KOMPAKTWISSEN

Technischer Anhang zum Buch:
Energiepolitik
Wissenschaftliche und
wirtschaftliche Grundlagen

Steivan Defilla

Rüegger Verlag

Inhaltsverzeichnis

1	Anhang 1: Potentiale neuer Energiequellen	3
2	Anhang 2: SI Masseinheiten, natürliche Masseinheiten, Umrechnungstabellen	16
3	Anhang 3: Technische Energieeffizienz	20
4	Anhang 4: Energiespeicher und Energiedichte	29
5	Anhang 5: Energietransport	35
6	Anhang 6: Technische Normen und Regulierungen	43
7	Anhang 7: Technologischer Fortschritt und technologische Risiken	45
8	Anhang 8: Wirtschaftliche Risiken: Nachfrage- und Preisschwankung	49
9	Anhang 9: Kostenvergleich verschiedener Stromszenarien	52
10	Anhang 10: Anforderungen an Bewilligungsverfahren	55
11	Anhang 11: Ökologischer Fussabdruck	58
12	Anhang 12: Langfrist-Visionen, z.B. 2000-Watt-Gesellschaft	60
13	Komplementäre Bibliographie	62

1 Anhang 1: Potentiale neuer Energiequellen

1.1. Einsatzmöglichkeiten der Sonnenenergie

Bezüglich Sonnenenergie wird das Potential im Abschnitt 4.9. des Buches dargelegt; hiernach folgen daher lediglich einige Angaben über Einsatzmöglichkeiten.

Eine der grössten, noch weitgehend ungenutzten Einsatzmöglichkeiten der Sonnenenergie liegt in der solaren Kühlung. Diese wird vor allem dort gebraucht, wo die Sonne zu stark scheint – daher ist dort grundsätzlich die Möglichkeit vorhanden, Sonnenenergie zu nutzen. Die strombetriebenen Raumkühlgeräte verursachen in einigen Ländern schon Sommerspitzen beim Stromverbrauch. Sonnenenergie könnte hier zielgerecht als Spitzenenergie eingesetzt werden und sollte daher die Wirtschaftlichkeit schneller erreichen als bei anderen Nutzungen.

Sonnenenergie wird versuchsweise im Bereich Mobilität zum Antrieb von Solarfahrzeugen, Solarschiffen, Solarbahnen und Solarflugzeugen eingesetzt. Bei all diesen Fällen wird Sonnenenergie zunächst in Strom verwandelt, je nach Situation gespeichert und dann mittels eines Elektroantriebs in Bewegungsenergie verwandelt. Nur die Solarschiffe dürften aber in absehbarer Zeit eine kommerzielle Zukunft haben. Solarschiffe sind schon kommerziell in Binnengewässern als Fähren oder Vergnügungsboote im Einsatz, wie z.B. die elektro-solaren „Aquarel"-Boote auf dem Genfersee. Die solare Überquerung des Atlantiks ist im Februar 2007 erstmals gelungen. Bei Solarfahrzeugen zielt die Technik darauf ab, möglichst viel Bremsenergie zurückzugewinnen. Idealerweise ist nur der Luftwiderstand zu überwinden. Als technologischer Zwischenschritt zum Solarfahrzeug kann das Hybridfahrzeug (benzin-elektrisch oder, viel seltener, gas-elektrisch) angesehen werden.

Die Solarchemie wird durch die Unmöglichkeit erschwert, Wasser direkt mittels Photovoltaik in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen. Die von der Sonne eintreffenden Lichtquanten haben, einzeln genommen, nicht genügend Energie, um diese Zerlegung in einem einzigen Schritt vollziehen zu können. Es bräuchte dazu mehr als ein Photon (Lichtquant) am gleichen Ort zur gleichen Zeit, daher die Unmöglichkeit. Dieser Prozess muss folglich in zwei Schritten erfolgen, d.h. zunächst die Photovoltaik, danach die Elektrolyse. Dies bedingt grössere Verluste. Auch die sogenannte solare Thermolyse von Wasser benötigt Temperaturen von einigen Tausend Grad Celsius, welche mit Sonnenenergie erst einzelfallweise erreicht werden (z.B. 3000 Grad Celsius im Solarofen Odeillo in Südfrankreich).

Aus diesen Gründen muss die Herstellung von Wasserstoff aus Wasser über chemische Prozesse erfolgen, welche zumindest einen Katalysator einsetzen, was die notwendige Temperatur auf 1400 Grad Celsius sinken lässt. Mit konzentrierter Solarwärme (Parabolspiegel) kann ein Reaktor auf eine so hohe Temperatur erhitzt werden, dass Metall oxydiert und somit Wasserstoff frei wird, welches eingefangen werden kann. Als Metalle kommen Zink (Zn) und Eisen (Fe) in Frage, welche leicht verfügbar sind. Es können Effizienzen von 40% erreicht werden.

Nennenswert sind auch die Versuche, mit Hilfe von Sonnenenergie den Kohlenstoff (d.h. das CO_2) aus fossilen Brennstoffen (z.B. Kohle oder Methan) herauszuholen und somit Wasserstoff zu produzieren. Man spricht hier von fuel upgrading. Das sogenannte thermische Cracking von Methan ist derzeit aber noch zu wenig effizient und benötigt noch Forschung und Entwicklung. Dasselbe gilt für die Dampfreformierung von Kohle, welche auch Kohlevergasung genannt wird.

Es gibt mindestens vier Arten, die Sonnenwärme zu nutzen. Die effizienteste davon ist der Parabolspiegel. Er konzentriert die Sonnenstrahlung auf einen Punkt, in dem es sehr heiss

werden kann. Theoretisch könnte man Temperaturen von 5500 Grad Celsius erreichen (bedingt einen Parabolspiegel mit unendlich hohem Konzentrationsfaktor). In der Praxis ist dies nicht möglich. Die Temperaturen können jedoch die 1000 Grad Marke überschreiten. Eine Energie von 1000 Grad Celsius hat auf der Erde einen Carnot-Faktor (bzw. eine Arbeitsfähigkeit, vgl. Abschnitt 3.5. des Buches) von ca. 0.75. Parabolspiegel müssen der Sonne sehr genau nachgeführt werden, um ihre Effizienzziele zu erreichen. In Gebrauch sind auch Solartürme, in welchen die Sonnenenergie mittels einer Reihe von nachführbaren Spiegeln konzentriert wird. Die Nachführung ist technisch schwierig. Aus diesem Grund werden grosse thermische Solarkraftwerke (Solarfarmen) auch als eine Serie von nord-süd-gerichteten Parabeltrögen konzipiert und daher Parabolrinnenkraftwerke genannt. Diese können der Sonne auf einfachere Art nachgeführt werden. Es genügt, wenn sie am Morgen in Richtung Osten gerichtet sind, am Mittag nach oben und bei Sonnenuntergang in Richtung Westen. Die Temperaturen des Wassers können immer noch mehrere Hundert Grad Celsius erreichen. Dies ermöglicht einen Carnot-Faktor von 0.6. Eine solche Anlage kann folglich einen globalen Wirkungsgrad von 30 – 40 % haben. Dies ist drei bis vier Mal höher als bei der Photovoltaik. Daher ist der Flächenbedarf für ein solches solarthermisches Kraftwerk drei bis vier Mal geringer als für ein photovoltaisches Kraftwerk. In Kalifornien sind mehrere Parabolrinnenkraftwerke mit insgesamt ca. 300 MW Leistung in Betrieb.

Verglichen mit den Hochtemperatur-Nutzungen sind die Niedertemperatur-Nutzungen der thermischen Sonnenenergie viel weiter verbreitet. Wassergekühlte thermische Sonnenkollektoren haben einen energetischen Wirkungsgrad von 60 bis 70 Prozent. Der Carnot-Faktor liegt aber nur bei 25%, da die Temperatur meistens 100 Grad Celsius nicht übersteigen kann. Daher ist der exergetische Wirkungsgrad solcher Anlagen nur bei ca. 15%. Für die Raumheizung genügt das aber.

Die wichtigste Nutzung der Sonnenenergie ist ohne Zweifel die passive Nutzung. Diese ist schon Jahrtausende alt, hat aber in den letzten Jahren materialtechnische Fortschritte erzielt. Früher waren Nullenergie-Häuser nur in gemässigtem Klima möglich. Nun ermöglicht die Technik solche Häuser auch bei uns. Es ist heute auch möglich, über Fenster zu verfügen, welche den Treibhaus-Effekt gezielt ausnutzen.

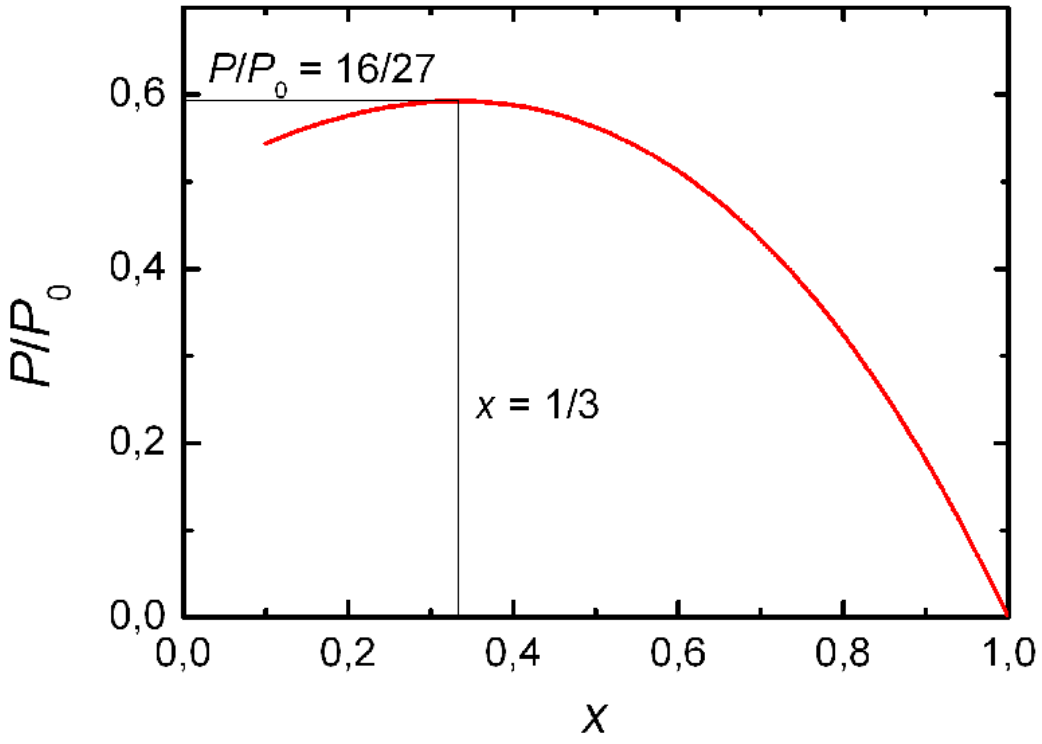
Erst versuchsweise wurden Anlagen installiert, welche die Meereswärme, d.h. den Temperaturunterschied zwischen der Oberfläche und den tieferen Meeresschichten ausnutzen (Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC). Das Potential für solche Kraftwerke befindet sich fast nur im tropischen Gürtel. Der Temperaturunterschied liegt bei höchstens 26 Grad, was einen Carnot-Faktor von weniger als 7% bedeutet. Ein grosser Teil (ca. 80%) der produzierten Energie muss zudem für das Funktionieren der Pumpen aufgewendet werden, welche grosse Mengen kaltes Wasser aus der Tiefe durch breite Röhren heraufpumpen, um damit an der Oberfläche einen Generator zu betreiben. Meereswärme-Kraftwerke könnten ökologisch problematisch sein. Die Verschiebung grosser Massen kalten Wassers im Ozean könnte sich störend auf die Meeresströmungen auswirken.

1.2 Windenergie

Wind entsteht durch Temperatur- und Druckunterschiede in der Atmosphäre. Wind ist eine Art Abfallprodukt des Sonnenscheins. Daher ist das globale Leistungspotential der Windenergie durch dasjenige der Sonnenenergie begrenzt und dürfte etwa zehn Mal kleiner als jenes sein. Wenn der heutige globale Primärenergiebedarf ausschliesslich mit Windturbinen erzeugt werden sollte, welche einen Wirkungsgrad von 45% haben, würde eine entsprechende Windfarm eine Fläche von ca. 1.3 Millionen Quadratkilometern beanspruchen. Dies wäre etwa zweieinhalb Mal die Fläche Frankreichs bzw. zweieinhalb Mal die Fläche, welche für die Deckung durch eine 10% effiziente Photovoltaikanlage beansprucht würde.

