21}$  J/a = 5570 EJ/a (Kap. R12.1) und wird als 100 % angesetzt. Das davon theoretisch nutzbare Biomassepotential der Erde beträgt ca. 3000 EJ/a bzw. 54 % (Bild R12.2-1), davon ca. 2000 EJ/a als Land-Biomasse und ca. 1000 EJ/a als Biomasse der Gewässer und Meere. Davon sind aber derzeit nur ca. 1200 EJ/a (22 %) technisch nutzbar, allerdings tw. bei sehr hohen Kosten. Deshalb sind davon ökonomisch nutzbar derzeit nur ca. 800 EJ/a (14 %). Tatsächlich genutzt werden derzeit weltweit ca. 4 % bzw. 223 EJ/a, davon die Hälfte (2 %) für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion der Weltbevölkerung und des Welt-Nutztierbestands. Ein Viertel (56 EJ/a bzw. 1 %) werden für Holz-, Papier- und Faserstoffprodukte benötigt, und das letzte Viertel (56 EJ/a bzw. 1 %) zur thermischen Energieerzeugung, zumeist in der Form von Brennholz. Diese 56 EJ/a sind etwa 9 % des weltweiten Primärenergiebedarfs 624 EJ (2019):

$$0.04 \cdot (1/4) \cdot 5.57 \cdot 10^{21} \text{ J/a} = 55.7 \cdot 10^{18} \text{ J/a} (= \text{ca. } 0.09 \cdot 624 \cdot 10^{18} \text{ J/a}).$$

Die energetische Nutzung der Biomasse ist

- die **Reststoffnutzung** aus der Land- und Forstwirtschaft zu Heizzwecken und Stromerzeugung,
- die Nutzung der gezielt angebauten „Energiepflanzen“ für die **Bio-Äthanol**-Erzeugung  $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ , der im *Ottomotor* als Kraftstoff verbrannt wird, und der „**Bio-Diesel**“-Erzeugung (das sind Fettsäure-Methylester), der als Kraftstoff im *Dieselmotor* verbrannt wird.

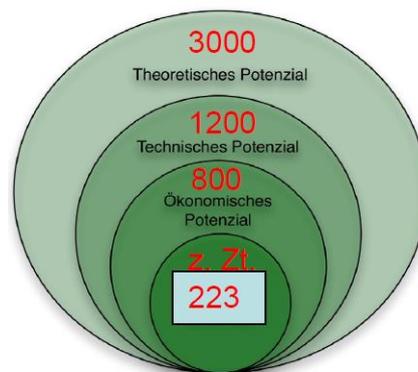
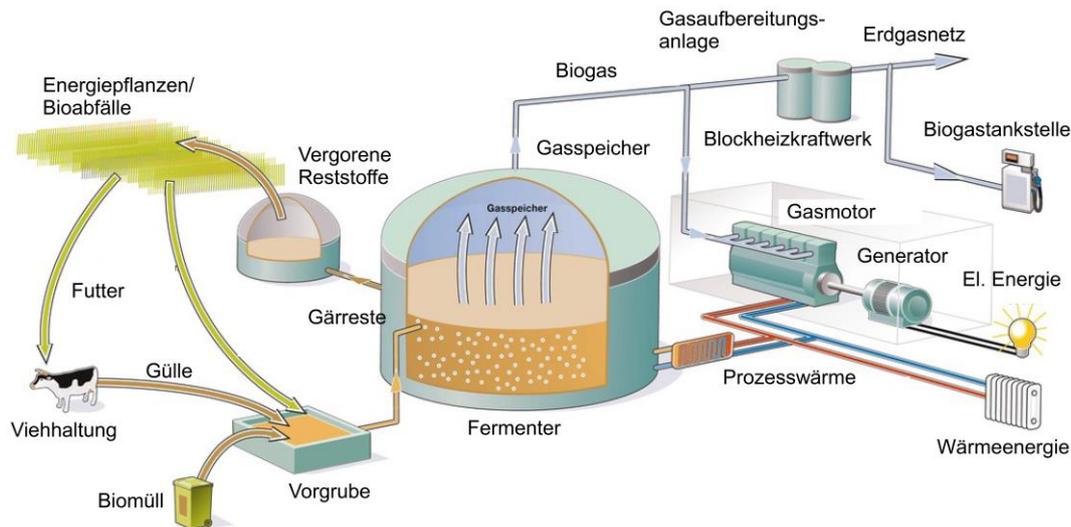


Bild R12.2-2: Weltweite Energie-Potentiale der Biomassennutzung in EJ/a (Quelle: Wikipedia.de).

