

Energiequellen

Energie wird in der Weise gewonnen, dass fossile oder mineralische Bodenschätze gefördert und die in ihnen gespeicherte Energie nutzbar gemacht wird oder indem auf die Erde einfallende Energieströme verfügbar gemacht werden. Im Einzelnen sind dies:

- die chemische Energie der fossilen Brennstoffe Kohle, Erdgas und Erdöl
- die nukleare Energie der schweren Atomkerne (Uran und Thorium); sie kann durch Spaltung freigesetzt werden
- die nukleare Energie der leichten Atomkerne (Wasserstoff, Lithium); sie kann durch Kernverschmelzung nutzbar gemacht werden
- die Erdwärme; sie kommt überwiegend durch den radioaktiven Zerfall der Spurenelemente Uran und Thorium in der Erdkruste zustande
- der Energiefluss aus der Sonne auf die Erde in der Form elektromagnetischer Wellen
- die Gravitation zwischen Sonne, Mond und Erde

Diese Energieströme sind insofern zu unterscheiden, als es sich bei den drei Erstgenannten um in der Erdkruste gespeicherte, hochkonzentrierte Energierohstoffe handelt, die nach Bedarf gefördert und verwendet werden können. Bei den drei Letztgenannten handelt es sich dagegen um Energieströme, die ohne Zutun des Menschen bestehen. Da diese in menschlichen Zeitmaßstäben gemessen unerschöpflich sind, spricht man von regenerativen Energiequellen. Nach der Kenntnis der Gesetzmäßigkeiten der Natur und dem heutigen Stand der Technik ist es zumindest unwahrscheinlich, dass in Zukunft weitere, bisher noch nicht bekannte Energiequellen gefunden werden.

Im allgemeinen Sprachgebrauch nennt man die in der Natur vorkommenden Energiearten *Primärenergie*, die durch technische Prozesse in anwendungsreife *Sekundärenergie* (z.B. Heizöl, Benzin, Braunkohlenbriketts) und dann nach Bedarf in *Nutzenergie* (z.B. Wärme, elektrischer Strom, mechanische Energie) umgewandelt wird. Die hier aufgeführten Energiequellen sind aber vom Standpunkt ihrer technischen Nutzbarkeit nicht gleichwertig. Es gibt erhebliche Unterschiede bzgl.

- der Zugänglichkeit
- der Ergiebigkeit
- der potentiellen Umweltbeeinflussung

Tabelle 2.1. Vorräte an nicht regenerierbaren Energien in Gt SKE

	Bekannte Vorräte ^a	Zusätzliche Vorräte ^b	Spekulative Vorräte ^c	Statistische Reichweite in Jahren ^d
Kohle	566	3 900	–	240
Erdöl	330	490	260	41
Erdgas	240	400	–	68
Uran ^e	40	45	150	–
Gesamt	1 650	4 660	410	–

^a Mit derzeitigen Mitteln wirtschaftlich förderbare Vorräte, diese Vorräte werden auch als konventionelles Erdöl, Erdgas etc. bezeichnet; zusammengestellt nach [2], [23].

^b Mit großer Wahrscheinlichkeit vorhanden und förderbar.

^c Fundorte nicht genau bekannt, Fördermöglichkeiten offen.

^d Reichweite der bekannten Vorräte bei dem gegenwärtigen Verbrauch.

^e Bei Nutzung in Leichtwasserreaktoren der gegenwärtigen Bauart, ohne Einsatz von Brutreaktoren und ohne Wiederaufbereitung einmal benutzter Brennstäbe.

- der Risiken bei ihrer Gewinnung und Nutzung
- des Energieeinsatzes für ihre Förderung und Aufbereitung
- der Verfügbarkeit der Mittel für ihre Gewinnung und Verwertung

Eine erste Bewertung der genannten Quellen ist in den Tabellen 2.1 und 2.2 gegeben. In Abb. 1.3 ist bereits die Entwicklung des Weltenergieverbrauches nach Energieträgern graphisch dargestellt worden. Bemerkenswert bei dem Vergleich zwischen dem Verbrauch und der Mächtigkeit der Vorräte der fossilen Energieträger ist, dass die Kohle im Weltmaßstab zwar über 80% der mit den derzeitigen technischen Mitteln förderbaren Vorräte stellt, aber nur zu 20% am Verbrauch beteiligt ist.

Als Maß für die Vorrats- und Verbrauchsmengen der einzelnen Energiearten werden üblicherweise die *Steinkohleneinheit* (SKE), die *Rohöleinheit* (OE) und die SI-Einheit *Terawattjahr* (TWa) verwendet. Es gilt die Umrechnung:

$$1 \text{ kgSKE} = 7\,000 \text{ kcal} = 29,308 \text{ MJ} = 8,161 \text{ kWh} = 0,70 \text{ kgOE} \quad (2.1)$$

$$1 \text{ kgOE} = 10\,000 \text{ kcal} = 41,868 \text{ MJ} = 11,63 \text{ kWh} = 1,43 \text{ kgSKE} \quad (2.2)$$

$$1 \text{ TWa} = 10^{12} \text{ W} \cdot 365 \text{ d/a} \cdot 24 \text{ h/d} \cdot 3600 \text{ s/h} = 31,536 \cdot 10^{18} \text{ J} \quad (2.3)$$

Die abstrakte Einheit TWa gewinnt an Anschaulichkeit, wenn man sie in kgSKE ausdrückt; man findet:

$$1 \text{ TWa} = 31,536 \cdot 10^6 \cdot 10^{12} \text{ J} \approx 10^{12} \text{ kg SKE} = 1 \text{ Gt SKE}$$

Kann man die Menge der in der Erdkruste liegenden fossilen Brennstoffe, die noch niemand gesehen hat, überhaupt abschätzen? Für unsere wichtigste

Tabelle 2.2. Bewertung der Möglichkeiten der Energieversorgung

Primärenergie	Ergiebigkeit [TWa]	Risiken/ Nebenwirkungen	Technologische Reife/ Entwicklungspotential
Fossile Brennstoffe	$3 \cdot 10^3$	CO ₂ und andere Emissionen, großer Flächenbedarf	gut entwickelt für Klein- und Großanlagen, Wir- kungsgradverbesserung bei Energieumwandlung möglich
Kernbrennstoffe Uran und Thorium	$2 \cdot 10^4$ ^a $1 \cdot 10^2$ ^b	Emission von Radio- nukliden, Endlagerung von Spaltprodukten, hoher Materialbedarf	Brennstoffzyklus noch nicht geschlossen
Fusion	∞	Endlagerung von aktiviertem Material, Emission von Radio- nukliden, hoher Materialbedarf	zu entwickeln
Sonnenenergie	∞	großer Flächenbedarf, hoher Materialbedarf, lokale Klimabeein- flussung	zu entwickeln für An- wendungen im großen Stil
Geowärme	∞	Lagerung von mine- ralischen Abfällen, Schadstoffemissionen, Bodensenkungen	gut entwickelt
Wasserkraft	Angebot beschränkt	Flächenbedarf, lokale Klimaänderungen	gut entwickelt
Meeresströmungen	Angebot beschränkt	Materialbedarf	gut entwickelt
Windenergie	Angebot beschränkt	großer Flächenbedarf	gut entwickelt für Anlagen bis 4 MW

^a Mit bzw.^b ohne Wiederaufbereitung verbrauchter Brennelemente und Einsatz von Brutreaktoren.

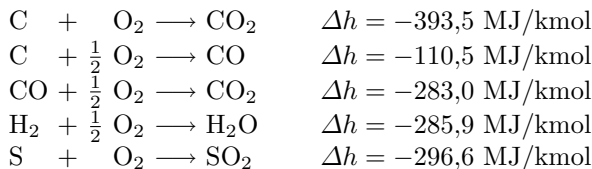
Energiequelle, die Mächtigkeit der Erdölvorkommen, hat der Geologe M. King Hubbert eine Methode zur Abschätzung entwickelt. Er hat gefunden, dass der zeitliche Verlauf der Produktionsmenge einer Ölquelle einer Gaußschen Glockenkurve ähnelt: Nach einer anfänglichen Steigerung fällt nach Überschreiten eines Maximums die Fördermenge stetig ab. Die Produktionsspitze markiert dabei den Zeitpunkt, zu dem die Ölquelle zur Hälfte ausgebeutet ist. Im Verlauf der Nutzung der weltweiten Ölfelder wurde Hubberts These weit-

gehend bestätigt. So hat er z. B. das Fördermaximum der US-amerikanischen Ölquellen Anfang der siebziger Jahre richtig prognostiziert. In [3] wird unter Anwendung von Hubberts Methode die Produktionsspitze der konventionellen Erdölförderung für das Ende dieses Jahrzehnts (2010) prognostiziert; zur Vertiefung vergleiche [5], [7] und die statistischen Jahresberichte der Ölgesellschaften [2].

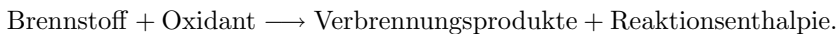
Der größte Teil des Kohlenstoffs auf der Erde ist aber nicht in den fossilen Brennstoffen gebunden, sondern im Kalkstein ($CaCO_3$) und als Kerogen im Schiefer. Als Kerogen bezeichnen die Petrologen die organischen Substanzen, die zwischen den Mineralteilchen in den Sedimenten verstreut sind. Kerogen ist im Prinzip eine Energiequelle. Leider macht der Anteil des Kerogens selten mehr als ein Prozent des Sediments aus, so dass pro Tonne Kerogen 100 Tonnen Gestein abzubauen und 99 Tonnen Asche zu entsorgen wären.

2.1 Fossile Brennstoffe

Fossile Brennstoffe sind Produkte der Umwandlung urweltlicher pflanzlicher und tierischer Organismen und finden sich in der Natur als Kohlen, Erdöl und Erdgas, die mit dem Sauerstoff der Luft exotherm reagieren. Neben den Kohlenwasserstoffen enthalten die in der Natur vorkommenden Brennstoffe noch andere brennbare Elemente, z.B. Wasserstoff, Schwefel und auch inerte Bestandteile, z.B. Stickstoff und Wasser, sowie Metallverbindungen (Aschebildner). Dementsprechend laufen bei der Verbrennung folgende chemische Reaktionen ab:



Diese Verbrennungsvorgänge haben die gemeinsame Form



Man kann sich eine Verbrennungsreaktion so vorstellen, dass die reagierenden Moleküle vollständig in Atome zerlegt werden und auf eine neue Art zusammenfinden, um die Produktmoleküle zu bilden. Bei realen Verbrennungsvorgängen laufen eine Vielzahl von Zwischenreaktionen ab; eine Beschreibung der Verbrennung eines Brennstoffes ist deshalb nur modellhaft möglich. Nicht berücksichtigt sind in den obigen Gleichungen Nebenreaktionen, wie z.B. die NO_x -Bildung, die stark von der Reaktionsführung abhängt. Aus den Reaktionsgleichungen kann in elementarer Weise der Sauerstoff- bzw. Luftbedarf einer Verbrennungsreaktion bestimmt werden, vgl. Abschn. 5.1.

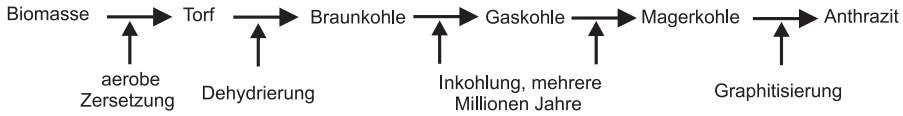


Abbildung 2.1. Schematische Darstellung der Kohlebildung. Ein Prozess, der in geologischen Zeiträumen stattfand.

Der Wert eines Brennstoffes hinsichtlich seiner Verwendung in thermischen Kraftwerken hängt im wesentlichen von der bei seiner Verbrennung freiwerdenden Wärme ab, d.h. von seinem *Heiz-* bzw. *Brennwert*. Heizwert und Brennwert sind Maße für die Wärmeenergie, die frei wird, wenn 1 kg des Brennstoffes mit chemisch nicht gebundenem Sauerstoff verbrannt wird und die Reaktionsprodukte wieder auf die Bezugstemperatur (25°C) abgekühlt werden. Beim Brennwert B , der früher oberer Heizwert genannt wurde, liegt das im Brennstoff enthaltene und bei der Verbrennung gebildete Wasser im flüssigen Zustand vor, beim Heizwert H dagegen im dampfförmigen Zustand. Brennwert und Heizwert unterscheiden sich damit um die Verdampfungswärme des ursprünglich vorhandenen und bei der Verbrennung gebildeten Wassers. Für den Zusammenhang zwischen Heiz- und Brennwert gilt

$$H = B - \mu_W \Delta h_V \text{ [MJ/kg] ,} \quad (2.4)$$

wobei B der Brennwert in MJ/kg, μ_W der auf den eingesetzten Brennstoff bezogene spezifische Wassergehalt (kg Wasser/kg Brennstoff) in den Rauchgasen und $\Delta h_V = 2,4425 \text{ MJ/kg}$ die Verdampfungswärme des Wassers unter Standardumgebungsbedingungen (25°C und 1 bar) sind.