Die Ausnutzung der Windkraft ist durch den Betz-Faktor limitiert. Ähnlich wie der Carnot-Faktor für Wärme besagt der Betz-Faktor, welcher Anteil des Windpotentials in einer idealen Anlage ausgenutzt werden kann. Er wird als Bruch (P/P_o) oder als Prozentsatz angegeben. Der Betz-Faktor hängt vom Verhältnis x der Windgeschwindigkeiten hinter (v) und vor (v_o) der Anlage ab (v/v_o). Wenn dieses Verhältnis ein Drittel, d.h. 0.33 beträgt, erreicht der Betz-Faktor den maximalen Wert von 16/27 = 59.3%. Der Betz-Faktor widerspiegelt die Tatsache, dass nicht die gesamte Energie (in diesem Fall die kinetische Windenergie) ausgeschöpft werden kann. Nach der Windturbine kann der Wind nicht stillstehen, sonst würde keine Luft mehr nachfliessen. Moderne Windanlagen erreichen 70 bis 80% des Betz-Faktors, d.h. einen globalen Wirkungsgrad von 40 – 50%.

Abbildung 1: Der Betz-Faktor in Windanlagen



Quelle: http://de.wikipedia.org/wiki/Bild:Betzsche_Leistungskurve.png

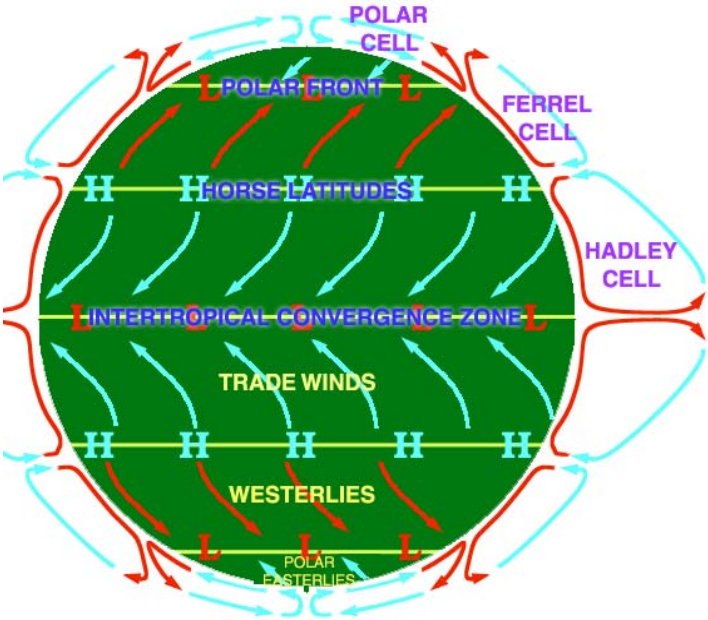
In Tat und Wahrheit sind sowohl der Carnot- als auch der Betz-Faktor Erntefaktoren. Beide bezeichnen die Tatsache, dass das Potential nicht ganz ausgeschöpft werden kann. Beim Carnot-Faktor verhindert die Tatsache, dass die Umwelt eine gewisse, von Null Kelvin (= minus 273.15 Grad Celsius) verschiedene Temperatur hat, diese Ausbeute. Beim Betz Faktor verhindert die Tatsache, dass der Wind nach der Turbine eine Restgeschwindigkeit hat, ebenfalls die komplette Ausbeute. Ohne Restgeschwindigkeit nach der Turbine würde Wind nach der Turbine nicht abfliessen und daher auch nicht durch die Turbine hindurch fliessen können.

Die globalen Winde sind verhältnismässig stabil und schaffen ein Muster globaler Windzirkulation

Der „Motor“ der Windenergie sind Hochdrucksysteme (auch Antizyklonen, H, genannt) und Tiefdrucksysteme (Depressionen, Zyklonen, L, genannt). Der Wind ist die Bewegungsenergie der Luftmassen, welche sich von Hochdruck- zu Tiefdrucksystemen bewegt (Druckausgleich). Auf Grund der Erdrotation (sogenannte Coriolis-Kraft) weht der Wind aber nicht in gerader Linie zwischen Hoch- und Tiefdruck, sondern kreisförmig um

Hoch- bzw. Tiefdrucksysteme herum. Auf der Nordhalbkugel entleert sich ein Hochdrucksystem im Uhrzeigersinn. Wenn z.B. ein Hoch über dem Golf von Biskaya liegt, haben wir in der Schweiz Nordwestwinde. Demgegenüber füllt sich ein Tiefdrucksystem im Gegenuhrzeigersinn auf. Ein Tief über den Balearen bringt der Schweiz Südostwinde. Auf der Südhalbkugel ist der Drehsinn genau umgekehrt.

Abbildung 2: Globale Windzirkulation



Quelle: http://en.wikipedia.org/wiki/Image:AtmosphCirc2.png.

Windleistung ist kinetische Leistung und kann aus der folgenden Formel berechnet werden, in welcher a die Fläche (in m^2) des vom Wind durchlaufenen Querschnitts darstellt und senkrecht zur Windrichtung angegeben wird, ρ die Dichte der Luft (1.3 g / m^3) und v die Geschwindigkeit (m/s). Es ist ersichtlich, dass die Leistung (d.h. der Energiefluss) sehr stark (d.h. als dritte Potenz) von der Windgeschwindigkeit abhängt:

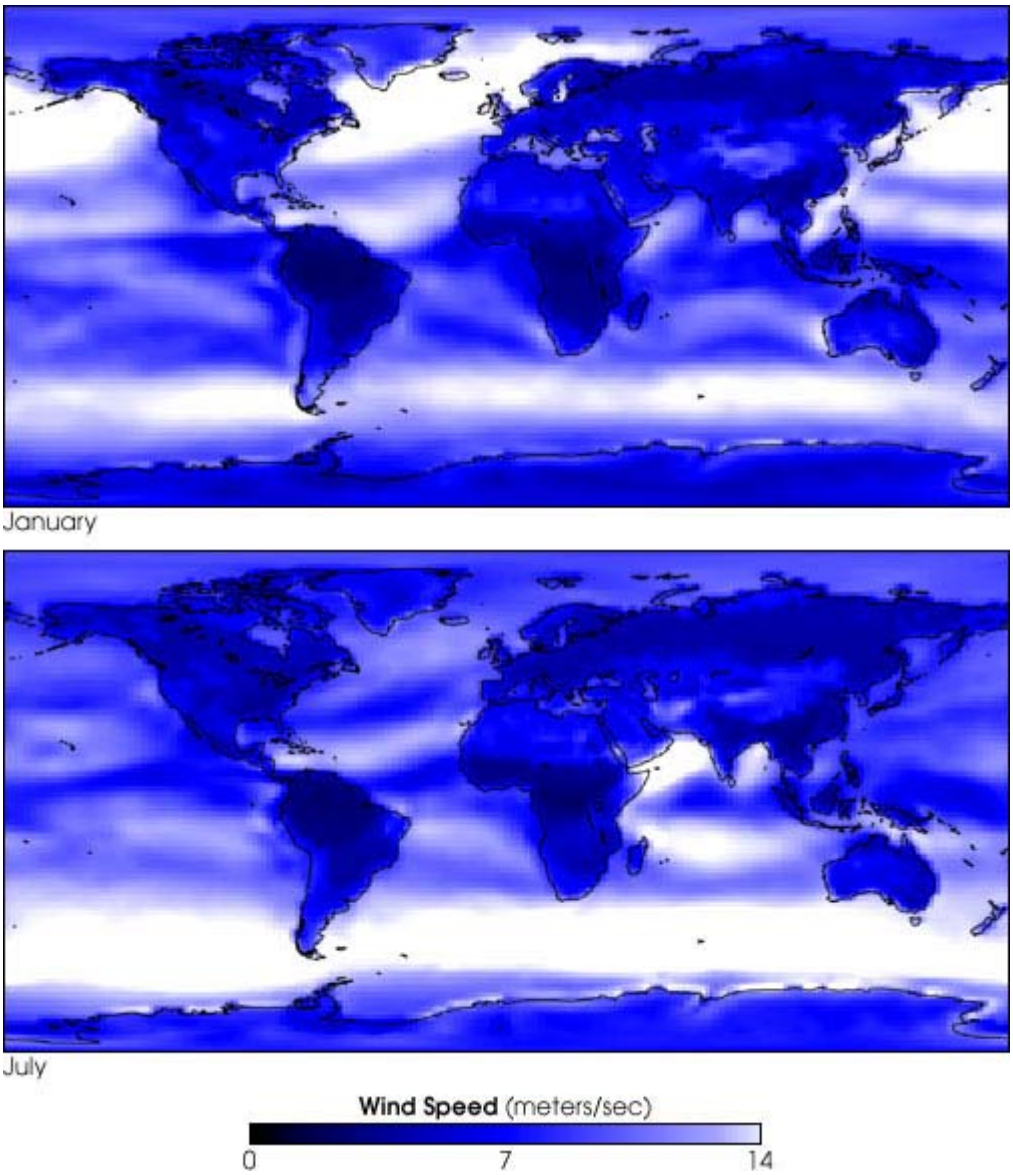
$$P = 1/2\ a\ \rho\ v^3 \qquad [m^2 \times (kg/m^3) \times (m/s)^3] = [kg\ m^2/s^3] = [J / s] = [W]$$

Diese Formel erinnert an diejenige der kinetischen Energie (Abschnitt 3.2. im Buch), mit dem Unterschied, dass wir hier eine Leistung (Energie / Zeit), d.h. einen Energiefluss haben.

Da für jede Jahreszeit eine mehr oder weniger charakteristische Verteilung (Grosswetterlage) von Hoch- und Tiefdruckgebieten herrscht, sind Winde durch die Jahreszeiten bedingt. Winde werden aber auch durch lokale geografische Gegebenheiten beeinflusst. Bei Sonnenstrahlung wärmen sich Landmassen schneller auf als Wassermassen (Unterschied in der spezifischen Wärmekapazität). In der Nähe von Seen weht an Sommernachmittagen ein Seewind. Nachts ist der Vorgang umgekehrt, es weht ein Landwind auf den See hinaus, der den unexperimentierten Segler zwingt, vor Einbruch der Dunkelheit heimzukehren. Auch die Höhe über dem Boden ist wichtig. In der untersten atmosphärischen Schicht, welche 20 bis 60 Meter hoch ist (sogenannte Prandtl-Schicht), sind die Turbulenzen und Unregelmässigkeiten viel grösser als darüber (Ekman-Schicht). Winde werden durch topografische Hindernisse (Gebirge) gebremst oder umgeleitet. Daher befinden sich die grossen Windpotentiale auf offener See.

Ähnlich wie das Sonnenenergiepotential kann auch das Windpotential in Karten widergegeben werden.

Abbildung 3: Windstärken im Januar und Juli



Quelle: http://de.wikipedia.org/wiki/Bild:Wind_speed_climatology.jpg.

Ein grosses Windpotential besteht im Nordatlantik. Dies vor allem im Winter, wenn der Bedarf in Europa am grössten ist. Aus diesem Grund dürfte die Windenergie in Zukunft in Europa eine grössere Rolle spielen als heute.

1.3 Bioenergien

Die Bioenergien sind – wie die Wasserkraft und die Windenergie – ein Abfallprodukt der Sonnenenergie und sind daher betragsmässig durch diese limitiert. Bioenergie basiert auf Photosynthese. Dabei produzieren grüne Pflanzen aus Kohlendioxid (CO_2), Wasser (H_2O) und Licht die Produkte Traubenzucker (Glukose, $C_6H_{12}O_6$) und Sauerstoff (O_2). Der Vorgang nimmt Energie auf (2862 MJ / kg) und geschieht nur bei Vorhandensein von Wasser als Katalysator. Das in Tabelle 7 im Buch angegebene effektive globale Leistungspotential von 40 TW entspricht der effektiven Leistung der globalen Biosphäre. Diese ist 3000mal geringer als die einfallende Sonnenenergie. Das effektive Leistungspotential von 40 TW ist nicht viel höher als der heutige globale Primärenergieverbrauch von 15 TW. Möglicherweise könnte der heutige Verbrauch gerade noch durch die heutige Bioenergie gedeckt werden, die Auswirkungen auf die Biosphäre wären aber enorm; der Mensch müsste einen Grossteil der

Fauna verdrängen, da diese mit ihm konkurrenziert. Das heutige effektive Leistungspotential der Bioenergien reicht aber mit Sicherheit nicht mehr aus, um der ganzen Welt einen amerikanischen Lebensstandard von 10'000 Watt pro Person zu ermöglichen, da dieser einen globalen Energieverbrauch von 65 TW bedingen würde.