Die Reststoffnutzung umfasst unterschiedliche Verfahren, so z. B. die Vergärung der Biomasse durch Bakterien- und Mikrobeneinsatz im Fermenter, wobei als „**Biogas**“ Methan  $\text{CH}_4$  entsteht, das als Energieträger dient.



**Bild R12.2-3:** Von der Biomasse durch Vergärung zur nutzbaren Energie im Biogas Methan (Quelle: *Agentur für erneuerbare Energien, Berlin*).

### R12.3 Bedeutung für den Energiemix weltweit

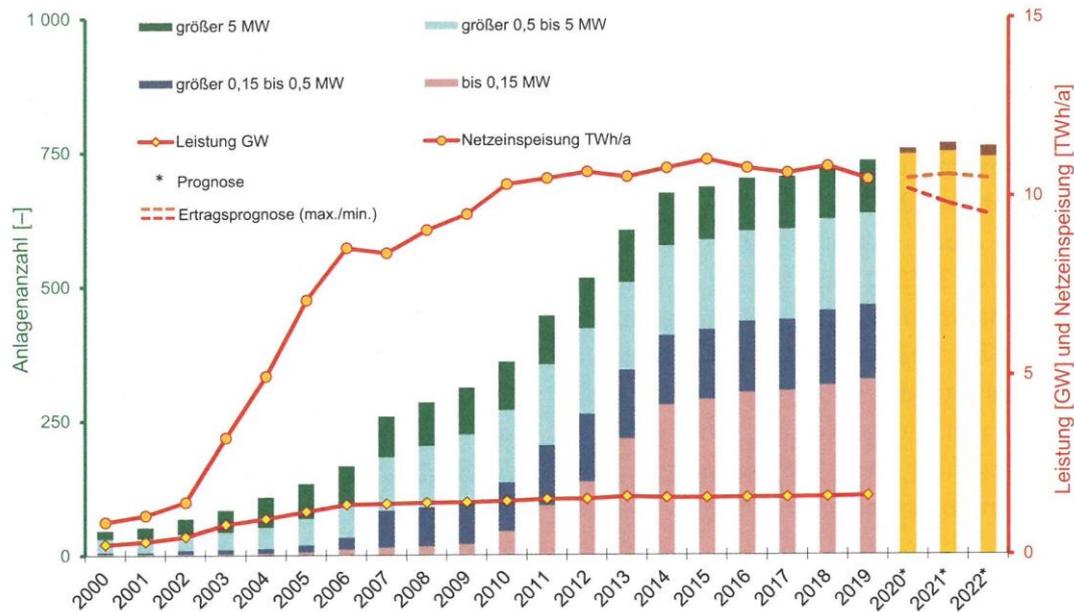
Die Biomasse hat mit einem Anteil von ca. 9.5 % (2019) an der Bereitstellung von thermischer Energie eine große Bedeutung für den weltweiten Energiebedarf. Die traditionelle Nutzung der Biomasse für Kochen und Heizen mit 7.4 % dominiert, gefolgt von 1 % für die Nutzung als Bio-Äthanol und Bio-Diesel und 1.1 % für die Erzeugung von el. Energie und Wärme über Blockheizkraftwerke.

### R12.4 Potential der Biomassenutzung für Deutschland

	Nutzbare Menge in Mt	Energetisches Potential in PJ/a
Halmgutartige Biomasse (Stroh, Gräser)	10 ... 11	140 ... 150
Holz und Holzreststoffe	38 ... 40	590 ... 622
Biogassubstrate (Biomasseabfälle und -rückstände)	20 ... 22	148 ... 180
Klär- und Deponiegas	2	22 ... 24
Energiepflanzenmix	22	298
Summe Biomassepotential	92 ... 97	1198 ... 1274