Für die experimentelle Bestimmung des Brenn- und Heizwertes gibt es seit langem genaue Vorschriften, die in der DIN 51 900 „Bestimmung des Brennwertes mit dem Bombenkalorimeter und Berechnung des Heizwertes“ festgelegt sind. Da das Wasser bei 25°C und den bei der Messung vorhandenen Drücken nur in flüssiger Form vorliegt, kann mit dem sogenannten Bombenkalorimeter nur der Brennwert experimentell bestimmt werden; der Heizwert muss berechnet werden.

Bei chemisch reinen Stoffen können Heiz- und Brennwert mit Hilfe der jeweiligen Bildungsenthalpien berechnet werden, die in Tabellenwerken [18] zusammengestellt sind. Dies gilt im Prinzip auch für beliebige Brennstoffe, wenn die einzelnen Komponenten aus der Elementaranalyse bekannt sind. Bei aschehaltigen Brennstoffen ergibt sich dabei aufgrund der chemischen Umwandlung der Mineralstoffanteile ein Fehler, der experimentell zu ermitteln ist.

2.1.1 Kohlen

Der Begriff Kohle umfasst einen weiten Bereich organischer Mineralien von brauner bis schwarzer Farbe, die durch Karbonisierung von Pflanzenresten

(Inkohlung) entstanden sind, vgl. Abb. (2.1). Bei der Beurteilung der Kohle wird zwischen *Rohkohle* und der *wasser- und aschefreien Substanz* (waf) unterschieden.

Die Rohkohle enthält brennbare und unbrennbare Bestandteile. Letztere sind Asche, Wasser und nicht brennbare Gase wie Stickstoff und Kohlendioxid.

Die wasser- und aschefreie Substanz enthält nur das Brennbare der *festen* und *flüchtigen Bestandteile*.

Flüchtige Bestandteile sind diejenigen Anteile der organischen Brennstoffsubstanz, die beim Erhitzen auf 900°C entweichen. Diese Anteile beeinflussen in hohem Maße das Zünd- und Brennverhalten und sind bestimmend für Prinzip und Dimensionierung einer Feuerung.

Der Gehalt an Asche wird als Maß für die im Brennstoff enthaltenen Mineralstoffe benutzt; er ist aber nicht mit dem Mineralstoffgehalt identisch, da die Asche nur der Verbrennungsrückstand der Kohle bei der Veraschungstemperatur ist. Die Kenntnis der Aschezusammensetzung und des Ascheschmelzverhaltens ist wichtig für die Beurteilung der Gefahr von Verschlackungen und Staubablagerungen beim Betrieb einer Feuerungsanlage.

Die Zusammensetzung einer Kohle wird durch die *Immediatanalyse* und die *Elementaranalyse* charakterisiert. Die Immediat- oder Kurzanalyse bezieht sich auf die Rohkohle; angegeben werden:

- Aschegehalt γ_A
- Wassergehalt $\gamma_{\text{H}_2\text{O}}$
- Flüchtige Bestandteile γ_{Fl}
- Brennwert B
- Heizwert H

Die Elementaranalyse bezieht sich auf die wasser- und aschefreie Substanz. Es werden die Massenanteile γ in kg/kg für folgende Elemente angegeben:

- Kohlenstoff γ_C
- Wasserstoff γ_H
- Sauerstoff γ_O
- Stickstoff γ_N
- Schwefel γ_S

Stein- und Braunkohlen sind die wichtigsten festen Brennstoffe für Kraftwerke. Die veredelten Brennstoffe wie Briketts und Koks spielen daneben nur eine untergeordnete Rolle. Zur rohstofflichen Kennzeichnung insbesondere der Steinkohlen wird die Kohlenpetrographie und die Kohlenmikroskopie herangezogen. Wie ein anorganisches Mineral besteht auch die Steinkohle aus mineralogischen Komponenten. Die mit bloßem Auge sichtbaren Strukturen werden als Streifenarten oder Lithotypen bezeichnet; nach dem Erscheinungsbild der Kohle an der Abbaufont eines Flözes als Glanz-, Matt- und Faserkohle wurden unterschiedliche Lithotypen bzw. Streifenarten festgelegt. Bei der

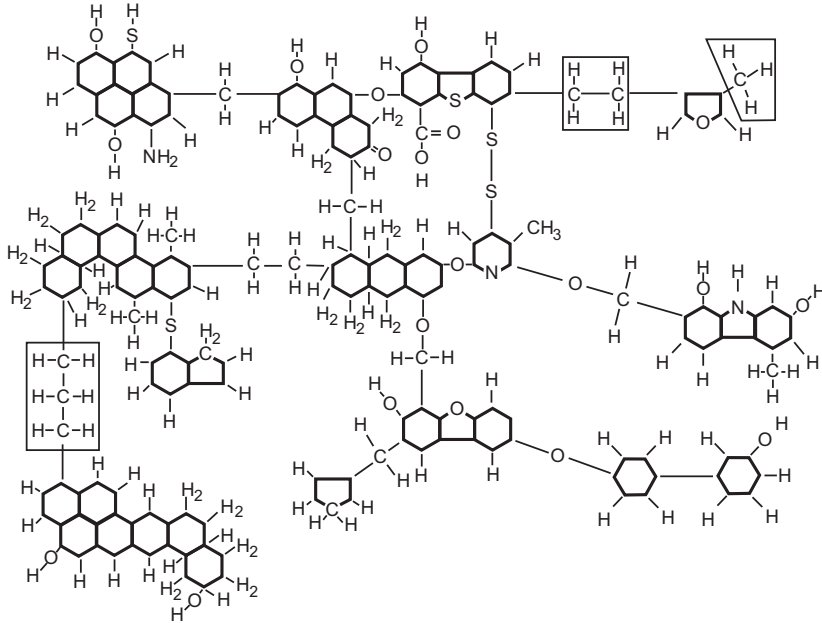


Abbildung 2.2. Modell der molekularen Struktur von Braunkohle

mikroskopischen Untersuchung erkennt man für jede Streifenart typische Vergesellschaftungen von Gefügebestandteilen, die Mazerale genannt werden. In einigen typischen Vergesellschaftungen sind die Mazerale in fast allen Steinkohlen anzutreffen. Durch die Auswertung von Erfahrungen wurde gefunden, dass eine Korrelation zwischen dem Aufbau der Kohle aus den verschiedenen Mazeralvergesellschaftungen und den technologischen Eigenschaften besteht. Die petrographische Untersuchung liefert dabei nicht nur Hinweise für die Aufbereitung, sondern auch für die thermische Veredelung durch Vergasung und Verkokung [28].

Zur weiteren Eingrenzung der technologischen Eigenschaften der Kohlen wird an der Entwicklung quantitativer Methoden zur Strukturuntersuchung gearbeitet [29]. Ziel ist es, Modelle für die organische Feinstruktur zu finden. Als Beispiel für ein Ergebnis ist in Abb. (2.2) ein Modell eines Kohlemoleküls dargestellt.

Braunkohle enthält im Vergleich zur älteren Steinkohle mehr flüchtige Bestandteile und wegen ihrer Porosität auch wesentlich mehr Wasser. Nach der Struktur unterscheidet man folgende Arten:

- *Lignit* ist von faseriger Beschaffenheit ohne Struktur
- *Weichbraunkohle* mit deutlicher Holzstruktur
- *Hartbraunkohle*, Holzstruktur ist mit bloßem Auge nicht mehr erkennbar
- *Glanzbraunkohle*, eine Übergangsstufe zur Steinkohle, wird z.B. in Schwandorf, Bayern gefunden und dort als *Pechkohle* bezeichnet

Im Unterschied zur Steinkohle wird Braunkohle fast ausschließlich im Tagebau gewonnen.

In Anlehnung an die amerikanische Terminologie wird oft auch vom *fixierten Kohlenstoff* gesprochen (fixed carbon), der gemäß

$$C = 100 \left(1 - \gamma_A - \gamma_{H_2O} - \gamma_{Fl} \right) [\%] \quad (2.5)$$

definiert ist. Der fixierte Kohlenstoff ist nur eine Rechengröße, der tatsächliche Kohlenstoffgehalt ist um die C-Anteile in den Flüchtigen höher.

Aus den Analysen ergeben sich schließlich die Massenanteile der Brennstoffkomponenten γ_i in kg pro kg Brennstoff, die in der Summe 1 ergeben:

$$\gamma_C + \gamma_H + \gamma_S + \gamma_O + \gamma_N + \gamma_{H_2O} + \gamma_A = 1. \quad (2.6)$$

Mit den eingeführten Bezeichnungen für die Massenanteile der Brennstoffkomponenten kann der spezifische Wassergehalt der Rauchgase bei vollständiger Verbrennung sofort berechnet werden gemäß

$$\mu_W = 8,9365 \gamma_H + \gamma_{H_2O}. \quad (2.7)$$

Damit folgt für den Zusammenhang zwischen Heizwert und Brennwert:

$$H = B - 2,4425 \left(8,9365 \gamma_H + \gamma_{H_2O} \right) [\text{MJ/kg}]. \quad (2.8)$$

In der Literatur sind Formeln bekannt, mit denen der Heizwert einer Rohkohle näherungsweise aus der Elementaranalyse berechnet werden kann. Öfter angewandt wird die *Verbandsformel*, auf die sich 1912 eine vom VDI und dem Internationalen Verband der Dampfkesselüberwachungsvereine eingesetzte Kommission geeinigt hat. Sie lautet

$$H = 33,9 \gamma_C + 10,5 \gamma_S + 117,2 \left(\gamma_H - \frac{\gamma_O}{8} \right) - 2,44 \gamma_{H_2O} [\text{MJ/kg}]. \quad (2.9)$$

Der Term $117,2 (\gamma_H - \gamma_O/8)$ gibt einen Hinweis auf die Genauigkeit der Formel. Offensichtlich ist man bei ihrer Herleitung von der Vorstellung ausgegangen, dass Sauerstoff und Wasserstoff als H_2O gebunden sind.

2.1.1.1 Klassifizierung, Eigenschaften

Für die Einteilung der Kohlen wurden Klassifikationssysteme und Normen geschaffen, die teilweise auf internationalen Vereinbarungen beruhen, man vgl. hierzu DIN 23 003. Für die technologische Beurteilung der Kohlen spielen die Kenntnis des Anteils an Flüchtigen, das bei der Verbrennung entstehende charakteristische Flammenbild, die Zündeigenschaften und der Aschegehalt eine Rolle. Eine Einteilung gemäß dieser Eigenschaften ist in Tabelle 2.3 gegeben. In Tabelle 2.4 sind Beispiele für die Zusammensetzung typischer deutscher Kohlen gegeben; neben den Analysewerten ist dabei noch der Heizwert aufgeführt. Ergänzend dazu sind in Tabelle 2.5 zur Orientierung die

Tabelle 2.3. Einteilung der Kohlearten

Bezeichnung	Flüchtige [%]	Flammenbild	Zündeigenschaft	Heizwert [MJ/kg]
Anthrazit	4–10	kurz, nicht leuchtend	schwer zündend	30,0–31,4
Magerkohle	10–14	kurz, nicht leuchtend	schwer zündend	27,8–32,3
Esskohle	14–19	kurz, wenig leuchtend	besser zündend	28,5–29,3
Fettkohle	20–28	leuchtend	gut zündend	25,4–31,2
Gaskohle	29–35	lang, hell leuchtend	leicht zündend	26,2–29,0
Gasflammkohle	36–40	lang, leuchtend	leicht zündend	26,3–28,9
Glanzbraunkohle	40–50	lang, mäßig leuchtend	leicht zündend	15,0–22,6
Braunkohle	50–60	lang, matt leuchtend	sehr leicht zündend	3,6–10,5

Hauptbestandteile von Steinkohlen- und Braunkohlenaschen angegeben. Dabei gibt es allerdings je nach Provenienz und Aufbereitung der Kohlen erhebliche Unterschiede. Kohlen, deren Aschen mehr als 2% Na_2O enthalten, werden als Salzkohlen bezeichnet. Die mit der Kohle zugeführte Asche ist unerwünscht, denn sie stellt einen Ballast dar, der die notwendige Kapazität der Kohlenlager, der Transporteinrichtungen, der Mühlen, der Feuerungsanlage und der Entaschungseinrichtung vergrößert. Durch die mit dem Brennstoff in eine Feuerungsanlage eingebrachte Asche kommt es zudem zu Schlackenablagerungen in den Feuerräumen und Verschmutzungen der Konvektionsheizflächen durch Ablagerungen. Umfangreiche Erfahrungen darüber wurden in der Aschen- und Schlackenkunde gesammelt, vgl. [11], [12] und [27].

Eine für die Verarbeitung einer Kohle wichtige Eigenschaft ist ihre *Mahlbarkeit*, deren Kenntnis für die Dimensionierung der Kohlemühlen notwendig ist. Die Mahlbarkeit ist von verschiedenen Einflussgrößen abhängig, die im Einzelnen nicht vollständig bekannt sind. Sie wird daher mit einer Pro-

Tabelle 2.4. Beispiele für Kohlezusammensetzungen

Bezeichnung	Immediatanalyse [%]				Elementaranalyse ^a [%]				
	H_2O	Asche	Flüchtige ^a	H^b	C	H	O	N	S
Ruhr-Fettkohle	4,5	6,1	27	31,0	86,9	4,8	5,8	1,6	0,9
Ruhr-Anthrazit	4,5	6,0	7,7	31,3	91,8	3,5	2,5	1,4	0,7
Rheinische Braunkohle	60	2,7	55	7,9	67,3	5,0	26,7	0,5	0,5

^a Der Anteil der Flüchtigen und die Elementaranalyse beziehen sich auf die wasser- und aschefreie Substanz.