Die Leistung von 40 TW ergeben sich aus der geschätzten jährlichen Nettoprimärproduktion von $80x10^{15}$ Gramm und deren Brennwert von 15.9 MJ pro kg. Dies macht 157 Gramm pro Quadratmeter pro Jahr oder 0.079 Watt pro Quadratmeter (vgl. Tabelle 1 hiernach). Die Ozeane, welche ca. 73% der globalen Oberfläche ausmachen, produzieren $28x10^{15}$ Gramm pro Jahr bzw. 78 Gramm pro Quadratmeter oder 0.04 W / m^2, die Kontinente den Rest ($52x10^{15}$ Gramm pro Jahr oder 347 Gramm pro Quadratmeter oder 0.17 W / m^2).

Der Effizienzverlust der Photosynthese gliedert sich auf wie folgt. Eine erste Verlustquelle stammt aus der Tatsache, dass die Photosynthese nur Licht aus einem gewissen Wellenbereich (360 – 720 nm Wellenlänge, nm steht für Nanometer, vgl. Masseinheiten und Präfixe im Anhang 2) nutzen kann. Somit können nur 43% des Lichts ausgenutzt werden. Eine zweite Verlustquelle kommt davon, dass die Pflanzen auch bei optimaler Blattstellung nur etwa 90% der für die Photosynthese nutzbaren Strahlung absorbieren. Es verbleiben nur noch 90% von 43%, d.h. 39%. Die dritte Verlustquelle kommt von der Effizienz der Photosynthese selber, welche 23% beträgt. Es verbleiben 23% von 39%, d.h. 8.9%. Die vierte Verlustquelle kommt davon, dass die Pflanzenzellen auch atmen müssen, was etwa 33% der Bruttosynthese beansprucht. Somit verbleiben als Nettosynthese 66% von 8.9%, also 5.9%.

Zur Ermittlung des maximalen bioenergetischen Leistungspotentials der Landflächen können diese Effizienzen mit der Leistung der Sonnenstrahlung in Verbindung gebracht werden, die auf die Erdoberfläche eintrifft. Dabei muss noch berücksichtigt werden, dass von den 122'000 TW Strahlungsleistung, welche auf die Erde fällt, nur ca. 26%, d.h. 32'000 TW auf Kontinente trifft, der Rest auf den Ozean. 5.9% von 32'000 TW ergeben 1900 TW oder knapp 4 Watt pro Quadratmeter.

4 W / m^2 ist die Ganzjahresleistung, welche die effizienteste Pflanzenart unter idealen Bedingungen (d.h. im subtropischen Klima) produzieren kann. Dies entspricht einer jährlichen Biomassenproduktion von 8 kg pro Quadratmeter oder 80 Tonnen pro Hektar. Es wäre irrealistisch, anzunehmen, dass der heutige Primärenergieverbrauch von 15 TW durch Bioenergie in einer Monokultur produziert werden könnte, in der nur die effizienteste Pflanze unter optimalen Bedingungen gepflanzt würde. Die dazu notwendige Fläche würde dann ca. 4 Mio. km^2 (oder etwas weniger als die Hälfte der Fläche Brasiliens) betragen. Diese Annahme entspricht keinesfalls den tatsächlichen Möglichkeiten. Die Hauptgründe für die Suboptimalität sind die unzureichende Wasser- und CO_2-Zufuhr und die suboptimale Temperatur in der Natur. Unter natürlichen Bedingungen braucht auch eine ertragreiche Pflanze wie Mais eine ca. 20 Mal grössere Fläche als im Idealfall (vgl. Tabelle 1 hiernach).

Die energetisch effizientesten Pflanzen sind sogenannte C4-Pflanzen. Sie heissen so, weil im Laufe der Photosynthese eine C_4-Verbindung (Oxalacetat) auftritt. Sie sind erdgeschichtlich jung (sie erschienen erst vor weniger als 25 Mio. Jahren), wachsen am besten bei Temperaturen zwischen 30 und 45 Grad Celsius und machen heute erst etwa 5% der weltweiten Biomasse aus. Zu ihnen gehören z.B. Gräser, Chinaschilf, Hirse, Seggen, Mais und Zuckerrohr.

Weniger effizient sind die sogenannten C3-Pflanzen. Sie sind erdgeschichtlich älter, sind hinsichtlich CO_2-Variation sensibler als C4-Pflanzen (da früher die Atmosphäre CO_2-reicher war als heute), sie wachsen am besten bei Temperaturen zwischen 15 und 25 Grad Celsius und machen ca. 95% der globalen Biomasse aus. Zu ihnen gehören Weizen, Reis, Zuckerrübe und Kartoffel.

Pflanzenart oder Biotop	Produktion (g / m^2 / Jahr)	Produktion (W / m$^{2)}$	Energetische Effizienz (%)
C4-Pflanzen Spitzenzeit	19700	9.9	4
C4-Pflanzen Ganzjahr	*8000*	*4*	*1.7*
C3-Pflanzen Spitzenzeit	7300	3.7	1.5
C3-Pflanzen Ganzjahr	2000	1	0.4
Tropischer Regenwald	990	0.5	0.2
Hartlaubwald	580	0.3	0.12
Savanne	410	0.2	0.09
Mais	396	0.2	0.08
Nadelwald	360	0.18	0.07
Kontinente (Durchschnitt)	347	0.17	0.07
Agrarland, Getreide	290	0.15	0.06
Gras (gemässigtes Klima)	200 - 270	0.1 - 0.14	0.04 - 0.05
Ozean (Kontinentalsockel)	160	0.08	0.03
Erde (Schnitt)	157	0.079	0.03
Ozean (Schnitt)	78	0.04	0.016
Ozean (offener)	56	0.028	0.011

Tabelle 1: Biotope und Energiepflanzen im Vergleich

Die tatsächlich erreichten Werte sind in der Tabelle oben aufgeführt. Während kurzer Spitzenzeiten können Wachstumsraten auftreten, welche die durchschnittlichen Jahreswerte um ein Mehrfaches übertreffen.

Gemäss dieser Aufstellung lohnt es sich aus energetischer Sicht z.B. nicht, tropischen Regenwald zu fällen, um Mais anzupflanzen, da dieser energetisch nur etwa die Hälfte des tropischen Regenwaldes ergibt. Es ist energetisch vorteilhafter, den Regenwald nachhaltig zu nutzen. Dasselbe gilt für die Rodung von Nadelwald zur Gewinnung von Agrarland. Es sei daran erinnert, dass ein Maisfeld etwa 100 Mal weniger Energie pro Quadratmeter produziert als eine Photovoltaik-Anlage.

Die oben angegebenen Produktionen entsprechen stets den Bruttoerträgen. Bei den Bioenergien ist der Bruttoertrag normalerweise nicht direkt verwertbar (ausser z.B. bei der einfachen Verbrennung von Holz, s. Abschnitt 1.4. hiernach). Die industriell genutzten Bioenergien müssen einen mehr oder weniger langen Produktionsprozess durchlaufen, welcher ebenfalls Energie benötigt. Wollte man diese ebenfalls mittels Bioenergie produzieren, müsste eine entsprechend grössere Fläche angebaut werden. Beim Biodiesel z.B. beträgt das Verhältnis Bruttoertrag zu Nettoertrag etwa 3.1 zu 1. Daraus lässt sich den sogenannten Erntefaktor ableiten (siehe Anhang 3). Biodiesel ist eine Verbindung aus Methanol und einer Fettsäure und wird daher auch Fettsäuremethylester genannt. Es kann in Mitteleuropa aus Raps gewonnen werden. Beim Anbau von Raps entstehen jedoch die beiden Treibhausgase CO_2 und Lachgas (N_2O). Die CO_2-Bilanz des Biodiesels ist daher

umstritten. Deutschland ist gegenwärtig der weltweit grösste Biodiesel-Produzent. Biodiesel kann bis zu 5% zum herkömmlichen Diesel beigemischt werden. Auf Grund der zweifelhaften Umweltauswirkung von Energiepflanzen werden Bioenergien auch Agroenergien genannt.

1.4. Holz und Biotreibstoffe zweiter Generation

Die historisch erste Energiequelle war Holz. Sie wurde mit der Nutzbarmachung des Feuers vor vermutlich einer halben Million Jahren eingesetzt. Der Heizwert von Holz hängt linear von seinem Wassergehalt ab. Aus diesem Grund muss es lange (z.B. zwei Jahre) trocken gelagert werden, bevor es energetisch optimal eingesetzt werden kann.

Nasses Holz hat nur einen Drittel der Energiedichte (ca. 7 MJ pro kg) von trockenem Holz (ca. 20 MJ / kg). Trockenes Holz hat somit etwa eine halb so hohe Energiedichte wie Heizöl (45 MJ / kg). Das Volumen variiert je nach Zubereitungsart. Am dichtesten sind die Pellets oder Briketts. Die Verbrennung von Holz verursacht Feinstaub (PM10), der für die Lungen schädlich ist.

Während Holz früher nur verbrannt wurde, wird heute vermehrt der Einsatz als Treibstoff in Erwägung gezogen. Man spricht dann von BTL (biomass to liquide) oder Verflüssigung von Biomasse. Falls als Ausgangsstoffe feste Stoffe (Brennholz, Stroh, Schilf) gewählt werden, ist der Ertrag pro Flächeneinheit bedeutend höher (jährlich 4000 Liter BTL pro Hektare Land) als im Fall von Ölfrüchten. Die Produktion von BTL verwandelt die Ausgangsstoffe zunächst in Synthesegas und danach im Fischer-Tropsch Verfahren in flüssigen Treibstoff. Dieses Verfahren besteht im Wesentlichen darin, Kohlenmonoxyd (CO) und Wasserstoff (H_2) unter hohem Druck und bei hoher Temperatur zu verwandeln entweder in Alkane (Summenformel C_nH_{2n+2}), Alkene (Summenformel C_nH_{2n}), oder Alkohol ($C_nH_{2n+1}OH$) (vgl. Abschnitt 4.2. im Buch). Das Verfahren ist energieaufwändig. Je nachdem, wie es befeuert wird, ist es daher auch nicht ohne weiteres CO_2-frei. BTL-Kraftstoffe werden daher auch in absehbarer Zukunft relativ teuer bleiben. Das BTL-Verfahren gelingt derzeit nur mit Holz (oder mit Kohle, dann wird es coal to liquide oder CTL genannt).

Die Zukunft setzt darauf, Ethanol aus Zellulose zu gewinnen (2. Generation Biotreibstoffe). Dieses muss nicht aus Getreide gewonnen werden, sondern kann aus Stroh hergestellt werden. Dadurch steht es nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Die Zellulose-Ethanol-Produktion steht noch in der experimentellen Phase. In Kanada ist die Firma IOGEN in ein solches Projekt involviert.

Bioethanol entsteht durch die Vergärung von Zucker. Es hat damit den Nachteil, direkt mit der Nahrungsmittelproduktion in Konkurrenz zu stehen. Bioethanol ist das Alkohol mit n = 2. Chemisch ist es nicht von Ethanol verschieden. Seine Energiedichte beträgt 7.44 kWh / kg oder 26.78 MJ / kg, leicht höher als jene von Holz.

Biogas ist eine gasförmige Bioenergie, welche je zur Hälfte aus Methan und Kohlendioxid besteht, jedoch je nach Herkunft des Ausgangsstoffes auch andere Bestandteile (vor allem Wasserdampf und Stickstoff) enthält. Der Ausgangsstoff kann entweder landwirtschaftlicher Abfall sein (Gülle, Mist) oder Klärschlamm und Speiseabfälle, oder auch eine speziell aufgezogene Energiepflanze (Mais, Raps, Zuckerrohr, Getreide, schnellwachsende Bäume wie Pappeln oder Weiden). Biogasanlagen entwickeln sich um Bauernhöfe herum, sie könnten jedoch auch vermehrt bei Kläranlagen eingerichtet werden.

Es gibt auch bereits eine Pilotanlage mit Bio-Brennstoffzellen, in welchen die organischen Abfallstoffe direkt in elektrischen Strom umgewandelt werden.