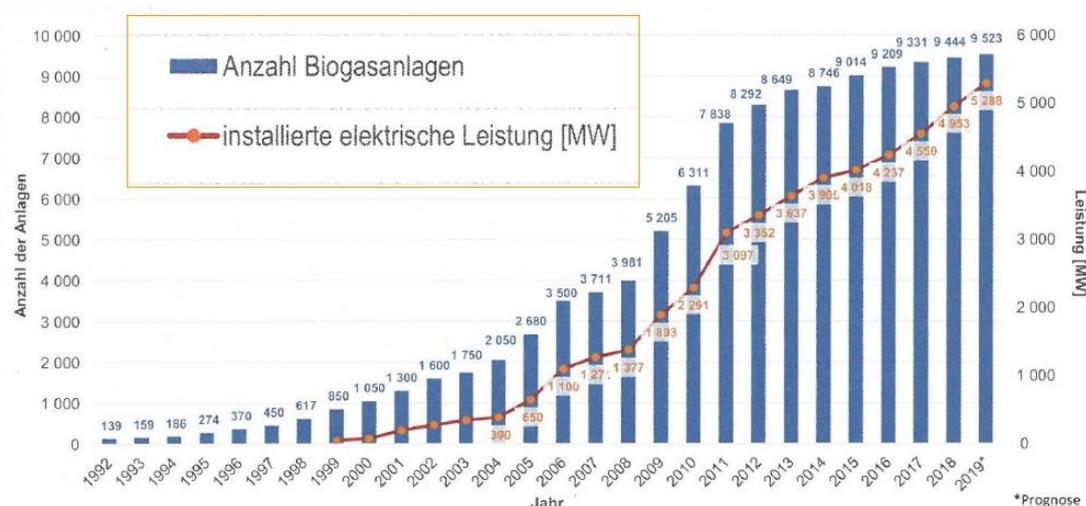
**Tabelle R12.4-1:** Nutzbare Menge und energetisches Potential von Biomasse in *Deutschland* (Quelle: *Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme*).

In Tab. R12.4-1 ist das jährliche Potential der Biomassenutzung in *Deutschland* in Tonnen mit 97 Mt/a und energetisch für die Erzeugung thermischer Energie mit 1200 PJ/a abgeschätzt. Gemessen am Primärenergieverbrauch *Deutschlands* (2019) 12.9 EJ/a sind das  $1200 \text{ PJ} / 12900 \text{ PJ} = \text{ca. } 0.09 = 9 \%$ . Selbst bei Umsetzung umfangreicher Energiesparmaßnahmen lässt sich in *Deutschland* mit max. ca. 10 % nur ein kleiner Teil des Primärenergiebedarfs durch Biomasse decken. So wurde 10.5 TWh<sub>el</sub> el. Energie durch Verbrennung von Holz, Papier, Zellstoff und Klärschlamm in *Deutschland* 2019 erzeugt. Das entspricht (Bild R12.4-1) 5250 Volllaststunden für die mit Biomasse betriebenen Kraftwerke, die überwiegend eine eher kleine Bemessungsleistung von ca. 0.2 ... 5 MW<sub>el</sub> haben.



**Bild R12.4-1:** El. Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen in *Deutschland* (Quelle: *BWK 72* (2020), no. 8-9).

Hinzu kommt die el. Energieerzeugung aus biogasbefeuerten Blockheizkraftwerken (Bild R12.4-2) mit (2019) 33.9 TWh<sub>el</sub> erzeugter el. Energie bei 5.3 GW<sub>el</sub> installierter Leistung, entsprechend 6400 Volllaststunden. Mit der zugehörigen Anzahl von 9523 Biogasanlagen in *Deutschland* entspricht dies einer mittleren Anlagen-Bemessungsleistung von 500 kW<sub>el</sub>.



**Bild R12.4-2:** Biogasanlagen und installierte el. Leistung in *Deutschland* (Quelle: *BWK 72* (2020), no. 8-9).

Die Summe der erzeugten el. Energie aus Biogasanlagen (2019) 33.9 TWh und aus biogenen Festbrennstoffen (2019) 10.5 TWh ist 44.4 TWh. Hinzu kommt noch die el. Nutzung der Verbrennung biogenen Abfalls, so dass sich in Summe 52 TWh ergeben. Das sind 8.6 % der el. Bruttostromerzeugung *Deutschlands* von 603 TWh (2019) und damit ein namhafter Beitrag. Insgesamt ist die energetische Bedeutung der Biomasse-Energie (2018/19) in *Deutschland* wie folgt aufgeschlüsselt:

8.6 % des deutschen Stromverbrauchs (el. Energienutzung!),

12 % des deutschen Wärmeenergiebedarfs (Gebäudeheizung!),

5.5 % des deutschen Kraftstoffverbrauchs (Kraftstoffbeimischung für Individualverkehr).