^b Heizwert in in MJ/kg.

Tabelle 2.5. Bestandteile von Kohleaschen in % (Anhaltswerte)

	Steinkohlen	Braunkohlen
Si ₂ O (Sand)	30 –50	< 50
Al ₂ O	15 –30	< 35
Fe ₂ O	2 –30	4 –25
CaO	1,5–15	1,5– 3

bemühle nach Hardgrove empirisch ermittelt: Fünzig Gramm lufttrockene Kohle mit einer Körnung von 0,6–1,2 mm werden in die Probemühle eingefüllt und der Mahlkörper mit einem Gewicht belastet. Nach sechzig Umdrehungen des Mahlkörpers wird die zerkleinerte Kohle auf ein Prüfsieb gegeben. Aus dem *Durchgang D* errechnet sich der *Hardgrove-Index* °H zu

$$^{\circ}\text{H} = 13 + 6,93 D . \quad (2.10)$$

Dieser Test liefert nur relative Werte, da die Einstellung der Probemühle mit einer bestimmten Kohle durchgeführt wird, deren Hardgrove-Index gleich 100 gesetzt wird. Der Hardgrove-Index kann daher nur zu Vergleichszwecken herangezogen werden. Bei einem hohen Wert für den Hardgrove-Index ist demnach die Mahlbarkeit der Kohle besser, d.h. der Arbeitsaufwand zum Mahlen der Kohle geringer als bei einem niedrigen. Der tatsächliche Arbeitsaufwand für die Zerkleinerung ist aber weitgehend von der Bauart der Mühlen abhängig.

Kohleverbrauch und Kohleförderung in Deutschland: Im Jahr 2000 wurden $68 \cdot 10^6$ t Steinkohle und $170 \cdot 10^6$ t Braunkohle in deutschen Kraftwerken verfeuert. Während es sich bei der Steinkohle zum überwiegenden Teil um Importkohle handelte, wurde die Braunkohle vollständig im Rheinland und in der Lausitz in Kraftwerksnähe im Tagebau gefördert. Das abzutragende Deckgebirge ist an den tiefsten Stellen der Lagerstätten bis zu 300 m hoch, die Dicke der Flöze beträgt zwischen 7 und 70 m. Es wurden insgesamt ca. $0,85 \cdot 10^9$ m³ Abraum bewegt, um die $170 \cdot 10^6$ t Braunkohle zu gewinnen.

2.1.2 Erdöl

Erdöl wie auch Erdgas findet sich in kleinen und kleinsten Poren von Gesteinen der Erdkruste. Auch wenn eine Lagerstätte erschöpft ist, bleibt das Speichergestein zurück. Es gibt also keine „Ölseen“, die man ausschöpfen oder „Gasblasen“, die man anstecken kann und die dann wie ein Luftballon in sich zusammenfallen. Bezüglich der Reserven wird zwischen konventionellem und nicht-konventionellem Erdöl unterschieden: *Konventionelles Erdöl* ist mehr oder weniger zähflüssig, aber bei Umgebungstemperatur pumpfähig und kann mit Bohrtürmen gefördert werden; unter dem Begriff *nicht-konventionelles Erdöl* sind Schweröle, wie sie z. B. am Orinoco in Venezuela vorkommen,

zusammengefasst. Nicht-konventionelles Erdöl erfordert Förder- und Verarbeitungstechniken, die zur Zeit noch nicht voll entwickelt sind.

Die flüssige Konsistenz des konventionellen Erdöls ist der entscheidende Vorteil im Vergleich zur Kohle. Dadurch werden Transport, Lagerung und Handhabung gegenüber der Kohle wesentlich vereinfacht. In den Kraftwerken kommt als flüssiger Brennstoff hauptsächlich eine Mischung aus den bei der Rohölverarbeitung anfallenden Rückständen zum Einsatz, die als Heizöl S (S steht für schwerflüssig) bezeichnet wird. Chemisch gesehen ist Heizöl S ein komplexes Gemisch. Neben paraffinischen, naphthenischen und aromatischen Kohlenwasserstoffen von teilweise hochmolekularer Struktur sind noch Schwefel-, Stickstoff- und Sauerstoffverbindungen enthalten. Ferner enthalten die Rückstände Metalle, die meist über Schwefel, Stickstoff oder Sauerstoff gebunden sind. Der unangenehmste Bestandteil ist das Vanadiumpentoxid, dessen Schmelzpunkt durch ebenfalls in den Rückständen enthaltene Alkalien noch herabgesetzt wird, so dass bereits in einem Temperaturbereich von ca. 600–640°C mit flüssigen Ablagerungen zu rechnen ist, die zudem auf Stahloberflächen stark korrosiv einwirken.

Die in den Raffinerien aus Erdöl gewonnenen Produkte reichen von den Flüssiggasen Propan und Butan, Grundstoffen für die Petrochemie bis zum zähflüssigen Bitumen. Für die Energiewirtschaft wichtig sind die Qualitäten Heizöl S und Heizöl EL. Heizöl S ist dunkelbraun bis schwarz und bei Raumtemperatur nur wenig fließfähig. Für den Transport und die Verbrennung muss es vorgewärmt werden. Damit kann auch eine für die Zerstäubung in einem Ölbrenner günstige Viskosität, die stark temperaturabhängig ist, eingestellt werden. Die gute Zerstäubung ist eine der wichtigsten Voraussetzungen für eine einwandfreie Verbrennung. Die Mindestanforderungen an Heizöl S sind in DIN 51 603 zusammengestellt. Neben dem schwerflüssigen Produkt wird noch Heizöl EL (EL steht für extra leichtflüssig) eingesetzt, insbesondere für Zündfeuerungen und zur Befeuerung von Gasturbinen. Heizöl EL fällt bei der Destillation von Erdöl im Bereich zwischen 160°C und 400°C an. Es verbrennt bei richtiger Handhabung rückstandsfrei. Der Heizwert beider Produkte kann in guter Näherung aus der Dichte ρ bei 15°C in kg pro Liter und dem Schwefelgehalt S (Massenanteil in %) nach der empirischen Formel

$$H = 52,92 - 11,93 \rho - 0,29 S \text{ [MJ/kg]} \quad (2.11)$$

bestimmt werden. Er beträgt für Heizöl EL im Durchschnitt 42,7 MJ/kg und für Heizöl S 41,1 MJ/kg.

Die in der Öffentlichkeit gezeigte Sorglosigkeit der Energiewirtschaft und der Regierungen hinsichtlich der Versorgung mit Treibstoff in 30 Jahren wird durch die gewaltigen Ressourcen an nicht-konventionellem Erdöl genährt. Diese sind so mächtig, dass sie nur überschlägig bekannt sind. Große Vorkommen sind z. B. die Teersande in Alberta, Kanada, Ölschiefer im Green River Basin in den USA und Schweröle im Mündungsgebiet des Orinoco in Venezuela. Teersand ist ein Gemisch aus Silikaten, Wasser und Kohlenwasserstoffen. Es wird geschätzt, dass allein in den Teersanden der kanadischen Provinz Alberta

unter einer Fläche von 140.000 km² genau so viel oder gar mehr Öl vorhanden ist, als in ganz Saudi Arabien, vgl. [23], [10]. Das Öl aus den Teersanden ist ein Gemisch schwerer Kohlenwasserstoffe, das die Sandkörner, noch getrennt durch eine Wasserhaut, in Form eines dünnen Films umgibt. Das Problem besteht darin, das äußerst zähe Öl vom Sand zu trennen und für die weitere Verarbeitung aufzubereiten. Der Teersand, der ca. 5 bis 20% Kohlenwasserstoffe enthält, wird im Tagebau mit Baggern gefördert. Gegenwärtig werden in Alberta pro Jahr ca 200 Millionen Tonnen abgebaut, aus denen ca. 36 Millionen t Rohöl extrahiert werden. Zum Vergleich: Der Ölverbrauch der USA liegt bei 20 Mill. Barrel pro Tag, was ca. 3,1 Millionen t pro Tag entspricht. Die Ausdehnung einer Teersandgrube mit der Förderkapazität von 50 Millionen Tonnen Teersand pro Jahr ist von der Größenordnung eines großen Braunkohle-Tagebaus im Rheinland. Von daher ist nur schwer vorstellbar, dass die Kapazität dieser Gruben um den Faktor 30 erhöht werden kann.

Ölschiefer ist ein Gestein, welches Bitumen und andere hochmolekulare Kohlenwasserstoffe enthält. Der Anteil der organischen Substanz liegt je nach Vorkommen bei bis zu 30% und der Heizwert beträgt bis zu 8 MJ/kg. Obwohl aus dem Ölschiefer Mineralöl extrahiert werden kann, erfolgt die Nutzung zweckmäßigerweise durch Verbrennung in Wirbelschichtöfen.

2.1.3 Erdgas

Erdgas besteht zum überwiegenden Teil aus Methan. In geringeren Mengen sind auch Paraffine bis zum C₅H₁₂ und als saure Komponenten Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff enthalten. CO₂ ist als Ballast anzusehen, der den Heizwert herabsetzt. H₂S dagegen führt bei den im Erdgasbetrieb üblichen hohen Drücken zu Korrosion. Die sauren Bestandteile werden vor der Weiterleitung der Gase durch geeignete Waschprozesse entfernt.

Erdgas lagert vielfach zusammen mit Erdöl. Es wirkt dann als Druckreservoir, welches das Erdöl aus der Lagerstätte drückt. Erdgas wurde noch vor der ersten Ölkrise 1972 vielfach als lästige Nebenerscheinung der Ölförderung angesehen und häufig an der Fundstelle abgefackelt. Erst nach dem Ausbau der großen Pipeline-Verteilungssysteme und der Entwicklung der Techniken zur Verflüssigung an der Fundstelle sowie des Transportes des Flüssigerdgases mit großen Tankern wurde es für die Nutzung allgemein zugänglich. Es ist danach innerhalb von nur zehn Jahren weltweit nach Heizöl und Kohle zum dritt wichtigsten Energieträger geworden. Der besondere Vorteil ist die einfache Handhabung und die saubere und schadgasarme Verbrennung. In den Kraftwerken kommt Erdgas für die Befeuerung von Gasturbinen zum Einsatz und wird ferner für das Zünden und Stützen von Kohleflammen verwendet. Der Heizwert kann aus der Molekularanalyse ermittelt werden; es gilt:

$$H = 126,45 \gamma_{\text{CO}} + 107,35 \gamma_{\text{H}_2} + 358,0 \gamma_{\text{CH}_4} + 595,4 \gamma_{\text{C}_n\text{H}_m} \quad [\text{kJ/m}^3]; \quad (2.12)$$

die Gasbestandteile sind in Volumenprozent einzusetzen.

Wie beim Erdöl gibt es auch beim Erdgas nicht-konventionelle Vorkommen,

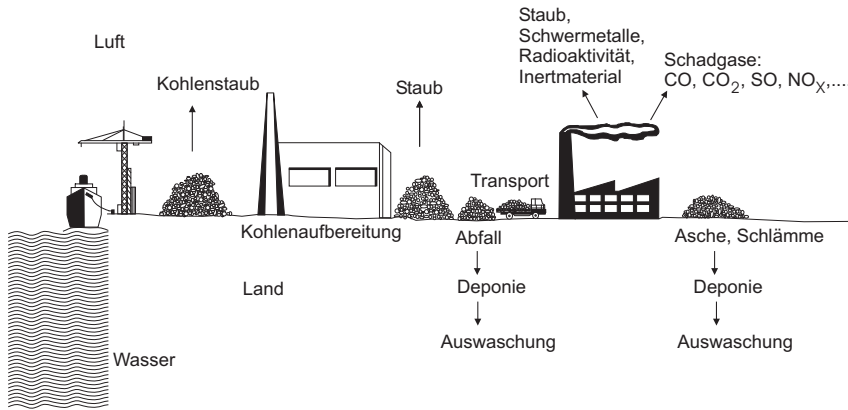


Abbildung 2.3. Mögliche Emissionen bei den verschiedenen Stufen der Kohleverarbeitung

die nicht mit den herkömmlichen Fördertechniken gewonnen werden können. Die mächtigste Ressource sind die Methanhydrate. Gashydrate sind feste, eisähnliche Gebilde aus Gas und Wasser, die in großen Mengen am Meeresboden und unter hohem Druck und niedrigen Temperaturen in den Permafrostböden Sibiriens und Alaskas vorkommen. Bisher vorliegende Untersuchungsergebnisse sprechen dafür, dass weltweit mehr Kohlenstoff in Gashydraten gebunden ist als in den bekannten Lagerstätten der anderen fossilen Brennstoffe zusammen [9]. Inwieweit die Vorkommen wirtschaftlich nutzbar sind, ist allerdings noch unklar. Seit dem Jahr 2000 ist das im MacKenzie-River Delta in Nordamerika gelegene Mallik-Field Testgebiet zur Entwicklung von Fördertechniken geworden. Das Methan liegt dort in mehreren Reservoirhorizonten in hydratisierter Form vor. Das Erschließen der Gashydratvorkommen könnte die Ressourcensituation für fossile Brennstoffe gravierend verändern.