Als Biowasserstoff bezeichnet man Wasserstoff, welcher aus oder mittels Biomasse gewonnen wird.

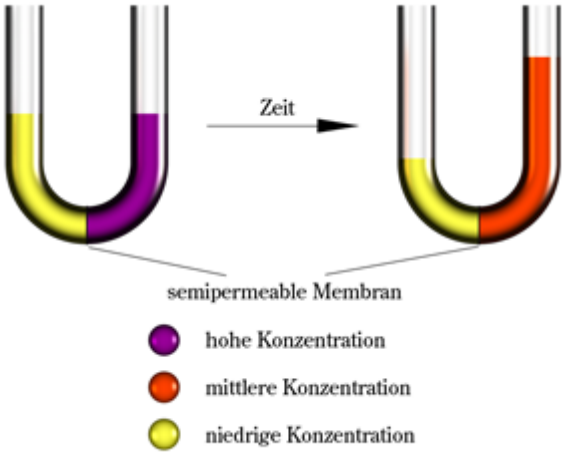
1.5. Abfallverbrennung

Die Abfallverbrennung ist in der Schweiz eine Energieform, welche in den letzten Jahren einen beträchtlichen Zuwachs erhalten hat. Es wird unterschieden zwischen Müll (4.3% des Endverbrauchs) und Industrieabfällen (1.3%). Im Vergleich dazu beträgt der Anteil Energieholz 3.6%. Die Abfallverbrennung verursacht Luftverschmutzung. Es werden verschiedene Schadstoffe ausgestossen, welche mit aufwändigen Filtern herausgefiltert werden müssen. Aus der Umweltperspektive ist es vorteilhafter, zunächst den Abfall nach Kategorien zu trennen als alle Sorten gemeinsam zu verbrennen. Die Abfallverbrennung erfüllt das Kriterium der Regenerierbarkeit, da Abfall stets neu hinzukommt. Ausserdem handelt es sich dabei um eine versorgungssichere Energieform. Die Abfallverbrennung produziert jedoch CO_2. Im Sinne des Klimaschutzes gilt daher nur die Verbrennung von biologischem Abfall als CO_2-frei. Das Abschätzen eines Potentials für diese Energieform ist schwierig; die Abfallproduktion hängt stark mit der Konjunktur zusammen.

1.6. Unkonventionelle Wasserkraft

Man kann vier unkonventionelle Nutzungsarten der Wasserkraft beschreiben: die Osmose, die Meeresströmung, die Wellenkraft und die Gezeiten. Um eine Osmose (d.h. die Diffusion eines Lösungsmittels, z.B. Wasser durch eine Semipermeable Membran) zu erhalten braucht es ein Druckgefälle (Druckunterschied). Dieser entsteht dadurch, dass die Membran nur das Wasser in beide Richtungen strömen lasst, nicht aber das Salz des Meereswassers. Die Abbildung 4 zeigt das Ergebnis osmotischen Drucks: das Wasser rechts stabilisiert sich auf höherem Niveau als links.

Abbildung 4: Entstehung von osmotischem Druck



Quelle: http://de.wikipedia.org/wiki/Bild:Osmose2.png

Auf die semipermeable Membran entsteht ein Druck. Dieser Druck wird durch folgende Formel angegeben:

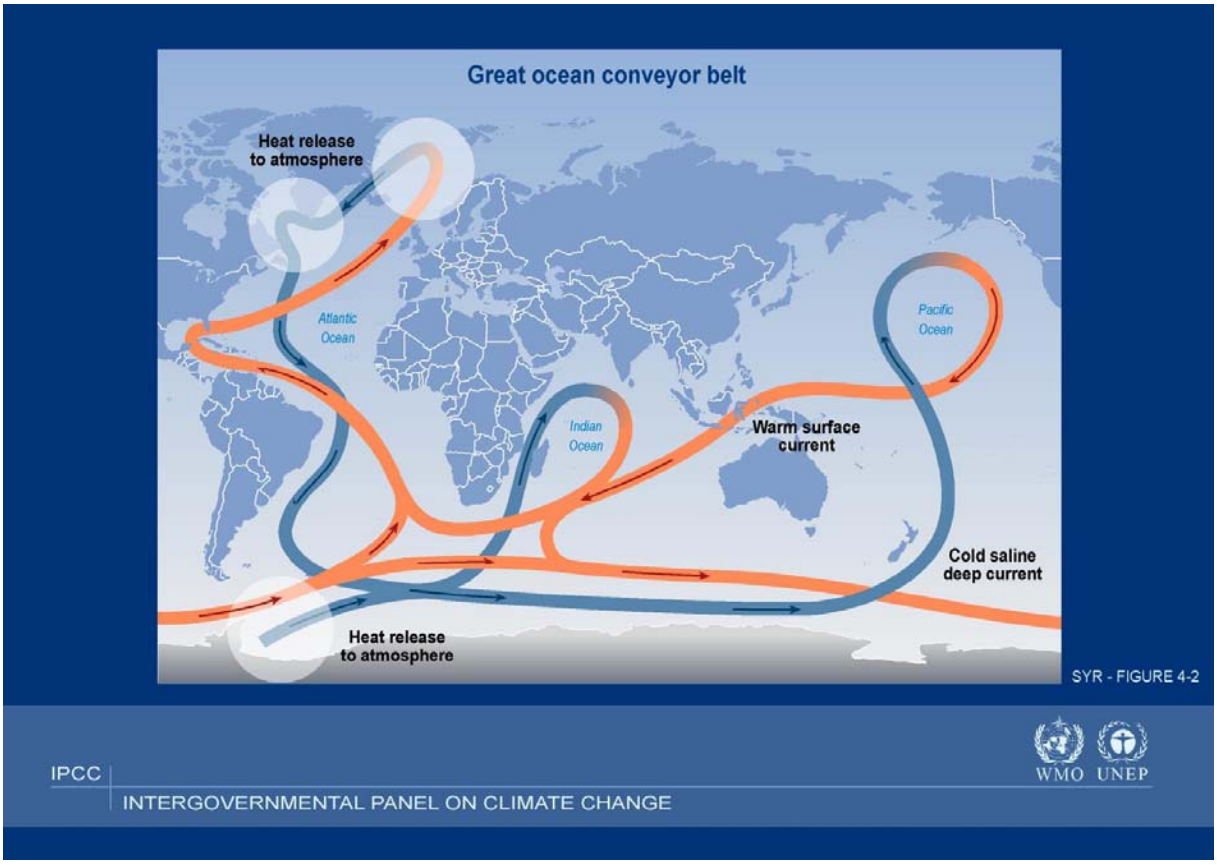
$$P = i\ m\ R\ T \qquad [atm]$$

In dieser Formel bedeuten i der van't Hoff Faktor (= 2 für gelöstes Salz), m die Molarität (= 0.6 Mol Salz pro Liter Wasser bei einem durchschnittlichen Salzgehalt von 3.5 %), R die universelle Gaskonstante (hier ausgedrückt als 0.0821 Literatmosphären pro Kelvin pro Mol) und T die Temperatur (288 Kelvin im Schnitt). Der resultierende osmotische Druck des Salzwassers auf das Süsswasser beträgt somit 28 Atmosphären. Dies entspricht einer Höhe einer Wassersäule von 290 Metern. Dies ist wie wenn alles ins Meer strömende Süsswasser vor seiner Vermischung mit dem Salzwasser ein Gefälle von 290 Metern schaffen würde,

welches durch die Formel E = m g h (mit h = 290 m) berechnet und mittels einer entsprechenden Anlage ausgenutzt werden kann. Derzeit werden in Norwegen Pilotanlagen getestet, welche auf dem Prinzip der Osmose basieren. Wenn man bedenkt, dass weltweit alle Flüsse zusammen jährlich etwas mehr als 100'000 Kubikkilometer Süsswasser ins Meer fliessen lassen, erhält man ein theoretisches osmotisches Leistungspotential von 8.5 TW, d.h. etwa die Hälfte des heutigen weltweiten Primärenergieverbrauchs. Die Osmose nutzt das Vermischungspotential aus, welches zuvor bei der Verdunstung (d.h. Entmischung des Süsswassers vom Salzwasser) geschaffen geworden war.

Die zweite unkonventionelle Ausnützung der Wasserkraft basiert auf der Ausnützung der Meeresströmungen. Diese sind eigentlich vergleichbar mit Unterwasserwinden und sind, wie die Winde, ein "Abfallprodukt" der Sonnenenergie. Sie formen ein ständiges Muster, genauso wie die Luftzirkulation der Winde ein ständiges Muster bildet (vgl. Abbildung 5 hiernach).

Abbildung 5: Fliessband der Meeresströmungen



Quelle: http://www.ipcc.ch/present/graphics/2001syr/large/04.18.jpg

Meeresströmungen sind aber langsamer (0.5 Meter pro Sekunde im Schnitt) als Winde (7 Meter pro Sekunde im Schnitt). Ansonsten berechnet sich das Leistungspotential mit der gleichen Formel wie beim Wind

$$P = 1/2\ a\ \rho\ v^3 \qquad [m^2 \times (kg/m^3) \times (m/s)^3] = [kg\ m^2/s^3] = [J / s] = [W]$$

Die Dichte (ρ) von Wasser beträgt 1000 kg pro Kubikmeter, während diejenige der Luft nur 1.3 kg pro Kubikmeter beträgt. Wenn man noch annimmt, dass die gesamte durchströmte Fläche im Falle der Meeresströmungen etwa 0.7 mal diejenige aller Winde beträgt, da die Kontinente 30% der Erdoberfläche ausmachen, dann lässt sich das globale Leistungspotential der Meeresströmungen auf 1000 TW oder ca. 1/12 des gesamten Windpotentials schätzen. In Grossbritannien, wo ein Versuchskraftwerk (Sea flow) im Bristol Channel betrieben wird, hofft man, dass eines Tages bis zu 20% des Elektrizitätsbedarfs in Meeresströmungskraftwerken produziert werden kann. Unterwasserfarmen sollen dann wie

Windfarmen angelegt werden. Die Effizienz der Turbinen wird auch vom Betz Faktor bestimmt. Eine der Schwierigkeiten liegt heute bei den Materialanforderungen für einen dauerhaften Untersee-Betrieb. Bis heute sind keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt bekannt. Die Rotorblätter drehen sich mit ca. 15 Umdrehungen pro Minute.

Die dritte unkonventionelle Art der Wasserkraft ist die Wellenenergie. Wellenenergie ist das Ergebnis der Winde auf der Wasseroberfläche. Somit ist die Wellenenergie auch ein Abfallprodukt der Sonnenenergie. Wellenkraftwerke nützen die ca. einmal pro Minute anfallende wellenförmige Bewegung der Wasseroberfläche des Meeres. Es gibt mehrere Kraftwerkstypen, welche versuchsweise in Betrieb sind (z.B. in Schottland, Norwegen oder Dänemark).

Eine spezielle Art von Wellenkraftwerken sind die Gezeitenkraftwerke. Diese nützen den Tidenhub aus, welcher durch die Gezeiten, d.h. durch den Unterschied zwischen Ebbe und Flut, entstehen. Im Unterschied zur Wellenenergie, welche theoretisch fast an jeder Küste entsteht, materialisiert sich die Gezeitenkraft nur in denjenigen (ca. 100) Meeresbuchten der Erde, wo die Auswirkungen von Ebbe und Flut in einer trichterförmigen Bucht aufgefangen werden können. Das Potential ist daher viel geringer als bei der Wellenenergie. Gezeitenenergie hat als Ursache die Erdrotation unter dem Einfluss von Mond und Sonne und ist somit terrestrischen Ursprungs, obwohl die Schwerkraft von Mond und Sonne zu ihrer Entstehung unerlässlich ist. Kommerzielle Gezeitenkraftwerke stehen in Frankreich (la Rance, St. Malo), Kanada (Neuschottland), Russland (Murmansk) und China (Zhejiang).