(Quelle: Agentur für erneuerbare Energien, *Berlin*)

Auch wenn die weltweite Nutzung der Biomasse, meist Brennholz, mit derzeit 9.5 % des Primärenergiebedarfs relativ klein ist, hat sie den Vorteil der CO<sub>2</sub>-neutrale Energienutzung. Somit ist die energetische Nutzung landwirtschaftlicher Abfälle auch langfristig ein sinnvoller, weil „nachhaltiger“ Beitrag zum Klimaschutz. Die individuelle Verbrennung („Hausbrand“) findet aber i. A. ungefiltert statt, so dass Schadstoffe wie Stickoxide und Feinstaub sich ungünstig auswirken. Auch ist vor allem der Anbau von Energiepflanzen als Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion kritisch zu bewerten (Konflikt „Biotreibstoff versus Grundnahrungsmittel“).

## R13 Energieströme

### R13.1 Transportströme

Durch die räumliche Entfernung der Produktionsorte der Energieträger von den Großverbrauchern ist der groß angelegte Transport von Primär- und Sekundärenergieträgern erforderlich. Dieser räumliche Unterschied zwischen Verfügbarkeit und Bedarf an Energie besteht global, aber auch national und anwendungsbezogen. Die Transportwürdigkeit eines Energieträgers wird bestimmt durch

- a) die energetischen Transportverluste im Verhältnis zur massenbezogenen Energiedichte des Energieträgers,
- b) das Ziel eines möglichst niedrigen Transportkostenanteils an den Energiegestehungskosten.

#### *Beispiel R13.1-1:*

- a) Der Transport des Primärenergieträgers Braunkohle ist in *Deutschland unwirtschaftlich*, da Energiedichte der feuchten Braunkohle mit 8 MJ/kg zu gering ist. Daher werden Braunkohlekraftwerke in der Nähe des Tagebaureviers errichtet und die Braunkohle über lange Förderbänder direkt zum Kraftwerk transportiert.
- b) Der Transport des Primärenergieträgers Erdöl ist weltweit wegen seiner hohen Energiedichte von 44 MJ/kg wirtschaftlich. Es werden dazu über See Tankschiffen und über Land Pipelines genutzt.

Der Transport von Primärenergieträgern erfolgt je nach Art und Wege mit Frachtschiffen, Tankschiffen (Bild R13.1-1), Pipelines, Güterzügen, Frachtflugzeugen und Lastkraftwagen. Die Welthandelsflotte für den Welthandels-Seeverkehr (Tab. R13.1-1) umfasst (2022) etwa 56 000 Großschiffe mit insgesamt 1970 Mio. Tonnen (DWT: dead weight ton) Traglast. Das sind ca. 35 000 t DWT je Schiff.

43.2 %	Massengut (Erze, Steinkohle, Holz, Stahl ...)
26.6 %	Rohöl
13.9 %	Container
6.2 %	Chemikalien
6.0 %	Stückgut
3.7 %	Flüssiggas (Erdgas)
0.4 %	Personen

Tabelle R13.1-1: Aufteilung des Welthandels-Seeverkehrs in Tonnen (100%) auf die einzelnen Sparten (Quelle: *vdi-nachrichten* 27.11.2020). Etwa 45 % davon sind energetische Güter (Steinkohle, Erdöl, Flüssig-Erdgas).

Allerdings sind nur wenige sekundäre Energieformen wirtschaftlich sinnvoll transportierbar. Eine davon ist die **elektrische Energie** mit Freileitungen und über kürzere Strecken mit Kabeln. Hohe el. Spannungen sind dazu nötig, denn die *ohm'schen* Übertragungsverluste sinken mit steigender el. Spannungshöhe  $U$  bei geforderter übertragener Leistung  $P$ . **Chemische Energie**, z. B. in gebundener Form in raffinierten Erdölprodukten, wird über

Land mit Pipelines transportiert. Die Reibungsverluste des fließenden Transportguts in den Rohren der Pipeline sind abhängig von der Viskosität des Transportguts, der Beschaffenheit der Rohr-Innenoberflächen (Rauigkeit) und von der Fluidgeschwindigkeit. **Thermische Energie** in Form von Heißwasser als Fernwärme kann wegen der unvermeidlichen Wärmeverluste nur über wenige Kilometer transportiert werden, weshalb Heizkraftwerke immer in der Nähe der Nutzer liegen müssen, was wegen der Rauchgase aus den Schloten trotz Filterung häufig unerwünscht ist. Wegen des hohen Drucks von bis zu ca. 25 bar bleibt das 80 ... 130 °C heiße Wasser auch bei Temperaturen > 100 °C flüssig (Kap. P).