2.1.4 Umweltbelastung durch die Nutzung fossiler Brennstoffe

Das drängendste Problem der heutigen Kraftwerksindustrie ist nicht der Mangel an Energieträgern, sondern die nur mit erheblichem Aufwand zu lösende Aufgabe der Vermeidung von Umweltbelastungen. Diese Frage ist eng mit den *Technikfolgen* verbunden, vgl. [4]. Bei der Nutzung fossiler Brennstoffe entstehen Umweltbelastungen durch: Schadgase, Staub und Abwasser.

Abb. 2.3 zeigt schematisch die möglichen Emissionen¹ bei den einzelnen Stufen der Kohleverarbeitung. Die schwerwiegendsten Belastungen ergeben sich zweifellos durch die Emissionen von Schadgas und Staub. Die Schadstoffe erreichen den Menschen direkt über die Atemluft, das Trinkwasser und die Nah-

¹ Unter Emission versteht man den Austrag von Störfaktoren in die Umwelt.

rung, können aber auch indirekt nachteilige Wirkungen haben. Zur Verminderung der resultierenden Belastungen wurden insbesondere seit 1970 große Anstrengungen unternommen, so dass heute der Immissionsanteil ² auch in einer Gegend mit einer relativ hohen Dichte an Kohlekraftwerken (Ruhrgebiet) mit 14% weit geringer ist als der entsprechende Anteil der Haushalte (23%) und der Industrie (60%).

Um Maximalwerte für Emissionen festzuschreiben, hat der Gesetzgeber eine Reihe von Gesetzen, Verordnungen und Erlassen geschaffen. Bei mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Kraftwerken finden insbesondere das „Bundes-Immissions-Schutz-Gesetz“ (BImSchG), in dem auch die „Verordnung über die Großfeuerungsanlagen“ enthalten ist, und die „Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft“ (TA-Luft) Anwendung. In diesen sind Grenzwerte festgelegt, die beim Betrieb bestehender und der Planung neuer Anlagen zwingend einzuhalten sind. Die Emissionsgrenzwerte, die bei Feuerungsanlagen für Großkraftwerke einzuhalten sind, sind auszugsweise in Tabelle 2.6 zusammengestellt. Das Bundes-Immissions-Schutz-Gesetz wurde 1974 in Kraft gesetzt, die darin enthaltenen Emissions-Grenzwerte werden seitdem durch Erlass von Verordnungen fortlaufend dem Stand der Technik angepasst.

Tabelle 2.6. Grenzwerte für die Emission von Schadgasen aus Großfeuerungsanlagen in mg/m³ ^a

Emissionen	feste Brennstoffe	flüssige Brennstoffe	Erdgas
Staub	50	50	5
Schwermetalle	0,5	2	0
SO ₂ ^b	400 ^c	400 ^c	35
NO _x ^d	800 (200) ^e 1 800 ^f	450 (150) ^e	350 (100) ^e
CO	250	175	100
HCl	100	30	—
HF	15	5	—

^a Auszug aus der Verordnung über Großfeuerungsanlagen, Ausgabe vom 20.07.2004.

^b In mg/m³_N Rauchgas, bezogen auf einen Sauerstoffgehalt von 6% (7% bei Schmelzfeuerung) in Anlagen mit einer Leistung von mehr als 300 MW.

^c 85% Minderung.

^d Als NO₂ gerechnet.

^e Laut Beschluss der Umweltministerkonferenz vom 5.4.1984.

^f Bei Schmelzfeuerung.

² Immission ist der Eintrag eines Stoffs in ein System. Der Begriff wird hauptsächlich im Bereich des Umweltschutzes benutzt und bedeutet hier den Eintrag von Schadgasen in die Umwelt.

2.1.4.1 Emission von Schadgasen

Unter Schadgasen versteht man im wesentlichen die bei der Verbrennung gebildeten Schwefel- und Stickstoffoxide. Aus dem bei der Verbrennung des im Brennstoff enthaltenen Schwefels entstehenden SO_2 bildet sich durch Oxidation SO_3 , das zusammen mit Wasser H_2SO_4 bildet. Mit den Niederschlägen gelangt diese Säure in den Boden und die Gewässer.

Stickoxide entstehen bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe aufgrund komplexer Bildungsmechanismen hauptsächlich als NO . In der Atmosphäre oxidiert das NO zu NO_2 , das zusammen mit Wasser HNO_3 bildet. Weiter ist NO_2 ein starkes Atemgift. Bereits bei einer Konzentration von 600 mg/m^3 kann der sofortige Tod eintreten. Die maximal zulässige Konzentration von NO_2 an Arbeitsplätzen beträgt z.Zt. 9 mg/m^3 . Zum Vergleich sei angemerkt, dass im Rauch von Zigaretten durchschnittlich $200\text{--}450 \text{ mg NO}_2/\text{m}^3$ enthalten sind. Beide Schadgase sind neben anderen die Ursache für den sauren Regen, der nachweislich zu erheblichen Umweltschäden geführt hat.

Zur Minderung der gasförmigen Emissionen stehen mehrere technische Möglichkeiten zur Verfügung, die in *primäre* und *sekundäre Maßnahmen* eingeteilt werden können. Als primäre Maßnahmen bezeichnet man alle Verfahren, die entweder durch eine Vorbehandlung des Brennstoffs emissionsmindernd wirken, so z.B.

- die Pyritentfernung bei der Kohleaufbereitung
- die Vergasung bzw. Verflüssigung des Brennstoffs mit anschließender Produktentschwefelung

oder durch Modifikationen der Verbrennungsführung eine Verminderung der Emissionen bewirken:

- Verminderung der NO_x -Produktion durch Absenkung des Luftüberschusses und der Vermeidung von „Temperaturspitzen“ bei der Verbrennung
- Einbindung des SO_2 durch Zugabe von gemahlenem Kalkstein bei Wirbelschicht- und Staubfeuerungen

Die Rauchgasreinigung mit separaten Anlagen bezeichnet man dagegen als Sekundärmaßnahme. Für die Entfernung der Stickoxide hat sich die selektive katalytische Reduktion mit NH_3 durchgesetzt. Zur Minderung des SO_2 verwendet man Rauchgaswäschen

- mit Kalk (Produkt: Gips)
- mit Ammoniak (Produkt: Düngemittel)
- oder regenerative Verfahren (Produkte: Elementarschwefel und Schwefelsäure)

Eine mineralische Entschwefelung mittels mechanischer Verfahren ist nur bei Steinkohlen möglich. Je nach Anteil des anorganisch in der Form von Pyrit (FeS_2) gebundenen Schwefels können dabei etwa $30\text{--}70\%$ des Gesamtschwefels entfernt werden. Bei der Kohleumwandlung durch Vergasung kann das Produktgas durch eine Gaswäsche entschwefelt werden. Die Kohlevergasung ist

allerdings aufwendig und wird aus wirtschaftlichen Gründen bisher nur selten für Kraftwerke angewandt. Die Zugabe von Kalk in den Feuerraum führt nur bei Wirbelschichtfeuerungen zu einer ausreichenden SO_2 -Reduzierung.

2.1.4.2 Staubemission

Die Gefahr von Staubemissionen besteht bereits beim Umschlag und bei der Lagerung von Feststoffen. Dem kann begegnet werden, indem der Feststoff bei offener Handhabung z.B. befeuchtet und für die Lagerung kompaktiert wird. Bei kleineren Anlagen ist es auch möglich, die Lagerung in Bunkern und den Transport mit gekapselten Systemen vorzunehmen. Die größeren Probleme bzgl. der Staubemissionen entstehen aber durch die bei der Verbrennung freierwerdende Asche. Dabei unterscheidet man zwischen Schlacke, das ist derjenige Ascheanteil, der ohne besondere Maßnahmen allein durch die Schwerkraft abgeschieden wird, und dem Flugstaub, der von den Rauchgasen mitgenommen wird. Für die Rückhaltung des Flugstaubes stehen großtechnisch erprobte Tuch- und Elektrofilter zur Verfügung, mit denen die Grenzwerte (30 mg/m^3 Rauchgas im Normalzustand) sicher einzuhalten sind, vgl. [26] und [25]. Erprobte Verfahren zur Rauchgasentstaubung werden im Abschn. 11.1.2 dargestellt.

Kohlen enthalten natürliche Radionuklide, z.B. liegt der Uran- bzw. Thoriumgehalt bei der rheinischen Braunkohle bei $1,2 \text{ mg/kg}$ bzw. $2,5 \text{ mg/kg}$. Bei Saarkohle liegt der Summengehalt bei 5 mg/kg . Der größere Anteil davon wird in den Staubfiltern abgeschieden. Nach bekannten Ergebnissen liegt der Uran- und Thoriumgehalt der Kraftwerksaschen bei den Durchschnittswerten für Tongesteine (ca. 10 mg/kg).

Vergleicht man die Strahlenbelastung durch die radioaktiven Emissionen der Kohlekraftwerke bei der derzeitigen Stromerzeugung mit der durch die natürliche Strahlenexposition verursachten, erkennt man, dass deren Anteil bei 0,02 bis 0,6% liegt. Dieser Wert ist auch klein gegenüber örtlichen und individuellen Streuungen der natürlichen Strahlenexposition. Nachteilige Auswirkungen auf die Biosphäre können daher ausgeschlossen werden.

Bei Saarkohle, die einen Heizwert von ca. 33 MJ/kg hat, beträgt der Anteil an Uran und Thorium $0,005 \text{ kg/t}$. Diese Mengen an Uran und Thorium könnten in einem Brutreaktor in die leicht spaltbaren Isotope $^{239}_{94}\text{Pu}$ bzw. $^{233}_{92}\text{U}$ umgewandelt werden. Durch Kernspaltung von einem Kilogramm dieser Stoffe wird eine Energiemenge von jeweils 86 TJ freigesetzt. Bei den $0,005 \text{ kg}$ Uran und Thorium, die im Durchschnitt aus einer Tonne der genannten Kohle extrahiert werden könnten, wären das $0,43 \cdot 10^{12} \text{ J}$. Diese Energiemenge ist etwa 13 mal größer als der Heizwert. Es erscheint paradox, dass wir bei der Nutzung von Kohle nur den kleineren Anteil an Energie verwerten, vgl. [14].

Beispiel 2.1. Nach Tabelle 2.1 entspricht der Vorrat der bekannten und mit derzeitigen Mitteln förderbaren fossilen Energierohstoffe dem Äquivalent von 1610

Gt SKE. Die Menge der zusätzlichen Vorräte, die mit großer Wahrscheinlichkeit vorhanden und förderbar sind, beträgt 4615 Gt SKE. Wir nehmen an, dass die bekannten Vorräte vollständig und die zusätzlichen Vorräte zur Hälfte nutzbar gemacht werden können. Damit steht ein Gesamtvorrat von $M(t_{\text{Ende}}) = 3917$ Gt SKE zur Verfügung, der zur Zeit der Erschöpfung der fossilen Brennstoffe t_{Ende} vollständig verbraucht sein wird.

1. Wie viele Jahre reicht dieser Vorrat, um den gesamten gegenwärtigen Energieverbrauch von $\dot{M}(t_0 = 2006) = 16$ (Gt SKE)/a zu decken?
2. Wie lange reichen die Vorräte, wenn der Verbrauch künftig stetig um $n = 0,02 \text{ a}^{-1}$ (=2% pro Jahr) wächst?

Lösung:

1. Reichweite $t_{\text{konst 1}}$ bei konstantem Verbrauch wie im Jahr 2006:

$$\Delta t_{\text{Ende 1}} = t_{\text{konst 1}} - t_0 = \frac{M(t_{\text{Ende}}) - M(t_0)}{\dot{M}(2006)} = \frac{3917 \text{ Gt SKE}}{16 \text{ (Gt SKE)/a}} = 244,8 \text{ a}$$

2. Reichweite bei einer Zunahme des Verbrauchs von $n = 0,02$

Es gilt:

$$\dot{M}(t) = \dot{M}(t_0)e^{nt}$$

Für die ab 2007 konsumierte Energiemenge folgt:

$$\begin{aligned} M(t_{\text{Ende}}) - M(t_0) &= \dot{M}(t_0) \int_0^{\Delta t_{\text{Ende 2}}} e^{nt} dt = \\ &= \dot{M}(t_0) \frac{1}{n} [e^{n \Delta t_{\text{Ende 2}}} - 1] \\ n \left(\frac{M(t_{\text{Ende}}) - M(t_0)}{\dot{M}(t_0)} + 1 \right) &= n(t_{\text{konst 1}} - 1) = e^{n \Delta t_{\text{Ende 2}}} \\ \Delta t_{\text{Ende 2}} &= \frac{1}{n} \ln(n t_{\text{konst}} + 1) = \frac{1}{0,02 \text{ a}^{-1}} \ln((0,02 \text{ a}^{-1})244,8 \text{ a} + 1) \\ \Delta t_{\text{Ende 2}} &\approx 88,7 \text{ a} \end{aligned}$$

Der Energieverbrauch wäre dann auf $5,8 \cdot M(2006) \approx 92,7$ Gt SKE pro Jahr angestiegen. Bei einer zu erwartenden Weltbevölkerung von 9 Milliarden ergäbe dies einen Pro-Kopf-Verbrauch von 10 t.