1.7. Geothermie (Erdwärme)

Zu den erneuerbaren Energiequellen wird üblicherweise auch die Geothermie gezählt. Sie basiert auf der Ausnutzung der Wärme, welche im Inneren der Erde vorhanden ist. Verglichen mit der Sonnenenergie ist die Abstrahlung durch Geothermie (Erdwärme) verschwindend klein. Das Leistungspotential an der Erdoberfläche beträgt lediglich 63 mW / m^2. Das sind gerade mal 0.26 Promille des Potentials der Sonneneinstrahlung (oder viertausendmal weniger als diese). Es wird vermutet, dass nur noch etwa die Hälfte des geothermischen Leistungspotentials (d.h. etwa 32 mW / m^2) aus dem Zerfall von radioaktiven Isotopen wie Uran, Thorium und Kalium stammt. Diese Hälfte ist erneuerbar, da die entzogene Wärme durch nachfolgende Zerfallsreaktionen regeneriert wird. Die andere Hälfte ist lediglich auf die Abstrahlung der bereits vorhandenen Wärme zurückzuführen. Diese Hälfte ist nicht mehr erneuerbar, da lediglich ein früher aufgebauter Wärmespeicher entleert wird. Nachhaltig ist nur die Nutzung, welche sich im Rahmen des regenerierbaren Leistungspotentials befindet. In diesem Sinn ist Geothermie mit einer Bioenergie vergleichbar: eine zu hohe Ausnutzungsrate ist nicht nachhaltig. Bei der Geothermie führt die Übernutzung zur lokalen Unterkühlung der Ressource (Kältelinse).

An ca. 500 vulkanreichen Stellen auf der Erdoberfläche befinden sich die heissen Schichten an der Erdoberfläche oder in geringer Tiefe. Dort ist die Ausnutzung der Geothermie technisch einfach. Das Potential dieser Stellen beläuft sich insgesamt auf ca. 81 GW. Island produziert seinen gesamten Strom ausschliesslich aus Wasserkraft und Geothermie.

Im Normalfall ist Geothermie nicht an der Erdoberfläche abbaubar. Die Temperatur der Erdkruste steigt pro Kilometer um ca. 35 bis 40 Grad Celsius an. Um Temperaturen vorzufinden, welche einen Carnot-Faktor von mindestens 0.4 ermöglichen, braucht es eine Temperatur von mindestens 200 Grad Celsius. Dafür muss man etwa 5 bis 7 km weit hinunterbohren. Dies wird vom Projekt Deep Heat Mining in Basel angestrebt. Die Einpressung von Wasser hat in der Region Basel mehrere harmlose Erdbeben mit Stärken 0.9 bis 3.4 auf der Richterskala verursacht.

1.8. Kernfusion

Zum Abschluss der Vorstellung der Energiequellen sollen noch die beiden zur Kernfusion gehörenden Energiequellen erwähnt werden. Kernfusion braucht als Ausgangsstoff entweder Deuterium (^2H) oder Deuterium und Tritium (^3H).

Deuterium ist nur zu 0.015% in natürlichem Wasserstoff vorhanden. Angesichts des gesamten Wasservolumens der Ozeane stellt dies jedoch eine gewaltige Menge dar. Natürlicher Wasserstoff ist das häufigste Element im Universum (ca. 76%). Deuterium ist viel leichter anzureichern als das spaltbare Uran, weil es doppelt so schwer ist wie normaler Wasserstoff. Deuterium wurde nur anlässlich des Urknalls gebildet. Es ist nicht radioaktiv und zerfällt nicht. Kein bekannter stellarer Prozess bildet Deuterium. Deuterium ist daher keine erneuerbare Energiequelle. Im Falle eines zukünftigen Verbrauchs in Fusionskraftwerken müsste Deuterium zuerst angereichert werden. Derzeit wird Deuterium vor allem in Kanada zur Produktion von schwerem Wasser für Schwerwasserreaktoren angereichert.

Der limitierende Ressourcenfaktor der Fusionsenergie ist das Tritium. Dieses entsteht in kleinen Mengen in der äusseren Schicht der Atmosphäre durch Bestrahlung von Stickstoffkernen mit kosmischer Strahlung. Dieser Teil kann als erneuerbar bezeichnet werden. Tritium ist aber radioaktiv mit einer Halbwertszeit von 12.32 Jahren. Daher gibt es auf der Erde insgesamt zu jedem Zeitpunkt nur etwa 3.5 kg Tritium aus natürlicher Produktion. Im Falle eines Verbrauchs in der Fusionstechnologie müsste Tritium entweder in Kernreaktoren (z.B. in Schwerwasserreaktoren) hergestellt werden, oder – viel schwieriger – man könnte versuchen, Lithium (^6Li) als Ausgangsstoff zu nehmen und Tritium im Reaktor selber herbrüten zu lassen. Lithium hat einen Anteil von 0.006% an der Erdkruste. Lithium Minen gibt es in den USA, Chile und Australien. Keiner dieser beiden Produktionswege von Tritium (Herstellung in Schwerwasserreaktoren bzw. Erbrüten aus Lithium) basiert auf erneuerbaren Quellen.

Die kontrollierte Kernfusion, falls sie jemals gelingen wird, produziert keine langlebigen radioaktiven Abfälle. Dennoch wird das Innere des Reaktors stark radioaktiv und muss beim Rückbau entsorgt werden. Auch radioaktives Tritium wird in grossen Mengen produziert. Die kontrollierte Fusion wird daher das Proliferationsrisiko vergrössern, da sie von den Regierungen grundsätzlich verlangt, dass sie mit solchen Substanzen umgehen können. Die Fusion produziert auch grosse Mengen an schnellen Neutronen, welche zur Produktion von spaltbarem Material eingesetzt werden können. Man kann zwar zweifeln, ob Regierungen einen zukünftigen Fusionsreaktor zu militärischen Zwecken einsetzen würden, aber das entsprechende Risiko besteht dennoch. Nur eine effiziente internationale Kontrolle über künftige Fusionsreaktoren wird Missbrauch verhindern können.

Mit dem Bau des ITER in Südfrankreich soll erstmalig ein Fusionsreaktor entstehen, der mehr Energie liefert, als aufgewendet werden muss („break-even“). Der ITER-Reaktor soll im Jahr 2018 in Betrieb gehen.

1.9. Vergessene erneuerbare Energiequelle Muskelkraft

Die Muskelkraft wird gemeinhin nicht als Energiequelle bezeichnet. Dennoch hat sie physikalisch alle Eigenschaften einer Energiequelle, welche erneuerbar ist. Das Potential kann daher als Leistungspotential ausgedrückt werden. Die Muskelkraft im eigentlichen Sinn ist derjenige Teil der im Stoffwechsel-Kreislauf umgesetzten Energie jedes Menschen, über welchen er frei verfügen kann. Daneben gibt es den Grundbedarf (Basis-Metabolismus, z.B. im Schlaf), über welchen man nicht frei verfügen kann. Der Basis-Metabolsimus ist leicht zu berechnen. Er beträgt annäherungsweise 4.2 kJ pro Kilo Körpergewicht pro Stunde. Für eine schlafende 50 kg schwere Person macht das 60 W (oder ca. 1250 kcal / Tag), d.h. die Leistung einer 60 Watt Glühbirne; bei 70 kg Körpergewicht 82 Watt (oder 1700 kcal / Tag).

Diese Leistung besteht nur in ruhendem Zustand, also im Schlaf. Bei leichter körperlicher Arbeit (z.B. Büroarbeit) beträgt die Leistung das doppelte, bei schwererer Arbeit (industrielle Tätigkeiten oder Landwirtschaft) das dreifache, beim Spitzensport das 9 bis 10fache.

Wenn man von einem durchschnittlichen Bedarf von 150 W pro Person (oder 3100 kcal / Tag) ausgeht, wovon die Hälfte den nicht-verfügbaren Grundbedarf darstellt und die andere Hälfte die verfügbare Muskelkraft, beträgt diese 75 W pro Person. Für die Weltbevölkerung von 6.5 Mrd. Einwohnern macht das insgesamt knapp 0.5 TW aus. Der Nahrungsmittelbedarf beträgt dann das doppelte (verfügbarer und nicht-verfügbarer Teil), d.h. rund 1 TW. Aus ökologischer Sicht ist bemerkenswert, dass ein Vierzigstel der weltweiten Biomasse-Produktion der Erde als Nahrungsmittel für eine einzige Spezies (d.h. homo sapiens) beansprucht wird. Die Leistung der Biomasse sinkt um einen Faktor 10 für jede nächst höhere Stufe der Nahrungskette. Wo Agrarland z.B. eine Leistung von 0.015 W / m^2 hat, hat die erste Stufe der pflanzenfressenden Tiere eine Leistung von 0.0015 W / m^2. Dies genügt nicht mehr, um die Weltbevölkerung ausschliesslich aus der ersten Stufe der pflanzenfressenden Tiere fleischlich zu ernähren (der Bedarf wäre bei 0.002 W / m^2).

Der Anteil der Nahrungsmittelenergie an der gesamten Biomasse-Produktion wird mit der erwarteten Zunahme der Weltbevölkerung noch steigen. Es scheint daher wichtig, die Geburtenrate zu kontrollieren. Die bisher wirksamste Massnahme zur Geburtenkontrolle ist die langfristige wirtschaftliche Entwicklung. Dies trifft für alle Länder zu, unabhängig von kulturellen oder religiösen Faktoren. Auch in einem Land wie Saudi-Arabien hat sich die Geburtenrate in den letzten Jahrzehnten halbiert. In einigen hoch entwickelten Ländern muss die Geburtenrate mit staatlichen Mitteln gefördert werden.

Diese Überlegungen dienen unter anderem dazu, die Grössenordnung des Energieverbrauchs im üblichen Sinne mit derjenigen des Energieverbrauchs in Nahrungsmitteln in Zusammenhang zu bringen.

2 Anhang 2: SI Masseinheiten, natürliche Masseinheiten, Umrechnungstabellen

2.1. SI Masseinheiten

Jede Messung basiert auf vier Elementen:

- Variable zu messende Phänomene
- Eine fixe Masseinheit von derselben Art der wie die Phänomene, um diese mit der Masseinheit vergleichen zu können
- Messinstrumente, welche auf der Basis der Masseinheit geeicht sind
- Eine Messprozedur, gemäss welcher die Messungen durchzuführen sind.

Die modernen physikalischen Masseinheiten gehen auf das Mandat der französischen Nationalversammlung vom Jahre 1791 an die Wissenschaftsakademie zurück, das Mess-Chaos zu beenden und offizielle Masseinheiten festzulegen. Aus diesem Projekt entstand 1875 die internationale Meterkonvention, welche seither in periodisch stattfindenden Konferenzen systematisch erneuert und den Ergebnissen der Forschung entsprechend angepasst wird. Seit 1960 wird dieses Einheitensystem in allen Sprachen SI bzw. Système International genannt (http://de.wikipedia.org/wiki/Internationales_Einheitensystem). Das SI hat sieben Basiseinheiten (Meter, Kilogramm, Sekunde, Ampère, Kelvin, Mol, Candela), welche sprachlich definiert sind, und eine Reihe abgeleiteter Einheiten, welche durch mathematische Formeln aus den Basiseinheiten definiert werden. Einige von diesen werden im Buch benutzt (Joule, Watt, Pascal, Volt, Ampèresekunde, Coulomb, Kelvin und Grad Celsius). Die Definition der Einheiten wurde im Lauf der Zeit immer präziser. Präzisere Einheiten öffnen das Feld für genauere Messinstrumente, was die Basis für genauere Messungen ist. Diese sind für den wissenschaftlichen Fortschritt essentiell.

Um die Vielfachen oder die Bruchteile der verschiedenen Masseinheiten auszudrücken, hat man die Präfixe definiert. Diese sind in der nachstehenden Tabelle 2 in aufsteigender Reihenfolge aufgeführt. Präfixe werden an die Einheiten angehängt, z.B. cm für Zentimeter, was gleichbedeutend ist wie 10^{-2} Meter oder 0.01 Meter. Die Präfixe der oberen Tabellenhälfte stellen Bruchteile der betreffenden Masseinheit dar (wie zum Beispiel der Zentimeter), während die Präfixe der unteren Tabellenhälfte jeweils ein Vielfaches der entsprechenden Masseinheiten bedeuten (z.B. km für Kilometer, gleichbedeutend mit 10^3 Meter oder 1000 Meter). Im Buch werden neben den im täglichen Umgang gebräuchlichen Einheiten namentlich die verschiedenen Energieeinheiten (vor allem MJ und GJ) auf diese Art dargestellt. Auch für Leistungseinheiten (z.B. kW, MW, GW, TW) oder für extrem grosse und extrem kleine Distanzen (z.B. Nanometer, nm, Milliardstel oder 10^{-9} Meter) sind Präfixe nützlich, um Zehnerpotenzen vermeiden zu können.