Bild R13.1-1: Kommerzieller Supertanker *AbQaiq*, gebaut 2002 für den Transport von 2 Mio. barrels Rohöl je Schiffsladung (Quelle: *U.S. Navy photo, K. H. Tierney*).

Der „Transportaufwand“  $\chi$  (Einheit: 1/m) ist definiert als prozentualer Energieverlust  $\Delta W$  der transportierten Energiemenge  $W$  (die im Energieträger enthalten ist) längs der Transport-Wegstrecke  $l$ .

$$\chi = \frac{1}{l} \cdot \frac{\Delta W}{W} \quad (\text{R13.1-1})$$

Verluste verschiedener Transporttechniken werden mit diesem Transportaufwand beschrieben (Tab. R13.1-2).

Alaska-Pipeline (Länge: 1287 km, Durchfluss $\text{CH}_4$ : 120 000 $\text{m}^3/\text{d}$ ):	$\chi = 1 \cdot 10^{-9} / \text{m}$
Dieselbetriebenes Kohle-Frachtschiff mit 200 000 BRT: (Bruttoregistertonne: 1 BRT = 2.83 $\text{m}^3$ )	$\chi = 1 \cdot 10^{-8} / \text{m}$
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), 600 kV DC:	$\chi = 5 \cdot 10^{-8} / \text{m}$
Güterzug (1000 t), Steinkohletransport: (40 2-achsige Güterwaggons je 25 Tonnen, Achslast 12.5 t (< 22.5 t max.))	$\chi = 2 \cdot 10^{-7} / \text{m}$
Fernwärme-Heißwasser-Rohrleitung < 100°C: (Sternförmiges Leitungsnetz, mit Einzellängen < 30 km)	$\chi = 2 \cdot 10^{-7} / \text{m}$
Flugzeug (Großraumjet, z.B.: Tankflugzeug):	$\chi = 5 \cdot 10^{-7} / \text{m}$
LKW (Tankwagen, 20 t): z. B. 5-achsige, Achslast 4 t (< 11.5 t max.)	$\chi = 1 \cdot 10^{-6} / \text{m}$

Tabelle R13.1-2: Typische Werte für den Transportaufwand  $\chi$ , geordnet nach steigendem  $\chi$  (Quelle: *Dietrich, P.: Die Zukunft unserer Energieversorgung, Springer, 2010*).

### Beispiel R13.1-2:

Die *Alaska*-Erdgas-Pipeline hat eine Länge  $l = 1287$  km und ca. 0.13 % Energieverlust.

$$\chi = \frac{1}{l} \cdot \frac{\Delta W}{W} = 10^{-9} / \text{m} \rightarrow \frac{\Delta W}{W} = l \cdot \chi = 1287 \cdot 10^3 \cdot 10^{-9} = 1.3 \cdot 10^{-3} = 0.13 \%$$

Eine Fernwärme-Heißwasser-Rohrleitung mit einer Länge  $l < 30$  km hat trotz des vergleichsweise kurzen Transportwegs bereits 0.6% Energieverlust.

$$\chi = \frac{1}{l} \cdot \frac{\Delta W}{W} = 2 \cdot 10^{-7} / \text{m} \rightarrow \frac{\Delta W}{W} < l \cdot \chi = 30 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 10^{-7} = 6 \cdot 10^{-3} = 0.6 \%$$



Bild R13.1-2: Verlegung von Fernwärmerohren (Vor- und Rücklauf) in der Baugrube (Quelle: *BWK 69* (2017) no. 10 & *Mainova, Frankfurt*).