Zum Vergleich: der Energieverbrauch pro Kopf im Jahr 2004 betrug in Kanada 12 t SKE, in USA 10,7 t SKE und in Deutschland 5,6 t SKE.

2.2 Nukleare Brennstoffe

Bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe nutzen wir die Bindungsenergie der Elektronen in der Atomhülle. Bei den Kernbrennstoffen machen wir uns dagegen die um einen Faktor 10 größere Bindungsenergie der Nukleonen in den Atomkernen zunutze. In den Kapiteln 16 und 17 wird gezeigt, dass dies auf

zweierlei Arten möglich ist: durch *Kernspaltung* und *Kernfusion*. Während die Kernspaltung gut entwickelt ist und bereits großtechnisch eingesetzt wird, befindet sich die Nutzung der Kernfusion erst in den Anfängen. In diesem Abschnitt wollen wir deshalb nur auf die Brennstoffe für Spaltungsreaktoren eingehen.

Die Erdwärme ist eine spezielle Form der nuklearen Energie schwerer Elemente. Sie entsteht durch den natürlichen radioaktiven Zerfall schwerer Kerne. Dabei wird aber nur ein kleiner Teil der im Kern gespeicherten Energie genutzt. Ein größerer Anteil kann freigesetzt werden, wenn der Kern in zwei etwa gleich große Teile gespalten wird. Die Spaltung schwerer Kerne erfolgt spontan auch in der Natur, allerdings sehr selten. Der Prozess kann aber technisch beliebig beschleunigt werden, wenn man den Kern mit anderen Teilchen beschießt. Man spricht dann von der *kontrollierten Kernspaltung*.

Mögliche auf unserer Erde vorhandene Brennstoffe für die Kernspaltung sind die radioaktiven Schwermetalle Uran und Thorium. Diese Elemente liegen in verschiedenen Isotopen vor. Davon weisen nur die mit einer ungeraden Massenzahl günstige Spalteigenschaften auf, die mit gerader Massenzahl müssen erst in Brutreaktoren konvertiert werden. Man spricht in diesem Zusammenhang von starken und schwachen Kernbrennstoffen, vgl. Abschn. 16.1.

2.2.1 Ressourcen an Kernbrennstoffen

Die genannten Kernbrennstoffe sind in Spuren in jeder Art von Erde und Gestein enthalten. Als Lagerstätten bezeichnet man aber heute nur Vorkommen mit einem Anteil von mehr als ca. 2 kg dieser Metalle pro Tonne Gestein. Aus diesen Vorkommen kann derzeit (1992) Uran mit einem Kostenaufwand von ca. 80 US\$ pro kg extrahiert werden. Lagerstätten sind auf allen Kontinenten zu finden. Große Vorkommen gibt es in Australien ($0,5 \cdot 10^6$ t), Nordamerika ($1 \cdot 10^6$ t) und Südafrika ($0,6 \cdot 10^6$ t). Eine Zusammenstellung der gesicherten und der wahrscheinlichen Reserven gibt Tabelle 2.7 wieder. Die Größe der Reserven kann ermessen werden, wenn man sie mit der pro Jahr abgebauten Menge an Kernbrennstoffen vergleicht. Im Jahr 2000 betrug die Fördermenge an metallischem Uran weltweit ca. 40 000 t; sie dürfte für absehbare Zeit zwischen 40 000 und 45 000 t U/a schwanken. Bei der Bewertung der Ressourcen ist zu berücksichtigen, dass im Natururan nur etwa 0,7% des in unseren Leichtwasserreaktoren verarbeitbaren Isotops $^{235}_{92}\text{U}$ vorkommen. Die anderen 99,3% macht das Isotop $^{238}_{92}\text{U}$ aus, das erst in einem Brutreaktor zu dem ebenfalls durch thermische Neutronen spaltbaren $^{239}_{94}\text{Pu}$ (Plutonium) umgeformt werden muss. Allerdings wird auch in Leichtwasserreaktoren ein Teil des $^{238}_{92}\text{U}$ gespalten bzw. in $^{239}_{94}\text{Pu}$ umgewandelt.

Eine weitere Möglichkeit, die Brennstoffbasis von Kernreaktoren heutiger Bauart zu erweitern, ist mit dem Einsatz von $^{232}_{90}\text{Th}$ (Thorium) gegeben. Dieses lässt sich ähnlich wie das $^{238}_{92}\text{U}$ durch Neutroneneintrag in das leicht spaltbare Uranisotop $^{233}_{92}\text{U}$ umwandeln, vgl. Abschn. 16.3.5. Thorium hat unter den in der Natur vorkommenden Elementen nach Uran und Aktinium die

dritthöchste Ordnungszahl und besteht praktisch nur aus dem Isotop $^{232}_{90}\text{Th}$. Seine nuklearen Eigenschaften entsprechen weitgehend denen des $^{238}_{92}\text{U}$, das es bei Versorgungsschwierigkeiten ersetzen könnte. Die bekannten Vorräte an Thorium entsprechen weitgehend denjenigen an Uran, allerdings sind die Anreicherungen geringer.

Aus 1 kg Uran kann in einem thermischen Reaktor die $2 \cdot 10^4$ -fache Energiemenge gewonnen werden wie aus derselben Menge Steinkohle. Die bekannten Uranvorräte entsprechen damit einem Äquivalent von ca. $4,0 \cdot 10^{10}$ t SKE. Bei der Nutzung in einem Brutreaktor ist die gewinnbare Energiemenge nochmals um den Faktor 50 größer und entspricht dann einem Äquivalent von $2 \cdot 10^{12}$ t SKE.

2.2.2 Brennstoffkreislauf für Leichtwasserreaktoren

Der nukleare Brennstoffkreislauf beginnt mit dem Abbau uranhaltiger Erze und endet mit der Entsorgung radioaktiver Abfallstoffe. Die wichtigsten der auf diesem Wege notwendigen Verfahrensschritte sind in Abb. 2.4 schematisch dargestellt. Die Zusammenstellung macht deutlich, dass der eigentliche Reaktor, in dem die Freisetzung der Kernenergie erfolgt, nur ein Teilsystem im Gesamtprozess der Kernenergienutzung darstellt.

Die im Kraftwerksbereich meist eingesetzten Leichtwasserreaktoren benötigen für ihren Betrieb wegen der relativ hohen Neutronenabsorption des als Moderator und zur Wärmeabfuhr eingesetzten Wassers mit dem Isotop $^{235}_{92}\text{U}$ angereichertes Uran. Im Brennstoffzyklus wird deshalb in einem Teilschritt eine Anreicherung auf etwa 3,5% vorgenommen. Es könnten allerdings auch Reaktoren gebaut werden, die mit Natururan auskommen. Diese Typen haben sich aber als kostspieliger in Bezug auf die Herstellung und den Betrieb erwiesen.

Die Herstellung von Kernbrennstoffen aus Natururan wird heute im kommerziellen Maßstab in vielen Ländern durchgeführt. Offener ist noch der Prozessabschnitt *Wiederaufbereitung*, bei dem in den gebrauchten Brennelementen noch enthaltenes spaltfähiges Material zurückgewonnen werden soll. Obwohl auch hierfür technische Lösungen vorliegen, bestehen kommerzielle Anlagen bisher nur in Frankreich und Großbritannien. In den USA hat man

Tabelle 2.7. Uranreserven in 1 000 t Uranmetall^a

Uranreserven	Gewinnungskosten [US\$/kg]		Insgesamt
	< 80	80–120	
Bekannt	1 425	575	2 000
Zusätzlich	885	305	1 190
Gesamt	2 310	880	3 190

^a Nach [15].

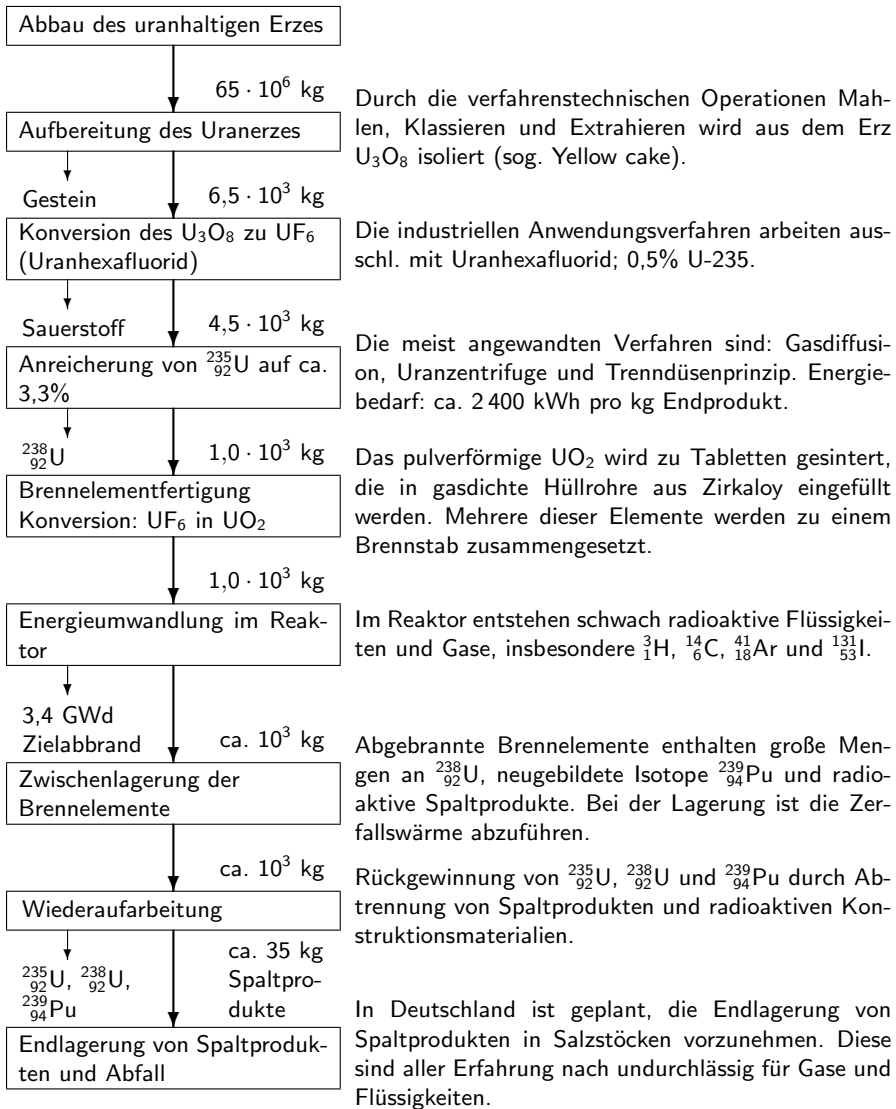


Abbildung 2.4. Brennstoffzyklus für Leichtwasserreaktoren. Die Mengenströme beziehen sich auf 1 000 kg eines auf 3,3% ²³⁵₉₂U angereicherten Kernbrennstoffes. Zum Betrieb eines Kernkraftwerkes mit einer Leistung von 1 300 MW_{el} und einem Anlagenwirkungsgrad von 0,33 sind pro Betriebsjahr (ca. 300 Tage) 50 t Kernbrennstoff erforderlich. In dieser Zeit fallen 1,7 t Spaltprodukte an.

Der abgebrannte Brennstoff enthält bei der Entnahme aus dem Reaktor noch geringe Mengen an U-235, größere Mengen an U-238 und Plutonium (Pu-239) sowie radioaktive Spaltprodukte in fester und gasförmiger Form. Aufgrund der Radioaktivität fällt noch für lange Zeit Nachzerfallswärme an, vgl. Kapitel 16.

den Bau entsprechender Einrichtungen zurückgestellt und ihn in der Bundesrepublik Deutschland aufgegeben. Ein Hauptargument der Gegner solcher *Wiederaufbereitungsanlagen* ist, dass dabei beachtliche Mengen von Material anfallen, insbesondere $^{239}_{94}\text{Pu}$, das auch für die Herstellung von Nuklearbomben verwendet werden könnte. Wenn keine Wiederaufbereitung möglich ist, werden die abgebrannten Brennelemente aus den Reaktoren nach der Zwischenlagerung direkt der Endlagerung zugeführt.

Die Zwischenlagerung von gebrauchten Brennelementen erfolgt zuerst in *Kompaktlagern* innerhalb des Reaktorgebäudes. Dies sind Anlagen, mit denen die Nachzerfallswärme abgeführt werden kann. Diese Zerfallswärme klingt von ca. 20 kW/t unmittelbar nach der Entladung aus dem Reaktor auf etwa 1 kW/t nach 10 Jahren ab; ebenso wird die Radioaktivität des Materials um den Faktor 10 geringer. Die mit einer Handhabung bzw. einer Wiederaufbereitung verbundenen Gefahren werden offensichtlich umso geringer, je länger die Zwischenlagerung gedauert hat.

Abfälle mit geringer Radioaktivität werden bereits routinemäßig endgelagert. Dazu werden sie in stabile und korrosionssichere Behälter eingepackt und entweder in oberflächenahen Erdschichten vergraben oder in der Tiefsee versenkt. Eine Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen wird bisher noch nicht vorgenommen; als sicherste Lösung wird die Lagerung in Salzstöcken bzw. Granitformationen in ca. 1000 m Tiefe angesehen.