Anstelle der Zehnerpotenzen (z.B. 10^{-11}) wird in der wissenschaftlichen Schreibweise auch E-11 geschrieben (vgl. z.B. in Tabelle 3 hiernach). Dementsprechend ist 6.6742E-11 gleichbedeutend wie 6.6742×10^{-11} oder 667.42×10^{-9} oder 667.42 Nano(...).

Manchmal werden auch Währungseinheiten mit Präfixen ausgedrückt (z.B. kCHF für 1'000 Schweizer Franken). Dies verleiht jedoch der betreffenden Währungseinheit einen Status, welche sie eben nicht hat, nämlich denjenigen einer Masseinheit. Währungen sind eher vergleichbar mit Messinstrumenten, welche nach einer Werteinheit geeicht werden müssen. Im Buch wird eine solche definiert (Walras).

Tabelle 2: SI Präfixe

SI Präfixe

Name	Yokto	Zepto	Atto	Femto	Piko	Nano	Mikro	Milli	Zenti	Dezi
Symbol	y	z	a	f	p	n	µ	m	c	d
Faktor	10^{-24}	10^{-21}	10^{-18}	10^{-15}	10^{-12}	10^{-9}	10^{-6}	10^{-3}	10^{-2}	10^{-1}
Name	Deka	Hekto	Kilo	Mega	Giga	Tera	Peta	Exa	Zetta	Yotta
Symbol	da	h	k	M	G	T	P	E	Z	Y
Faktor	10^{1}	10^{2}	10^{3}	10^{6}	10^{9}	10^{12}	10^{15}	10^{18}	10^{21}	10^{24}

2.2. Natürliche oder plancksche Masseinheiten

Anders als die SI Masseinheiten, welche vom Menschen geschaffen wurden, basieren die natürlichen oder planckschen Masseinheiten auf fundamentalen Naturkonstanten, welche das gesamte Universum bestimmen. Die wissenschaftliche Erkenntnis bezeichnet heute fünf fundamentale Naturkonstanten. Max Planck hat im Jahr 1899 ein System von Masseinheiten vorgeschlagen, welches gänzlich auf den fundamentalen Konstanten der Natur basiert, welchen er per Definition den Wert 1 gibt (Basiseinheiten). Es resultieren Masseinheiten, welche

„*… ihre Bedeutung für alle Zeiten und für alle, auch außerirdische und außermenschliche Culturen nothwendig behalten und welche daher als ‚natürliche Maaßeinheiten‘ bezeichnet werden können …*“ (Max Planck)

Die heute bekannten planckschen oder natürlichen Basiseinheiten werden in Tabelle 3 aufgeführt. Die Idee des Systems der planckschen oder natürlichen Masseinheiten ist, diesen Basiseinheiten jeweils per Definition den Wert von eins zu geben. Dies vereinfacht einige Formeln der Physik. So z.B. wird die berühmte einsteinsche Formel, welche die Äquivalenz zwischen Masse und Energie zeigt ($E = mc^2$) ganz einfach zu $E = m$, wenn die Lichtgeschwindigkeit c gleich eins gesetzt wird.

Tabelle 3: Natürliche oder plancksche Basiseinheiten

Planksche Basiseinheiten (=1)

Konstante (Symbol)	Gemessener Wert (Codata, Nist)	In SI Einheiten	Interpretation
G	6.674'2 E-11	$\frac{m^3}{kg \cdot s^2}$	Newtonsche Gravitation
c	299'792'458	$\frac{m}{s}$	Lichtgeschwin-digkeit
$\hbar = h/2\pi$	1.054'571'68 E-34	Js	Dirac-Wirkung
k	1.380'650'5 E-23	$\frac{J}{K}$	Boltzmann-Entropie
κ_c	8'987'551'788	$\frac{m}{F} = \frac{kg \cdot m^3}{C^2 \cdot s^2}$	Coulomb-Konstante

Aus diesen Basiseinheiten können alle übrigen physikalischen Einheiten mit mathematischen Formeln abgeleitet werden. In Tabelle 4 werden nur einige davon widergegeben. Weitere Informationen über die Planck-Einheiten: http://de.wikipedia.org/wiki/Planck-Einheiten.

Tabelle 4 Einige abgeleitete natürliche Einheiten

Einige abgeleitete Planck-Einheiten

Planck-Zeit	$\sqrt{G\hbar/c^5}$	5.391'21 E-44	s
Planck-Länge	$\sqrt{G\hbar/c^3}$	1.616'24 E-35	m
Planck-Masse	$\sqrt{\hbar c/G}$	0.0217'645 (= 23.9 E+21m_e)	mg
Planck-Energie	$\sqrt{\hbar c^5/G}$	1'956.1	MJ
Planck-Temperatur	$\sqrt{\hbar c^5/Gk^2}$	1.416'79 E+32	K
Planck-Kreisfrequenz	$\sqrt{c^5/G\hbar}$	1.854'87 E+43	Hz
Planck-Ladung	$\sqrt{\hbar c/\kappa_c}$	1.875'54 E-18 (= 11.7q_e)	C

Im Buch wird nur die Planck-Energie angesprochen. Sie entspricht der Energiemenge von ca. 52 Liter Diesel bzw. 1 Jahr Dornröschenschlaf. Sie wird in der Definition des Walras, der

neuen Masseinheit für Wert, verwendet. 1 Walras ist der Wert von 1956.1 MJ verfügbarer Energie.

Physikalisch beschreiben die Planck-Einheiten die Eigenschaften (Grösse, Lebensdauer, Masse, Energie, Temperatur) eines besonderen Partikels, nämlich des kleinstmöglichen schwarzen Lochs. Dieses ist sozusagen das Mass aller Dinge im Universum. Man nimmt an, dass die Planck-Länge die kürzestmögliche Länge und Planck-Zeit die kürzestmögliche Zeit im Universum ist. Die Planck-Temperatur dürfte die höchstmögliche Temperatur, und die Planck-Kreisfrequenz die höchstmögliche Frequenz im Universum sein. Diese Limiten werden manchmal als „Planck Mauer“ bezeichnet.

2.3. Umrechnungstabelle für Energieeinheiten

	Planck-Energie	Gcal	TJ	GWh	Mtoe
Planck-Energie	1	0.467117	0.001956	0.000543	4.67117E-08
Gcal	2.140793	1	0.0041876	0.0011633	0.0000001
TJ	511.221308	238.8	1	0.2778	0.00002388
GWh	1'840.249488	859.611231	3.599712	1	8.59611E-05
Mtoe	21'407'927.46	10'000'000	41'876.0469	11'633.16583	1

Tabelle 5: Umrechnungsfaktoren energetischer Masseinheiten

Die Tabelle 5 ordnet die im Buch vorkommenden oder sonst wie gebräuchlichen Einheiten der Grösse nach. Demnach ist eine Planck-Energie z.B. knapp halb (genau: 0.46711668 mal) so gross wie eine Gigacalorie (Gcal) und entspricht 1.956 Promille eines Terajoule (TJ). Eine Gigawattstunde (GWh) entspricht z.B. 1840.249488 Planck-Energien. Mtoe steht für Millionen Tonnen Erdöläquivalent und ist eine in der Erdölwirtschaft gebräuchliche Einheit. Sie ist definiert als 10 Millionen Gigacalorien (Gcal) und entspricht 21.4 Millionen Planck-Einheiten.

3 Anhang 3: Technische Energieeffizienz

3.1. Energieeffizienzmasse und Erntefaktoren

Die Energieeffizienz wird oftmals als die billigste Energiequelle bezeichnet. Zu heutigen Energiepreisen kostet die billigste eingesparte Kilowattstunde weniger als die billigste produzierte Kilowattstunde. Allerdings ist auch der Preis der Energieeffizienz nicht konstant. Grössere Einsparungen dürften einen höheren Kilowattstunden-Preis haben als kleine. Jegliche Effizienzverbesserung bedingt Messung der Ineffizienzen.

Das erste Problem der Energieeffizienz ist die Methode ihrer Berechnung. In diesem Abschnitt werden die verschiedenen Energieeffizienzmasse vorgestellt. Als Effizienz, oder Wirkungsgrad, eines Prozesses wird üblicherweise das Verhältnis zwischen einer umgewandelten Energieform (Output, z.B. Endenergie) und der ursprünglichen Energieform (Input, z.B. Primärenergie) bezeichnet (Verhältnis Output/Input).

$$0 \leq \varepsilon = \frac{E_{End}}{E_{\mathrm{Pr}\,imär}} \leq 1$$

Wenn die gesamte Primärenergie in Endenergie umgewandelt werden könnte, würde die Energieeffizienz (oder der energetische Wirkungsgrad) des Energiesystems 1 oder, in Prozenten ausgedrückt, 100% betragen. Dies bedeutet eine verlustfreie Energieumwandlung. Wenn das Verhältnis Endenergie zu Primärenergie weniger als 100% ist (was in der Praxis immer der Fall ist), treten Verluste auf. Verlust ist immer Wärme. Konventionell wird angenommen, diese Wärme trete zu Umgebungstemperatur aus, d.h. als reine Anergie (Abschnitt 3.5. im Buch). In diesem Fall bezeichnet die obige Formel sowohl die Energieeffizienz als auch die Exergieeffizienz. Die beiden sind dann nämlich identisch. Manchmal hat indes die abgegebene Wärme eine höhere Temperatur als die Umgebungstemperatur. In diesem Fall wäre die exergetische Effizienz leicht tiefer als die energetische, da theoretisch noch etwas Restwärme genutzt werden könnte. Der theoretische Minimalwert dieser Effizienz ist 0. Diesen hat sie bei reinen Primärenergieverbrauchern.

Die im Energiesektor verbreiteten Umwandlungsprozesse haben angenähert die folgenden Effizienzen: Die Umwandlung von elektrischer in mechanische Energie und umgekehrt (Elektromotoren und Generatoren, vgl. Tabelle im Abschnitt 2.1. des Buches) sind vergleichsweise effizient (80%-90%), weniger effizient (50%-80%) sind Prozesse, welche elektrische in chemische Energie umwandeln und umgekehrt (Akkumulatoren, Batterien, Brennstoffzellen). Der grosse Effizienzverlust findet in Anwendungen statt, welche aus thermischer Energie mechanische erzeugen (Dampfturbinen). Hier hängt die Effizienz von der Temperatur, d.h. vom Carnot Faktor, ab. Leichtwasserreaktoren erreichen ca. 35%, Flugzeugtriebwerke und grosse Schiffsmotoren etwa 40%. Personenwagen nur 20%. Wenn also der benzinbetriebene Ottomotor durch eine erdgasbetriebene Brennstoffzelle ersetzt würde, könnte die Effizienz der gesamten Fahrzeugflotte von ca. 20% auf ca. 50% erhöht werden.

Die Gesamtwirkungsgrade komplexer Prozesse werden durch das Produkt der Wirkungsgrade der sie zusammensetzenden Einzelprozesse bestimmt. Wenn z.B. ein erster Teilprozess einen Wirkungsgrad von 0.9 und ein zweiter einen Wirkungsgrad von 0.7 hat, so hat das integrierte System, welches beide Prozesse umfasst, einen Gesamtwirkungsgrad von 0.9 mal 0.7, d.h. 0.63. Diese Regel führt dazu, dass die Gesamteffizienz eines integrierten Systems normalerweise umso geringer wird, je mehr Teilprozesse es hat.

Anders umschrieben heisst das, dass komplexe Systeme schnell mal ineffizient werden können, wenn einige ihrer Schlüsselkomponenten ineffizient sind. Aus dieser Sicht ist das Ökosystem ineffizient, da jede folgende Stufe der Nahrungsmittelpyramide nur noch 10% der Leistung der vorhergehenden hat, und mehrere nacheinanderliegende Stufen existieren. Die Natur privilegiert anscheinend die Biodiversität, nicht die Effizienz. Diese Feststellung widerspricht teilweise der Idee Darwins, wonach nur die Fittesten überleben (survival of the fittest). Allerdings bedeutet Biodiversität eben auch Komplementaritat der einzelnen Teile. Diese Komplementarität kann ihrerseits die Effizienz des Gesamtsystems wieder erhöhen. Das Leistungspotential des tropischen Regenwaldes ist höher als das seiner Komponenten (vgl. Tabelle 1 oben).