Die weltweiten Energietransportrouten und -arten werden aber nicht nur nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten festgelegt, sondern sind auch von geopolitischen Faktoren beeinflusst, wie z. B. bei der „Suez“-Krise 1956 mit langjähriger Blockade des Suez-Kanals, der Piraterie in der Seestraße von *Malakka* etc. Leider sind auch immer wieder massive Umwelteinflüsse durch den Energietransport gegeben, wie z. B. durch Öltanker-Havarie, wo das ausströmende Öl auf dem Meerwasser riesige dünne Ölteppiche bildet, die für viele Meeres- und Küstentiere tödlich sind. Jahrelange Meer- und Küstenverschmutzung sind die Folge wie z. B. bei der Havarie des Tankers „*Exxon Valdez*“ 1989 vor der Küste von *Alaska*.

### R13.2 Flussdiagramme der Energieströme

Neben den körperlichen Energieströmen sind für die Visualisierung der Energienutzung abstrakte Flussdiagramme in Verwendung. Häufig wird das **Sankey-Diagramm** (*M. Sankey*) eingesetzt. Es ist eine graphische Darstellung von Mengenflüssen. Anders als beim Flussdiagramm werden die Mengen durch mengenproportional dicke Pfeile dargestellt. *Sankey*-Diagramme sind wichtige Hilfsmittel zur Visualisierung von Energie- und Materialflüssen sowie von Ineffizienzen und Einsparpotentialen im Umgang mit Ressourcen. Anhand des *Sankey*-Diagramm für den Energiefluss 2019 in *Deutschland* (Bild R13.2-1) werden die wesentlichen Eckdaten der Energienutzung sichtbar.

Der Primärenergieverbrauch 2019 betrug 3550 TWh bzw. 12779 PJ. Die daraus bereitgestellte Endenergie war nur noch 2516 TWh bzw. 9 056 PJ. Daraus berechnet sich der Endenergieverbrauch je Einwohner/-in (83.2 Mio.) zu 2516 TWh/ 83.2 Mio. = 30 240 kWh pro Kopf und Jahr. Der Endenergieverbrauch 2516 TWh teilt sich auf in:

Haushalt	26.6 %,
Verkehr	30.6 %,
Industrie	28.0 %,
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	14.8 %.

Mit den Werten aus Kap. P ergibt sich, dass davon der elektrische Netto-Energiebedarf nur etwa 21 % (526 TWh) ist! Die hohen Umwandlungsverluste 2456 PJ sind zu einem wesentlichen Teil bestimmt durch die durch den *Carnot*-Wirkungsgrad begrenzten thermischen Kraftwerke, da bei vielen Kraftwerken die Abwärme nicht als Fernwärme genutzt werden kann, da diese räumlich zu weit entfernt von Ballungszentren sind.

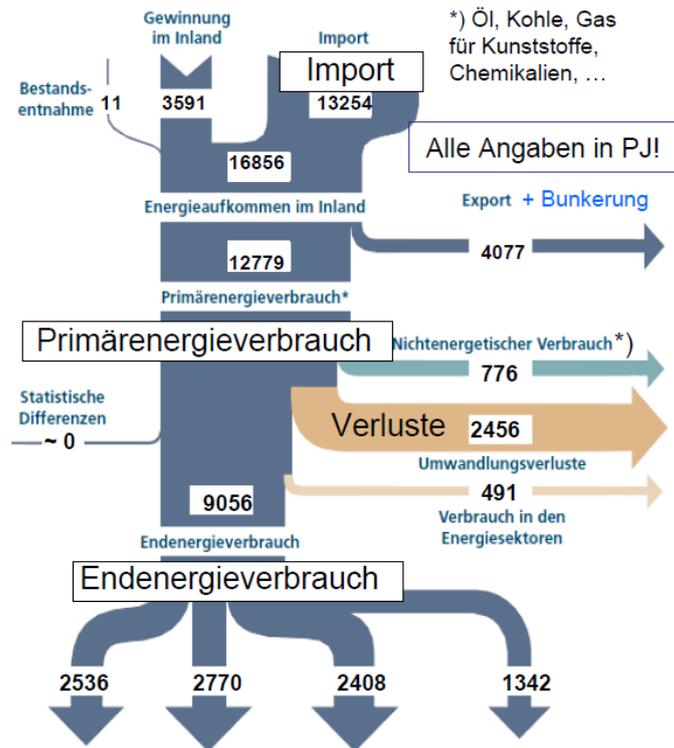


Bild R13.2-1: Sankey-Diagramm für den Energiefluss 2019 in Deutschland (Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2019).