2.2.3 Umweltbelastungen durch die Nutzung der Kernenergie

In einem Reaktor eines Kernkraftwerks mit einer elektrischen Leistung von 1300 MW finden pro Sekunde etwa 10^{20} Spaltreaktionen statt. Durch diese Spaltreaktionen werden rund $2 \cdot 10^{20}$ radioaktive Atome erzeugt, die im mittleren Bereich des Periodensystems liegen. Insgesamt wird so im Jahr eine hochradioaktive Spaltproduktmenge von ca. 100 kg erzeugt. Es besteht kein Zweifel, dass diese Stoffe gefährlich für jede Art Leben sind und daher bis zum Abklingen der Radioaktivität auf ein zulässiges Niveau sicher zu lagern sind. Die dafür notwendige Zeitspanne kann als die Zeit abgeschätzt werden, die vergehen muss, bis die Konzentration der α -Strahler in den Spaltprodukten auf die Konzentration von α -Strahlern in natürlichen, nicht besonders geschützten Erzlagern abgenommen hat. Abhängig von der Lagerungsdichte beträgt diese Zeit ca. 10^4 Jahre.

Radioaktive Strahlung wird – ähnlich wie manche chemischen Gifte – von den menschlichen Sinnesorganen nicht registriert. Für ihre Erkennung sind wir vollständig auf physikalische Nachweisgeräte angewiesen. Aus diesem Grunde wird die Radioaktivität innerhalb und außerhalb von kerntechnischen Anlagen auf behördliche Anordnung hin sorgfältig überwacht.

Trotz der Gefahr durch radioaktive Strahlung ist die Kernenergie eine zur technischen Reife entwickelte Alternative zu den fossilen Brennstoffen. Viele Ingenieure und Wissenschaftler glauben, dass es sichere und zuverlässige Techniken zur Behandlung und Lagerung des nuklearen Abfalls gibt. Die Unsicherheit in der Bewertung des Risikos liegt darin begründet, dass es kein Maß

für die Gefährdung gibt, das gleichzeitig objektiven und subjektiven Kriterien genügt. Eine schlüssige Antwort auf diese Frage wird sich erst aus einem Vergleich des Risikos der Kernenergie mit dem Risiko anderer Energiequellen ergeben.

2.3 Geothermie

Als Geothermie bezeichnen wir die in der uns zugänglichen Kruste unserer Erde gespeicherte Wärme. Aus Abb. 1.4 sehen wir, dass der geothermische Wärmestrom im Vergleich zu den von der Sonne kommenden Energieströmen gering ist. Dies heißt allerdings nicht, dass er für die Prozesse auf der Erde unwesentlich wäre: Man denke nur an die Aktivität der Vulkane, die Erdbeben und an die Kontinentaldrift. Seit ihrem Bestehen gibt die Erde Wärme in das Weltall ab und trotzdem ist ihr Energievorrat längst noch nicht erschöpft. Woher nimmt nun die Erde diesen Energiestrom? Die Antwort auf diese Frage ergibt sich aus der Entstehung unserer Erde. Nach einer früheren Theorie entstanden die Planeten aus der Materie der Sonne. Man vermutete, dass einst ein großer Stern nahe an der Sonne vorbeizog und eine starke Störung ihres Gravitationsfeldes bewirkte. Dadurch entstand ein riesiger Flutberg in der flüssigen Materie der Sonne. Die Anziehungskraft des vorbeifliegenden Sternes war so groß, dass die Spitze des Flutberges sich ablöste und aus dem Tropfen ein Planet entstand. Diese Theorie wird heute für unwahrscheinlich gehalten, denn die Substanzen, die wir auf der Erde finden (Eisen, Kalzium, Silizium, Aluminium usw.), kommen in der Materie der Sonne fast nicht vor.

Nach neueren Theorien nimmt man an, dass die Sonne kurze Zeit nach ihrer Entstehung einer interstellaren Staubwolke begegnete. Ein Teil dieser Wolke wurde von der Sonne eingefangen und bildete einen Ring, der um sie kreiste. Durch zufällige Kollisionen bildeten sich innerhalb des Ringes größere Ansammlungen von Materie, die durch die Gravitationskraft schließlich zu den Planeten unseres Sonnensystems zusammengefügt wurden. Die Erde hat eine Masse von ca. $6 \cdot 10^{24}$ kg. Bei der Verdichtung im Gravitationsfeld entstanden im Zentrum hohe Drücke und Temperaturen von ca. 2000 K. Hätte der Erde aber nur diese Energie zur Verfügung gestanden, wäre sie durch die Wärmeabstrahlung in den Weltraum längst erkaltet. Man nimmt deshalb an, dass es sich bei der Materie, aus der die Erde und die anderen Planeten gebildet wurden, um Überreste einer Supernova handelt. Solche Materie besteht zu einem großen Teil aus Radioisotopen, die durch radioaktiven Zerfall unter Energieabgabe schließlich in stabile Elemente umgewandelt werden, vgl. auch Abschn. 16.1. Der durch den radioaktiven Zerfall freigesetzte Energiestrom war zur Zeit der Entstehung der Erde um ein Vielfaches größer als heute. Viele der kurzlebigen Isotope wie z.B. $^{26}_{13}\text{Al}$ existierten noch und trugen einen Großteil des Energiestroms. Als Konsequenz nahm die Temperatur der Erde stark zu; ihr Kern wurde flüssig und ihr Radius verkleinerte sich um etwa 100 km. Dadurch kam es zu extremen Verschiebungen und Faltungen in der Erdkruste, was schließlich zur Formierung der Gebirgsketten führte. Infolge der

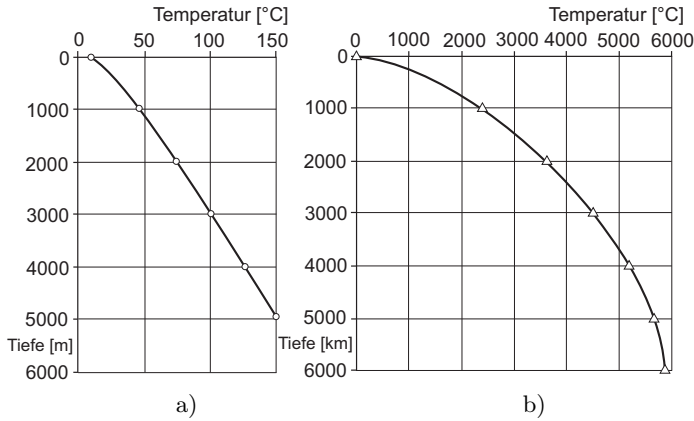


Abbildung 2.5. Mittlerer Temperaturverlauf als Funktion der Tiefe: a) gemessene, b) berechnete Werte

Wärmeabstrahlung in den Weltraum ist die Temperatur an der Oberfläche geringer als im Kern. Der bis in eine Tiefe von etwa 10 km gemessene und für größere Tiefen modellhaft berechnete Temperaturverlauf ist in Abb. 2.5 dargestellt. Durch den radioaktiven Zerfall der die Erde konstituierenden Elemente wurde ein gigantischer Wärmespeicher aufgebaut, dessen Kapazität auf ca. 10^{31} J geschätzt wird. Er könnte den derzeitigen Energiebedarf von ca. 10^{17} J pro Jahr für alle Zukunft tragen. Der Energiestrom, den die Erde in den Weltraum abgibt, beträgt $3,0 \cdot 10^{12}$ W; dies entspricht einem mittleren Fluss von $6,6 \cdot 10^{-2}$ W/m². Dieser Energiestrom wird auch heute noch zu ca. 80% durch den Zerfall radioaktiver Isotope getragen und nur zu 20% durch Abgabe von Wärme aus dem Inneren. Aus Abb. 2.5 ist zu erkennen, dass i.allg. erst in einer Tiefe von über 5 km ausreichend hohe Temperaturen für eine Nutzung vorliegen. Allerdings ist die Erdkruste nicht gleichförmig; es bestehen vielmehr zahlreiche Anomalien.

Die Kruste der Erde ist in etwa ein Dutzend starrer Platten unterteilt, die auf dem viskoplastischen Erdmantel schwimmen. Die Platten bewegen sich unaufhörlich, sie verschieben sich und stoßen gegeneinander oder entfernen sich voneinander. So kommt es zur bekannten Kontinentaldrift, durch die ganze Gebirgsketten angehoben und andere abgesenkt werden. Die Kräfte, welche die tektonischen Platten bewegen, sind so gewaltig, dass Höhenunterschiede zwischen Land und Tiefsee keine Rolle spielen. So gehört z.B. Südkalifornien zur Pazifischen Platte und driftet mit ihr nordwestlich auf Sibirien zu, während Ostkalifornien zur Nordamerikanischen Platte gehört, die sich nach Südosten bewegt. Entlang der Plattengrenzen findet man Erdbebenherde. Dort, wo die Platten auseinanderdriften, entstehen Risse, die durch aus dem Erdinnern nachquellendes Magma gefüllt werden. In diesen Gebieten beträgt der Temperaturgradient 80–100°C/km und man findet Gesteinsfor-

mationen mit 300–500°C bereits in 5 km Tiefe.

Die Nutzung der Erdwärme ist besonders im Bereich geothermischer Anomalien attraktiv, wo Heißdampf- und Heißwasserreservoirs nahe an der Erdoberfläche liegen. Nassdampf und Heißwasser enthalten dabei merkliche Mengen an gelösten Salzen und auch an H_2S und NH_3 , so dass es notwendig ist, diese Bestandteile abzuscheiden oder einen Wärmeaustauscher zwischenschalten, vgl. das Schema in Abb. 2.6.

Mit neueren Konzepten versucht man, heißen Felsschichten Wärme zu entziehen. Dazu wird beim sog. „Hot-Dry-Rock“-Verfahren über ein Bohrloch Wasser in Tiefen von einigen Kilometern eingebracht[1]. Dieses wird vom trockenen, heißen Gestein aufgeheizt und als Dampf über eine weitere Bohrung wieder nach oben geleitet, vgl. Abb. 2.7.

Die so aus der Erdkruste extrahierte Wärme kann sowohl direkt zum Heizen genutzt werden als auch z. B. in elektrischen Strom umgewandelt werden. Wegen der relativ niedrigen Temperatur der Wärmequelle wird bei den angewandten Dampfprozessen anstelle von Wasser mit organischen Arbeitsmitteln gearbeitet; meist mit Kohlenwasserstoffen wie Iso-Pentan, Iso-Oktan, Toluol oder Silikonölen. Diese Arbeitsmittel besitzen günstigere Verdampfungseigenschaften bei tiefen Temperaturen und geringen Drücken. In der Literatur werden diese Dampfprozesse als Organic-Rankine-Cycle (ORC) bezeichnet [30], [19].

Diese Technik ist bisher allerdings nur bei kleineren Pilotanlagen genutzt worden. 1990 waren in 18 Ländern geothermische Kraftwerke mit einer Leistung von ca. 6000 MW in Betrieb, davon 2800 MW im Westen der USA.

Beispiel 2.2. An der Erdoberfläche beträgt die mittlere geothermische Wärmestromdichte $\dot{q} = 0,06 \text{ W/m}^2$. Für eine Granitschicht mit einer Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 2 \text{ W/mK}$ bestimme man den daraus resultierenden Temperaturgradienten.

Lösung. Es gilt das Fourier-Gesetz der Wärmeleitung:

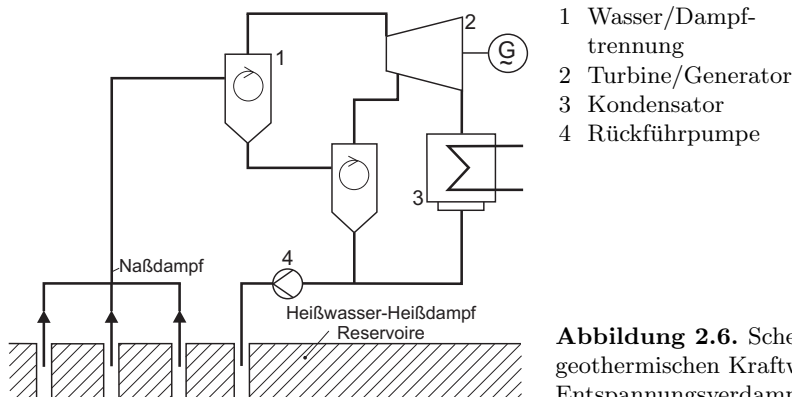


Abbildung 2.6. Schema eines geothermischen Kraftwerks mit Entspannungsverdampfung

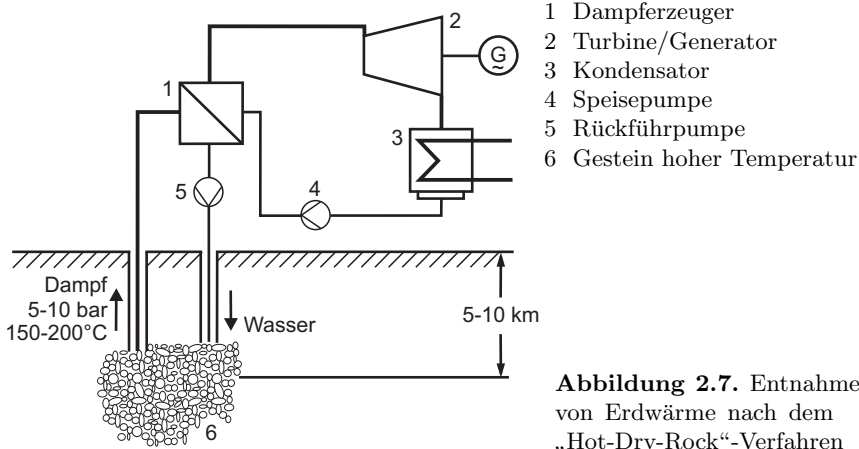


Abbildung 2.7. Entnahme von Erdwärme nach dem „Hot-Dry-Rock“-Verfahren

$$\dot{q} = \lambda \frac{dT}{dr}.$$

Durch Auflösen der Gleichung nach dem Temperaturgradienten erhält man das Ergebnis

$$\frac{dT}{dr} = \frac{\dot{q}}{\lambda} = 30 \text{ K/km.}$$

Dieser Wert stimmt für Mitteleuropa gut mit Messergebnissen überein. In Bereichen mit geothermischen Anomalien wurden dagegen Werte von 80–100 K/km gemessen.