Wie soll die Effizienz von Prozessen angegeben werden, welche zum Zweck haben, ein physikalisches Abfallprodukt wie Wärme (oder auch Kälte) zu produzieren? Genau für diesen Zweck wurde 1956 der Exergie-Begriff und die exergetische Effizienz geschaffen. Die Exergie der produzierten Wärme und Kälte hängt nämlich von deren Temperatur (und von derjenigen der Umgebung) ab. Die produzierte thermische Energie ist daher mit dem jeweiligen Carnot-Faktor zu multiplizieren, um die Exergie zu erhalten. Eine Erdöl- oder Erdgasheizung, welche im Winter bei –10 Grad Celsius Wärme zu 60 Grad Celsius liefert, hat einen exergetischen Wirkungsgrad von 20%. Für die Warmwasserproduktion von 60 Grad Celsius im Sommer (bei ca. 25 Grad Umgebungstemperatur) beträgt der exergetische Wirkungsgrad derselben Warmwasserproduktion hingegen nur 10%. Die Hersteller solcher Geräte dürfen aber nach wie vor, anstatt des exergetischen Wirkungsgrades, den energetischen angeben. Dieser beträgt 80 – 95%, je nachdem ob die Energie des Wasserdampfs durch Kondensierung zurückgewonnen wird oder nicht.

Die korrekte Widergabe der Energieeffizienz von wärmeproduzierenden Anwendungen ist vor allem für die Angabe der Effizienz der Wärmekraftkoppelung (in Deutschland Kraftwärmekoppelung genannt) notwendig. Es kommt vor, dass die Effizienz des Kraftteils (d.h. des stromproduzierenden Teils) korrekt unter Anwendung des Carnot-Faktors angegeben wird (dieser entspricht ja der allgemein gemachten Erfahrung), und dass gleichzeitig die Effizienz des Wärmeteils (d.h. des wärmeproduzierenden Teils) derselben Anlage energetisch (d.h. ohne Carnot Faktor) angegeben wird. Das ergibt fehlerhafte Gesamteffizienzen von über 90%, wogegen die korrekte Effizienz im Bereich 50%-70% liegt.

Auch für Kühlgeräte ist der korrekte Wirkungsgrad der exergetische. Für Kälte wird der Carnot-Faktor (Subskript Cc) wie folgt angegeben:

$$\eta_{Cc} = \frac{T_0 - T_c}{T_c} \geq 0$$

In dieser Formel steht T_o für Umwelttemperatur und T_c für Temperatur des gekühlten Körpers. Im Unterschied zum Carnot-Faktor für Wärme ist bei demjenigen für Kälte die tiefere Temperatur im Nenner. Auch ist er nicht zwischen 0 und 1 limitiert. Er kann alle Werte grösser als 0 annehmen. Er ist aber nur gültig für kalte Temperaturen, d.h. solange die Umgebungstemperatur höher als die Temperatur der kalten Quelle ist. Der mathematisch Interessierte Leser kann aus dem Vergleich dieses Faktors mit demjenigen für Wärme selber herleiten, dass die Kühlung mehr Exergie (und Energie) verbraucht als die Erwärmung. Wenn man einen Körper um 10 Grad kühlt, braucht man dazu mehr Exergie (und mehr Energie), als wenn man ihn um 10 Grad erwärmt.

Die weiter oben definierte Energieeffizienz (Verhältnis Endenergie/Primärenergie) muss sauber unterschieden werden von der nachfolgend definierten Effizienz des Eigenverbrauchs (z.B. eines Kraftwerks, vgl. Abschnitt 5.1. des Buches). Die Effizienz des Eigenverbrauchs wird durch den sogenannten ERoEI (Energy Returned on Energy Invested) eines Umwandlungsprozesses definiert. Seine Formel lautet:

$$ERoEI = \frac{E_{End}}{E_{Eigen}} \geq 0$$

Der Zähler gibt wiederum die Endenergie (oder Endexergie, falls Wärme produziert wird), hingegen steht im Nenner der Eigenverbrauch, nicht mehr die Primärenergie. Anders als die Energieeffizienz, welche immer kleiner als 1 ist, ist der ERoEI für energieproduzierende Branchen grösser als 1, zum Beispiel bei 50. Man gibt ihn manchmal auch als 50:1 an. Das heisst, dass 50 Mal soviel Energie erhalten wie in Form von Eigenverbrauch aufgewendet wurde. Dabei ist wichtig, dass unter aufgewendete Energie diejenige der Quelle selber (d.h. die sogenannte Primärenergie) ausgeschlossen wird. Aufgewendete Energie soll sich lediglich auf den Eigenverbrauch des Energieproduzenten beziehen. Der theoretische Maximalwert des ERoEI ist unendlich, da in einer verlustlosen Welt kein Eigenverbrauch für die Produktion von Energie notwendig ist. Der theoretische Minimalwert des ERoEi ist null. Diesen Wert hat der ERoEI für alle Branchen, welche keine Energie produzieren, sondern nur Energie verbrauchen; der Zähler ist für diese Branchen gleich null.

Die ERoEI verschiedener Energieverarbeiter sind sehr unterschiedlich und verändern sich mit der Zeit. Oftmals wird davon ausgegangen, dass ein ERoEI grösser als 1 sein muss damit sich die Nutzbarmachung einer Energieform lohnt. Dies stimmt nicht wirklich. Die moderne industrielle Landwirtschaft hat z.B. einen ERoEI 1:10 bis 1:20. Es wird also zehn bis zwanzigmal mehr Energie in Form von Treibstoff, Strom, usw. aufgewendet als was in Form von Nahrungsmittelenergie herauskommt. Die Landwirtschaft ist aber dennoch wirtschaftlich, solange die Lebensmittelpreise deutlich höher als die Energiepreise sind. Das gilt in noch vermehrtem Mass für nicht-energetische Branchen. Die Uhrenindustrie produziert überhaupt keine Energie, hat also einen ERoEI von null. Dennoch wird sie überleben, solange der Preis der Uhren so hoch ist, dass genügend Einkommen für die Branche zustande kommt. Der ERoEI charakterisiert die Branche hinsichtlich Energieproduktion, nicht hinsichtlich Wirtschaftlichkeit. Allerdings ist wichtig, dass der ERoEI eines gesamten Wirtschaftssystems (z.B. der Weltwirtschaft insgesamt) knapp über 1 liegt. Wenn es also Branchen gibt, welche einen weit unter 1 liegenden ERoEI haben, müssen demgegenüber andere Branchen stehen, welche einen deutlich über 1 liegenden ERoEI haben, damit der gewichtete ERoEI insgesamt nicht unter 1 fällt. Sollte er jemals auch nur leicht unter 1 fallen, würde sich die Menschheit in Richtung einer globalen Energiearmut entwickeln. Es würde weniger Energie produziert als verbraucht. Produzieren heisst soviel wie in den Wirtschaftskreislauf einführen. Produktion und Verbrauch sind Energieflüsse, daher hat die Energiearmut nichts zu tun mit der Erschöpfung fossiler Energielager (Ressourcen). In der Steinzeit war der Mensch energiearm, obwohl mehr Ressourcen auf dem Planeten vorhanden waren als heute. Im Falle einer Energiearmut würde der Energiepreis im Verhältnis zu den anderen Preisen stark ansteigen. Der ERoEI zeigt nur das Verhältnis der Flüsse. Wenn auch die langfristigen Energielager (z.B. geologische Ressourcen) beschrieben werden sollen, ist der ökologische Fussabdruck (vgl. Anhang11) relevant.

Als Beispiel kann für einige Energieträger der ERoEI angegeben werden, bedingt durch alle für diese Energieträger üblichen Transformationsprozesse. Am Anfang des Erdölzeitalters hatte Erdöl einen ERoEI von etwa 100:1. Es konnte 100 Mal mehr Energie herausgezogen werden, als was in Form von Eigenverbrauch insgesamt aufgewendet wurde. Dies hat sich bis heute stark verändert. Heute ist dieser Faktor in der Nähe von 10 für konventionelles Öl und etwas tiefer für Tiefsee-Öl. Für Wasserkraft beträgt der ERoEI ca. 10, für Erdgas zwischen 5 und 10, für Windenergie zwischen 3 und 10, sie kann aber auch 50 betragen, für Kohle und Solaranlagen zwischen 1 und 10, für Kernkraft ca. 4, für Biodiesel ca. 3, für Bioethanol lediglich ca. 1.2.

Der ERoEI ist ein sogenannter Erntefaktor. Wenn er auf Kraftwerke bezogen wird, wird er Erntefaktor des Kraftwerkes genannt. Er ist ein Mass dafür, wie viel Mal die gesamte, für den Kraftwerksbau verwendete Energie, im Lauf der Zeit mittels Produktion durch das Kraftwerk

wieder herauskommt. Er ist Teil der Lebenszyklusanalyse (life cycle analysis, LCA, Ökobilanz) des Kraftwerkes, daher der Index LCA in der Formel:

$$ERoEI_{KW} = \frac{E_{EndLCA}}{E_{Grau}} \geq 0$$

Der Zähler bezeichnet die während des Lebenszyklus des Kraftwerkes durch dieses insgesamt produzierte Endenergie; der Nenner die beim Bau des Kraftwerkes insgesamt benötigte Energie. Diese erscheint als sogenannte graue Energie in der Fromel. Graue Energie ist Energie, welche in einer früheren Periode (d.h. während des Kraftwerkbaus) verbraucht wurde und welche dem Kraftwerk nun angelastet werden kann, da sie sich in diesem amortisiert.

Graue Energie ist in diesem Fall die jährliche Amortisierung der ursprünglich ins Kraftwerk investierten Energie. Graue Energie hat mit dem Eigenverbrauch gemeinsam, dass sie nicht in die Endenergie hineingeht. Der Energiegehalt einer Endenergieform wird nicht höher, wenn man mehr graue Energie zu deren Produktion aufwendet. Graue Energie ist eigentlich ein buchhalterisches Konstrukt, bei welchem der Energieverbrauch einer Periode (oder eines Wirtschaftsakteurs) einer anderen Periode (oder einem anderen Akteur) angerechnet wird. Der theoretische Maximalwert des oben definierten Erntefaktors ist ebenfalls unendlich, da in einer verlustfreien Welt die Kraftwerke ewig dauern und folglich unendlich viel Energie (im Zähler der obigen Formel) produzieren können und die jährliche Amortisation der investierten Energie, d.h. die graue Energie (im Nenner der obigen Formel), demgegenüber vernachlässigbar klein wird. Die graue Energie von energieproduzierenden Branchen hat einen Erntefaktor grösser als 1. Der Minimalwert des Erntefaktors ist 0. Diesen Wert hat er bei Branchen, welche keine Energie produzieren.

Bei fast allen Industrieprodukten wird Energie zu deren Herstellung benötigt, daher haben fast alle Industrieprodukte eine graue Energie. Zur Illustration kann für einige Produkte deren graue Energie angegeben werden: Zur Herstellung eines Autos verbraucht man etwa 10% der Energie, welche das Auto in seiner Lebensdauer verbrauchen wird. Die Herstellung eines 32 MB DRAM Chips braucht 1.6 kg. Öl. Die Herstellung eines Tischrechners verbraucht das Zehnfache seines Gewichts an Öl, die Herstellung von ca. 10 Rechnern braucht etwa gleichviel Öl wie für ein Auto.

Wenn man in den Zähler des $ERoEI_{KW}$ die Produktionskapazität (Nennleistung, z.B. in MW) des Kraftwerks anstatt seiner gesamten Lebenszyklus-Produktion einsetzt, gibt diese Formel das Verhältnis der Kapazität zur grauen Energie (z.B. in MW / MWh). Der mathematische Umkehrwert dieses Masses (Vertauschen von Zähler und Nenner) gibt die minimale Zeit an (in diesem Fall in Jahren), wie lange ein Kraftwerk laufen muss, um die zu seiner Produktion benötigte graue Energie zu amortisieren (minimale Energie-Amortisierungszeit). Ein einer Volkswirtschaft wird die aufgewendete Energie grundsätzlich nur durch diejenigen Branchen amortisiert, bei denen der $ERoEI_{KW}$ grösser ist als eins (per Definition sind dies die energieproduzierenden Branchen). Die anderen (nicht energieproduzierenden) Branchen sind Netto-Energieempfänger über den Lebenszyklus ihrer Anlagen und können die durch sie verbrauchte Energie nicht amortisieren. Die auf diese Weise berechnete minimale Energie-Amortisierungszeit ist für sie unendlich lange.