2.3.1 Umweltbelastungen durch die Nutzung der Erdwärme

Auf der Suche nach Erdgas hatten Prospektoren im Mai 2006 nahe der Stadt Sidoarjo auf der Insel Java eine Probebohrung in 2800 m Tiefe geführt, als dampfender Schlamm aus dem Bohrloch schoss. Sie zogen den Bohrer zurück und verschlossen das Loch. Einen Tag später kam die Brühe 150 m neben dem Bohrloch herauf, seitdem quellen ununterbrochen zwischen 10.000 und 150.000 m³ Schlamm pro Tag heraus. Bis Herbst 2008 waren alle Versuche erfolglos, den jetzt *Lusi* genannten Schlamm-Vulkan zu stoppen. Bis dahin war bereits eine Fläche von ~7 Quadratkilometer vom Schlamm überflutet. Wie der Schlamm-Vulkan Lusi zeigt, ist die Nutzung der Hochtemperaturwärme aus großen Tiefen mit großen Risiken behaftet, so dass wohl niemand ernsthaft daran denken kann, den Hochdruckfeuerball „Erdkern“ anzuzapfen. Zusätzlich stehen dem auch große technische Schwierigkeiten in Zusammenhang mit der Niederbringung der erforderlichen Tiefbohrungen entgegen. Auch die Nutzung von Quellen aus geringerer Tiefe hat ihre technischen und geologischen Tücken. Im Herbst 2007 wurden in der südbadischen Stadt Staufen im Rahmen eines Geothermieprojekts 105 bis 140 m tiefe Bohrungen niedergebracht. Schon wenige Monate danach zeigten sich Risse in den Häusern der Stauffer Altstadt, nachdem sich der Boden fortlaufend um

mehrere Zentimeter pro Monat gehoben hatte. Beim Bohren für die Geothermiesonden hatte man im Boden eine Keuperschicht durchstoßen. Keuper, ein Kalziumsulfat, dehnt sich aus, sobald er mit Wasser in Berührung kommt. Infolge der Bohrungen dringt in Stauten vermutlich viel Wasser in den Keuper ein; nach einem Jahr hat sich der Boden so weit angehoben, dass sich an über 140 Häusern gravierende Schäden zeigen [8].

Neben Verwerfungen des Bodens sind bei heißen Quellen weitere Umwelteffekte zu berücksichtigen:

- Freisetzung von Mineralstoffen: Die im Thermalwasser gelösten Mineralstoffe müssen zurückgehalten und deponiert werden.
- Freisetzung von Begleitgasen: Bei heißen Quellen fallen H_2S und NH_3 an, die Schwefelmengen sind durchaus mit denen eines konventionellen Kraftwerkes vergleichbar.
- Großer Landbedarf: Die Anlagen haben einen großen Flächenbedarf (1 km^2 pro $3\text{--}7 \text{ MW}_{\text{th}}$). Wird das entnommene Wasser nicht ersetzt, kann es zu Landabsenkungen kommen

Mit entsprechenden Vorsorgemaßnahmen ist die Erdwärme trotz dieser Risiken eine durchaus attraktive und sichere Energiequelle, da für die Energiewandlung ausgereifte Techniken zur Verfügung stehen [16], [22].

2.4 Sonnenenergie

Die Sonne ist die wichtigste und zuverlässigste Energiequelle für das Leben auf der Erde. Die durch Kernfusion im Sonneninnern bereitgestellte Energie wird durch elektromagnetische Wellen bei einer Temperatur von 5800 K in den Weltraum abgestrahlt. Das Spektrum der Sonnenstrahlung reicht von der Röntgenstrahlung über die sichtbare und infrarote Strahlung bis in das Gebiet der Radiowellen. Die Erdatmosphäre wirkt für die Sonnenstrahlung wie ein selektives Filter, Ursache dafür ist zunächst die Absorption der kurzwelligen Röntgen- und der UV-Strahlung durch das Ozon (O_3), die in Höhen zwischen 20 und 60 km erfolgt. Zum Glück, denn diese Strahlung ist für ungeschützte Zellen tödlich. Auch der Infrarotanteil wird durch das CO_2 und den Wasserdampf der Atmosphäre abgeschwächt. Am wenigsten abgeschwächt wird die Strahlung im Wellenlängenbereich zwischen 380 und 750 Nanometer. Dieser Anteil der Sonnenstrahlung ist das für uns sichtbare Licht und wird auch bei der Photosynthese von den Pflanzen genutzt. Die Energie des Sonnenlichts, das an einem klaren Tag die Erdoberfläche erreicht, besteht zu 10% aus ultraviolett, zu 45% aus sichtbarem und zu 45% aus infrarotem Licht.

Der im Mittel von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Energiestrom beträgt $1,73 \cdot 10^{17} \text{ W}$, von dem $1,21 \cdot 10^{17} \text{ W}$ absorbiert und als Niedertemperaturwärme in den Weltraum abgestrahlt werden. Der absorbierte Energiestrom treibt den Wasserkreislauf und die Luftströmungen, er lässt die Pflanzen wachsen und versorgt uns mit Wärme.

Wasserkreislauf: Zum Antrieb unseres Wettersystems werden ca. $0,41 \cdot 10^{17}$ W genutzt, indem etwa $1,8 \cdot 10^{10}$ kg Wasser pro Sekunde verdampft und in die Atmosphäre eingetragen werden. Wenn wir annehmen, dass diese Dampfmengen im Mittel auf eine Höhe von 3000 m hochgetragen werden und kondensieren, entspräche dies einer Leistung von

$$P = \dot{m} g h = 1,8 \cdot 10^{10} \text{ kg/s} \cdot 3000 \text{ m} \cdot 10 \text{ m/s}^2 = 5,4 \cdot 10^{14} \text{ W} = 540 \text{ TW}.$$

Der thermodynamische Wirkungsgrad des Prozesses ergibt sich durch die Division mit dem für die Verdampfung des Wassers erforderlichen Energiestrom:

$$\frac{5,4 \cdot 10^{14} \text{ W}}{4,1 \cdot 10^{16} \text{ W}} \approx 1,3\%.$$

Es ist einsichtig, dass die Ernte der Energie des *fallenden* Wassers nur einen Bruchteil der abgeschätzten Leistung erbringen kann. Sicher ist aber, dass die Nutzung der Wasserkraft eine mächtige Energiequelle ist, die im Jahr 2003 6% des weltweiten Energiebedarfs getragen hat, vgl. Abschnitt 18.1.

Luftströmungen: Ein Teil der durch die Kondensation des Wassers in der Atmosphäre freiwerdenden Energie wird in Windenergie umgewandelt, wobei der genaue Anteil nicht bekannt ist. Hier wird die Energie des Windes und der Wellen mit $1,0 \cdot 10^{15}$ W abgeschätzt, d.h. die Umwandlung der Wärme in mechanische Energie hat einen Wirkungsgrad von 2,5%.

Aus praktischen Gründen werden Anlagen zur Nutzung der Windenergie auf Bauhöhen von unter 200 m beschränkt sein. Daher muss in Kauf genommen werden, dass die Windgeschwindigkeit unter dem Einfluss der bodennahen Reibung rasch abnimmt. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen beträgt die kinetische Energie der Lufthülle bis zu einer Höhe von 200 m bestenfalls 2% oder $2,0 \cdot 10^{13}$ W, von der nur ein kleiner Teil technisch genutzt werden kann, vgl. Abschnitt 18.3.

Sonnenlicht: Nachdem 30% der eingestrahnten Sonnenenergie direkt reflektiert werden und ca. ein Drittel der absorbierten Strahlung für das Wettersystem gebraucht werden, beträgt die Energiedichte der Sonneneinstrahlung im zeitlichen und geographischen Mittel noch 237 W/m^2 von denen noch ca. 170 W/m^2 die Erdoberfläche erreichen. In den industrialisierten Ländern liegt der Energiebedarf bei ca. 7 kW pro Kopf. Angenommen, man könnte die Sonnenenergie mit einem Wirkungsgrad von 10% ernten, so ließe sich der gesamte Energiebedarf einer Person durch Ernte der Sonneneinstrahlung auf einer Fläche von

$$\frac{7000 \text{ W/Kopf}}{0,1 \cdot 170 \text{ W/m}^2} = 410 \text{ m}^2/\text{Kopf}$$

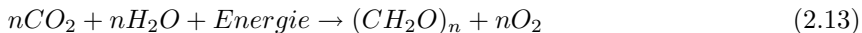
einsammeln. Dabei wurde vorausgesetzt, dass in Zeiten geringeren Energiebedarfs die nicht verbrauchte Energiemenge gespeichert wird, um für Zeiten des größeren Verbrauchs bereitzustehen. Wir werden später sehen, dass die Speicherung von Energie zwar im Prinzip möglich, aber mit einem großen Aufwand und hohen Verlusten verbunden ist. Kennzeichen der Energiequelle

Sonne ist neben der Mächtigkeit der Ressource die geringe spezifische Energiedichte. Diese geringe Dichte war eine Voraussetzung für die Entstehung des Lebens; sie ist aber ein Nachteil für die Nutzung mit den derzeit verfügbaren technischen Mitteln.

Die hier vorgenommenen Abschätzungen zeigen, dass die Sonnenenergie ein erhebliches Potential besitzt, dessen technische Realisierbarkeit in Abschn. 18.2 untersucht wird.

Biomasse: Durch Nutzung des Sonnenlichts, das mit Hilfe lichtabsorbierender Farbstoffe, der Chlorophylle, aufgenommen wird, setzen Pflanzen aus dem Kohlendioxid der Luft und aus Wasser organische Stoffe zusammen. Bei Pflanzen und anderen Lebewesen mit Photosynthese³ sind die primären Syntheseprodukte Kohlenhydrate $(CH_2O)_n$, die sowohl als Energieträger dienen als auch Ausgangsmaterial für den Aufbau der Pflanzenmaterie sind. Die Photosynthese ist und war der Energielieferant für alles Leben auf der Erde und hat letztlich auch die fossilen Energievorräte aufgebaut.

Prinzipiell brauchen die Pflanzen für die Photosynthese nur CO_2 , H_2O und Licht aus dem spektralen Bereich zwischen 400 und 700 nm (Nanometer). Wie jeder Landwirt weiß, benötigen die Pflanzen für die Durchführung der Photosynthese aber auch Dünger in Form von Phosphor und Stickstoff, die von den Pflanzen zusammen mit dem Wasser aus dem Boden aufgenommen werden. Dünger wird in der industriell betriebenen Landwirtschaft in riesigen Mengen auf die Felder gestreut; wir wollen aber hierauf nicht eingehen.⁴ Die Brutto-Reaktionsgleichung der Photosynthese ist einfach:



Für $n=6$ entsteht z. B. Glukose ($C_6H_{12}O_6$), wobei gleichzeitig sechs Sauerstoffmoleküle freierwerden. Zur Aufnahme des Lichtes besitzt das Chlorophyll ausgeprägte Absorptionsbanden in den Wellenlängenbereichen zwischen 400 – 500 nm und 650 – 700 nm. Das grüne Licht mit Wellenlängen zwischen 500 und 650 nm wird größtenteils reflektiert, deshalb erscheinen auch die Blätter unserer Pflanzen in der Farbe grün. Trotz der Einfachheit der Reaktionsgleichung ist die Photosynthese ein sehr komplizierter Prozess, der noch nicht vollständig verstanden ist, vgl. [17], [24].

Die Pflanzen können also nur einen geringen Teil des Energiespektrums des Sonnenlichts nutzen. Das ist aber noch nicht alles, denn Pflanzen brauchen viel Wasser: Im Falle von Zuckerrohr etwa 500 mal mehr, als zur Bildung der Glukose notwendig ist. Dieser Überschuss an Wasser wird von den Pflanzen gebraucht, um die Temperatur der Blätter unter $\sim 30^\circ C$ zu halten.⁵ Reflexion, Wärmeabstrahlung und Verdampfung erfordern jeweils einen hohen Energieanteil. Nur wenige Prozent der am Boden verfügbaren Sonnenenergie werden

³ Wörtliche Übersetzung aus dem Altgriechischen: Zusammensetzung durch Licht.

⁴ Im Jahr 2000 wurden weltweit $15 \cdot 10^{10}$ kg Dünger verbraucht.

⁵ Wie alle Prozesse muss auch die Photosynthese die Hauptsätze der Thermodynamik erfüllen, vgl. hierzu [13], [21].

durch Photosynthese gebunden (Bruttoprimärproduktion). Diese beiden Effekte erklären, warum der Wirkungsgrad der Photosynthese der verschiedenen Ökosysteme so gering ist, vgl. Tabelle 2.8. Die mit der Sonneneinstrah-

Tabelle 2.8. Nutzungsgrad der Photosynthese (Anhaltswerte)

Ökosystem	Nutzungsgrad
Intensive Landwirtschaft (Zuckerrohr)	0,01 – 0,02
Landwirtschaft, feuchte Wälder	0,003 – 0,01
Bergwälder, feuchte Wiesen	0,0005 – 0,003
Savannen	0,001
Wüsten	0,0005
Tiefsee (Algen)	0,0001

lung von $121 \cdot 10^{15}$ W erzeugte Photosynthese-Nettoprimärproduktion, das ist die Primärproduktion abzüglich der Verluste durch Veratmung, beträgt pro Jahr $\sim 160 \cdot 10^{12}$ kg trockener Biomasse mit einem mittleren Brennwert von ~ 18 MJ/kg, vgl. Abb. 1.4. Der Energiestrom der Biosphäre beträgt damit rd. 92 TW, woraus sich ein Nutzungsgrad für die Photosynthese von 0,00076 errechnet. Zum Vergleich: Der weltweite Verbrauch an fossilen Energieträgern pro Jahr entspricht einem Energiestrom von rd. 16 TW. Bei einer auf Nachhaltigkeit zielenden globalen Ökonomie steht aber nur ein kleiner Teil der 160 Gt für den Einsatz als Energieträger zur Verfügung. Denn von der Biomasse lebt alles, was auf Erden kreucht und fleucht. Schon heute beansprucht der Mensch zusammen mit den von ihm gehaltenen Haustieren gut 40%; mit dem verbliebenen Anteil müssen sich die vom Menschen unabhängigen Kreaturen begnügen, darunter etwa 3 Millionen Tierarten. Nennenswerte Reserven gibt es nicht, es ist vielmehr ein Leben von der Hand in den Mund. Wir haben natürlich die Möglichkeit, unseren Anteil an der Nutzung der Biomasse weiter zu vergrößern, z.B. durch eine weitergehende Inanspruchnahme der noch verbliebenen Regenwälder. Aber wie weit können wir damit gehen, ohne uns selbst zu schaden? Diese Überlegungen zeigen, dass uns durch die Tragkapazität der Erde enge Grenzen bei der Nutzung der Biomasse gesetzt sind.

In diesem Zusammenhang muss auch der Energieeinsatz in Rechnung gestellt werden: Anbau, Ernte und Nutzung der Biomasse erfordern neben großem körperlichem Einsatz einen erheblichen Aufwand an freier Energie. Dieser Energieaufwand beträgt z.B. für Methanol aus Zuckerrohr ca. 45%, beim Rapsöl etwa 50% und selbst beim Verbrennen von Holzschnitzeln noch 15%. Wie der Wind und die Sonnenwärme kann auch die Biomasse nur einen ergänzenden Beitrag zur Deckung unseres Energiebedarfs geben und keinesfalls die fossilen Energieträger ersetzen. Diese Feststellung hat die Ökologie subtil begründet. Es besteht Konsens darüber, dass „the extraordinary agronomic improvements of recent decades have moved agriculture close to its theoretical limits“ (Fedoroff and Cohen 1999), zitiert nach H. Mohr[20].

2.4.1 Umweltbelastungen durch die Nutzung von Wind und Sonne

Einer der Hauptgründe für das Interesse an den *alternativen Energien* ist die Tatsache, dass sie als weniger belastend für die Umwelt gelten als die fossilen und nuklearen Brennstoffe. Aber auch diese Technologien sind nicht völlig frei von ungewollten Begleiterscheinungen: z.B. können Windkraftanlagen und auch Absorbersysteme für das Einsammeln der Sonnenstrahlung in großflächiger Anordnung eine beträchtliche optische Beeinträchtigung landschaftlich schöner Gebiete bedeuten. Windräder verursachen zudem Lärm und können die Telekommunikation stören.

Während am Nordpol die Eisberge schmelzen, wird es in der Provinz Almeria im Südosten von Spanien durch einen ungewöhnlichen Treibhauseffekt kühler. Damit Europa zu jeder Jahreszeit mit Gemüse beliefert werden kann, wurden in Almeria Gewächshäuser mit einer Gesamtfläche von 360 km² gebaut[6]. Diese Glashäuser halten nicht nur die Wärme im Innern zurück, sondern besitzen auch noch einen hohen Albedo-Wert: Sie reflektieren einen Teil der Sonnenstrahlen direkt in den Weltraum zurück. In der Folge hat in Almeria die Durchschnittstemperatur seit 1983 um 0,6°C abgenommen, während Restspanien ein Plus von 0,5°C verbuchte.

Das Beispiel Almeria zeigt, dass die Erde einen eigenen Energiekreislauf hat: sie empfängt Energie in Form von Wärmestrahlung hoher Temperatur von der Sonne und gibt diese Energie auf niedrigem Temperaturniveau in den Weltraum ab. Mit der Anordnung von großflächigen Reflektorsystemen würden wir massiv in dieses System eingreifen.

2.5 Fazit

Die Erde ist ein effektiver chemischer Reaktor, der Energierohstoffe von bemerkenswerter Vielfalt und Konzentration hervorgebracht hat. Dank dieser Vielfalt steht uns im Prinzip Energie für eine lange Zukunft zur Verfügung. Wir haben aber auch gesehen, dass diese Energiequellen nicht gleichwertig im Hinblick auf ihre Verwertung durch den Menschen sind. Es gibt erhebliche Unterschiede bzgl. Ergiebigkeit, Verfügbarkeit, Kosten für ihre Erschließung sowie der Risiken für die Umwelt.

Am weitesten entwickelt sind die Techniken zur Nutzung fossiler Energiequellen. Neben der voraussehbaren Erschöpfung der einfach zu erschließenden Ressourcen haben aber auch die in der jüngeren Vergangenheit sichtbar gewordenen Umweltschädigungen, die insbesondere durch die Nutzung der Kohle hervorgerufen wurden, dazu geführt, dass mit großem Einsatz Techniken zur Nutzung alternativer Energiequellen entwickelt werden.

Große Erwartungen wurden dabei in die Verwendung der Kernenergie gesetzt. Eine erste Generation von Reaktoren befindet sich bereits großtechnisch im Einsatz und hat sich im Betrieb bewährt. Zur Verminderung erkannter Risiken und zur vollständigen Schließung des Brennstoffkreislaufs ist jedoch eine Weiterentwicklung erforderlich.

In Konkurrenz zur Kernenergie steht die Nutzung der regenerativen Energiequellen, insbesondere der Sonnenenergie. Techniken zu ihrer Nutzung sind zwar bekannt, aber noch nicht für den kommerziellen Einsatz entwickelt.

Die Gewissheit, Energie für eine unbeschränkte Zukunft zu haben, nutzt uns wenig, wenn es darum geht, heute und morgen den Energiebedarf zu decken. Daher werden wir bis weit in dieses Jahrhundert hinein nicht auf die Nutzung der fossilen Energiequellen verzichten können. Deshalb sollen auch hier zuerst die technischen Möglichkeiten zur optimalen Nutzung fossiler Brennstoffenergie behandelt werden. Daran anschließend werden die nuklearen und regenerativen Energieträger in Betracht gezogen.

Die bisherigen Überlegungen haben auch ergeben, dass jede Form der Nutzung eines Primärenergieträgers Auswirkungen auf die Umwelt hat. Dies gilt insbesondere für den Energieträger Kohle. Zu den wichtigsten Schadstoffen, die gleichzeitig in großen Mengen anfallen, gehören SO_2 , NO_x , Staub und CO_2 . Für die ersten drei wurden wirkungsvolle Rückhaltetechniken entwickelt, die in der Bundesrepublik Deutschland seit 1985 bei allen Kraftwerksanlagen mit Leistungen von über 50 MW eingesetzt werden. Im Hinblick auf die Reduktion der Emissionen von Schadgasen und Staub kann heute zu Recht von umweltfreundlichen Kraftwerken gesprochen werden.

Übrig geblieben ist die Emission von CO_2 . Bereits heute ist absehbar, dass die Rückhaltung und Entsorgung von Kohlendioxid zwar technisch möglich, aber mit einem immensen Energie- und Kostenaufwand verbunden ist. Mithin bleibt für die nähere Zukunft allein der primäre Leistungsansatz: die Minderung des Energiebedarfs durch bessere Wirkungsgrade und eine verantwortungsvolle Nutzung.

Literatur

1. Baumgärtner, J. et al: Geothermal Energy in the Upper Rhinegraben: The European Hot Dry Rock Project at Soultz-sous-Forets. In: Geothermische Stromerzeugung. VDI-Bericht 1703, 23–31 (2002)
2. BP Weltenergiestatistik 2004, www.bp.com
3. Campbell, C. J., Jean H. Laherrère: The end of cheap oil. *Sci. American*, March 1998, 78–83
4. Coenen, R.: Steinkohle – Technikfolgenabschätzung ihres verstärkten Einsatzes in der Bundesrepublik Deutschland. Springer, Berlin Heidelberg New York 1985
5. Deffeyes, K. S.: Beyond Oil: The View from Hubberts Peak. Hill and Wang 2005
6. Dirichsweiler, C.: Die Welt unter Folie. *Neue Zürcher Zeitung* 15.05.2013
7. Duncan, R. C.: Three world oil forecasts predict peak oil production. *Oil Gas J.*, **26**, 18–21, 2003
8. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 16. Dezember 2008.
9. Homepage Gashydrate bei GEOMAR Kiel: www.gashydrate.de

10. Gray, M., Zhenghe Xu, Masliyah, J.: Physics of the oil sands of Alberta. *Physics Today* **62**, 3, 31–35 (2009)
11. Gumz, W.: Kurzes Lehrbuch der Brennstoff- und Feuerungstechnik, 3. Auflage. Springer, Berlin Heidelberg New York 1962
12. Gumz, W., Kirsch, H., Makowsky, M.T.: Schlackenkunde. Springer, Berlin Heidelberg 1958
13. Hoppe, W., Lohmann, W., Markl, H., Ziegler, H.: Biophysik, Abschnitt 8.6 Springer, Berlin Heidelberg 1988
14. Jacobi, W.: Umweltradioaktivität und Strahlenexposition durch radioaktive Emissionen von Kohlekraftwerken (GSF-Bericht 760). Gesellschaft für Strahlen- und Umweltforschung, München 1981
15. NEA/IEA (International Energy Agency): Uranium resources, production and demand. Paris 1987
16. Krüger, P.: Geothermal energy. *Annual Review of Energy* **1**, 159–182 (1976)
17. Kurrek, J., D. Niethammer, H. Kurrek: Primärprozesse der Photosynthese und ihre Modellierung. *Chemie in unserer Zeit*, **33**, 72–83 (1999)
18. Landolt, H., Börnstein, R.: Numerical data and functional relationships in science and technology. Springer, Berlin Heidelberg New York 1992
19. Legmann, H., Brown, P.: ORMAT Three Years of Operation of the 60 MW Mokai I Geothermal Project. In: Geothermische Stromerzeugung. VDI-Bericht 1703, 117–125 (2002)
20. Mohr, H.: Ökosysteme und menschliche Kultur. In: Energie und nachhaltige Entwicklung. VDI-GET, 160–168 ISBN 3-931384-29-2 (2001)
21. Müller, Ingo: Grundzüge der Thermodynamik. Springer Berlin 2001
22. Atlas Corp. (Ed.): Eighth geothermal conference and workshop. EPRI, Palo Alto, CA 1984
23. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Schweizerbart-sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart 2003
24. Raven, P.H., Eichhorn, S.E., Evert, R.F.: Biologie der Pflanzen. de Gruyter, Berlin 2002
25. Reichert, G.: Entwicklungsstand der Rauchgasreinigung in der Bundesrepublik Deutschland. Feuerungstechnik und Umweltschutz. Verlag TÜV Rheinland, Köln 1985
26. Schilling, H.D.: Umweltschutz in der Kraftwerkstechnik. VGB Kraftwerkstechnik **69**, 1 009–1 017 (1989)
27. Singer, J.G. (Ed.): Combustion: Fossil power. Combustion Engineering Inc., Windsor, CT 1991
28. Stach, E. et. al.: Stach's textbook of coal petrology. Gebr. Bornträger, Stuttgart 1975
29. Smith, K.L., Smoot, L.D., Fletcher, L.D., Pugmire, R.J.: The structure and reaction processes of coal. Plenum Press, New York London 1994
30. Strauss, K., Wild, Th.: Arbeitsmittel für ORC Anlagen. In: Geothermische Stromerzeugung. VDI-Bericht 1703, 85–98 (2002)

Kraftwerkstechnik
zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer
Energiequellen
Strauss, K.
2016, XV, 548 S. 249 Abb., Hardcover
ISBN: 978-3-662-53029-0