Der oben definierte Erntefaktor eines Kraftwerkes kann dadurch verbessert werden, dass der Eigenverbrauch, welcher zur laufenden Produktion der Endenergie benötigt wird, ebenfalls mitberücksichtigt wird. In diesem Fall ist seine Formel die folgende:

$$ERoEI_{LCA} = \frac{E_{EndLCA}}{E_{grau} + E_{EigenLCA}} \geq 0$$

Im Nenner figuriert nun die graue Energie, welche zum Kraftwerksbau gebraucht wurde plus der Eigenverbrauch während der Lebensdauer des Kraftwerkes. Dieses Mass verbindet den

Erntefaktor mit dem weiter oben beschriebenen ERoEI. Auch dieses Mass hat in einer verlustfreien idealen Welt den Wert unendlich, während es für Branchen, welche keine Energie produzieren, den Wert 0 annimmt. Auch dieses Mass kann so umgeformt werden, dass es die minimale energetische Amortisierungszeit eines Kraftwerkes angibt.

Manchmal wird der Erntefaktor auch in einer noch vollständigeren Definition gebraucht. Diese besteht darin, dass im Nenner die Summe aus Energie zum Kraftwerksbau, Eigenverbrauch und Primärenergieverbrauch während des gesamten Lebenszyklus (LCA) gesetzt wird.

$$0 \leq ERoEI_{komplett} = \frac{E_{EndLCA}}{E_{grau} + E_{EigenLCA} + E_{PrimärLCA}} \leq 1$$

Dieser komplette Erntefaktor sagt etwas ganz anderes aus als die beiden vorhergehenden Masse. Er nimmt Werte zwischen 0 und 1 an. Allerdings tendiert er zum maximalen Wert 1 nur in jenem extremen Fall, in welchem das Kraftwerk einen sehr langen Lebenszyklus hat und dabei eine sehr grosse Menge Energie produziert (wird im Zähler notiert) und dabei Primärenergie immer verlustfrei umgewandelt hat, dabei jedoch nie einen Eigenverbrauch hatte und die beim Kraftwerksbau aufgewendete Energie vernachlässigbar klein im Verhältnis zur produzierten Endenergie ist. Selbstverständlich wird dieser bemerkenswerte Katalog von Anforderungen in der Praxis nie erreicht. Falls aus diesem Mass die minimale Energie-Amortisierungszeit gemäss oben erläutertem Schema berechnet wird, beträgt diese für alle Werke ein Mehrfaches der technisch möglichen Lebensdauer der Werke. Wenn man die Betriebsdauer verlängert, verlängert sch automatisch die dazugehörende minimale Amortisierungszeit, so dass der Amortisierungs-Zeitpunkt nie erreicht werden kann.

Weil in der Literatur die verschiedenen Definitionen des Erntefaktors von Kraftwerken vermischt werden, sind die Angaben mit sehr grossen Ungenauigkeiten verbunden und nicht immer vergleichbar. Daher verzichten wir darauf, Erntefaktoren für Kraftwerke zu beziffern.

3.2. Drei Ansätze konsumentenseitiger Energieeffizienz

Alle bisher oben beschriebenen Effizienzmasse beziehen sich auf den Energiesektor, d.h. auf das Verhältnis zwischen dem Output Endenergie und verschiedenen Inputs (Primärenergie, Eigenverbrauch, graue Energie). Die Energieeffizienz muss aber auch für den Energiekonsumenten definiert werden. Dies kann auf verschiedene Arten geschehen; diese bringen jeweils andere Ergebnisse hervor.

Die erste Art beinhaltet die Bezifferung der Effizienz, mit welcher das verbraucherseitige Gerät die gekaufte Endenergie in sogenannte *Nutzenergie* umwandelt. Nutzenergie ist die beim Verbraucher anfallende Energieform. Die verbraucherseitige Effizienz berechnet sich nach folgender Formel:

$$0 \leq \varepsilon = \frac{E_{Nutz}}{E_{End}} \leq 1$$

Endenergie und Nutzenergie unterschieden sich meistens in ihrer Form. So z.B. ist Benzin eine chemische Endenergie; diese wird vom Motor in mechanische Nutzenergie umgewandelt. Dieser konsumentenseitige Umwandlungsprozess ist nicht immer effizient. Auch Glühbirnen, welche elektrische Energie in Lichtstrahlung verwandeln, haben einen Wirkungsgrad zwischen 5% und 15%, LED-Lampen (Leuchtdioden) eine Effizienz zwischen 5 und 25%, viel geringer als der Wirkungsgrad von Glühwürmchen, welche chemische Energie in Strahlung umwandeln und eine Effizienz von 90% oder mehr erzielen. Einen sehr geringen Wirkungsgrad von weniger als 2% haben auch Lautsprecher. Demgegenüber liegen die Wirkungsgrade von Apparaten, welche Elektrizität einer Form in Elektrizität einer

anderen Form umwandeln (z.B. Transformatoren, Gleichrichter, Schaltnetzteile), meistens deutlich höher als 50% und erreichen zum Teil 95% bis 99%.

Wiederum muss zwischen der energetischen und der exergetischen Effizienz unterschieden werden; die energetische ist normalerweise höher als die exergetische. Letztere entspricht aber der wirklich kohärenten Betrachtungsweise. Dies ist speziell für Geräte der Fall, welche spezifisch der Wärmeproduktion dienen. Der exergetische Wirkungsgrad wurde speziell für diese Fälle geschaffen. Weil er meistens viel geringer als der energetische ist, ziehen die Produzenten solcher Geräte es vor, zum Verkauf nur den energetischen Wirkungsgrad anzugeben. Leider wird diese nicht sehr konsequente Praxis der Konsumenteninformation geduldet. Auch bei der konsumentenseitigen Energieeffizienz gilt, dass sie nur dann mit der exergetischen identisch ist, wenn alle Wärmeverluste zu Umgebungstemperatur (d.h. als reine Anergie) abgegeben werden.

Die zweite Art, Energieeffizienz zu messen, beruht auf dem Konzept der *Energiedienstleistung*. Die erste Art, welche das Verhältnis Nutzenergie zu Endenergie beziffert, zeigt nämlich nur einen Teil des gesamten konsumentenseitigen Effizienzpotentials. Es wäre ein Irrtum, zu glauben, dass der Konsument an der Nutzenergie (und nur an dieser) interessiert sei. Der Konsument dürfte viel mehr an einer sogenannten Energiedienstleitung interessiert sein. Der Begriff Energiedienstleistung ist ein etwas zweideutiger Begriff, da er sowohl eine technische als auch eine wirtschaftliche Bedeutung hat. Energiedienstleistungen im Sinn der Technik, von denen in diesem Anhang die Rede ist, sollen zum Ausdruck bringen, was der Energieverbraucher durch den Verbrauch von Energie tatsächlich bezweckt. Für den wirtschaftlichen Aspekt dieses Begriffes verweisen wir auf Kapitel 4 des Buches. Ein Beispiel einer Energiedienstleistung im technischen Sinn ist die Transportleistung, welche in Tonnenkilometern oder Personenkilometern angegeben wird. Die so angegebene Transportleistung ist eine Empfängergrösse. Sie sagt aus, wie viel Leistung der Benutzer tatsächlich gebraucht hat, und nicht, wie viel Leistung bei voller Auslastung seiner Ausrüstung hätte erbracht werden können. Letzteres wäre die entsprechende Produktions- oder Sendergrösse. Die Energieeffizienz wird in t km / J oder Personen km / J angegeben.

Die mit diesen Produktions- oder Empfängergrössen ausgedrückten Transportleistungen sagen allerdings nichts aus über die Geschwindigkeit, mit welcher der betreffende Transport stattfindet. Dadurch verpassen sie das wichtigste Element der heutigen, auf just-in-time ausgerichteten Transportlogistik. Auch aus energetischer Sicht ist diese Auslassung problematisch; der Luftwiderstand steigt mit dem Quadrat der Geschwindigkeit.

Im Falle der Beheizung wird die Energiedienstleistung in Heizgradtagen (Tage bei welchen die Aussentemperatur weniger als 15 Grad Celsius beträgt mal die Temperaturdifferenz zwischen beheiztem Raum und Aussenraum) und in beheizter Wohnfläche oder, genauer, in beheiztem Raumvolumen ausgedrückt. Weder das eine noch das andere Mass sagen etwas aus über die Exergie, d.h. über die minimal notwendige Energie der Beheizung aus. Dazu müsste die Temperaturdifferenz durch die Temperatur des beheizten Raumes (in K) dividiert werden. Für die Klimatisierung gilt die analoge Aussage. Alle diese Masse sind Produktionsgrössen. Sie sagen nicht aus, wie stark die Leistung beansprucht wird, d.h. wie stark der Wohnraum bewohnt wird (Empfängergrösse).

Für die Beleuchtung wird die Dienstleistung durch den Lichtstrom einer Lichtquelle angegeben. Dabei handelt es sich um das von der Lampe in alle Richtungen abgegebene Licht. Es ist eine Sendergrösse und wird in Lumen ausgedrückt. Eine 36 Watt Leuchtstoffröhre strahlt ca. 3000 Lumen, eine 100 Watt Glühlampe ca. 1350 Lumen, eine 60 Watt Glühlampe ca. 750 Lumen, und eine 11 Watt Energiesparlampe ca. 600 Lumen, eine Kerze ca. 10 Lumen. Die Energieeffizienz auf Stufe der Sendergrösse ist jeweils das Verhältnis zwischen dem Lichtstrom und der Leistung. Man sieht, dass die sehr effizienten Leuchtstoffröhren zwischen 80 und 90 Lumen pro Watt erzeugen, Energiesparlampen hingegen 50 bis 60 Lumen pro Watt, und gewöhnliche Glühlampen nur gerade 12 – 14

Lumen pro Watt. Die entsprechende Empfängergrösse ist die Beleuchtungsstärke. Sie wird in Lux angegeben, wobei ein Lux gleich einem Lumen pro Quadratmeter beleuchteter Fläche ist. Die Beleuchtungsstärke hängt somit vom Abstand zwischen Lampe und Gegenstand ab. Auch der Beleuchtungsbedarf wird in Lux angegeben. Die Strassenbeleuchtung beträgt 10 Lux, die Flurbeleuchtung 100 Lux, in einem Büro braucht man 500 Lux, in einem Operationssaal 10'000 Lux. Demgegenüber beträgt der Sonnenschein bei Schönwetter 100'000 Lux.

Die Leistung der Informationsverarbeitung wird in FLOP / Sekunde angegeben. Ein FLOP (floating point operation) ist eine Gleitkommazahl-Operation (z.B. Addition oder Multiplikation). Der erste programmierbare Rechner, der Z1 aus dem Jahre 1937, erreichte maximal 2 FLOP/s. Ein heutiger PC erreicht etwa 6 GFLOP/s. Die heutigen Supercomputer stehen zwischen 30 und 300 TFLOP/s. Die Effizienz kann angegeben werden in FLOP/s pro Watt. Der Prozessor und die Grafikkarte sind heute die grössten Stromverbraucher. Allerdings wird der Stromverbrauch durch die peripheren Geräte (Bildschirme, Drucker) massgebend mitbestimmt. Durch die Abschaffung der Röhrenbildschirme hat sich der Verbrauch vermindert. Heute wird eine Effizienz von mindestens 30 GFLOP/s pro kW erwartet.

Die oben erwähnten vier Bereiche zeigen einerseits, dass die Messung der Energiedienstleistung nicht immer einfach ist. Die Messung von Dienstleistungen überhaupt ist schwierig. Dies betrifft auch die Energiedienstleistungen. Ausserdem machen die vier erwähnten Bereiche noch lange nicht alle nachgefragten Energiedienstleistungen aus. Aus diesem Grund soll nachstehend eine Dritte Art der Analyse von Energieeffizienz vorgeschlagen werden.

Die dritte Art, Energieeffizienz zu messen geht davon aus, dass der Endverbraucher an verschiedenen Arten physikalischer *Nutzarbeit* interessiert ist. Dies entspricht der exergetischen Betrachtungsweise. Die verschiedenen Formen mechanischer Arbeit (Hubarbeit, Spannarbeit, Reibungsarbeit, Beschleunigungsarbeit und Verformungsarbeit) wurden im Buch (Abschnitt 3.1.) vorgestellt. Nun kann diese Liste mit den verschiedenen Arten thermodynamischer Arbeit ergänzt werden: Im Buch wird dargelegt, dass Wärme das thermodynamische Äquivalent der Arbeit ist. Man kann den Wärmefluss daher auch als Heizarbeit bezeichnen. Der umgekehrte Vorgang ist die Kühlung. Auch sie kann als eine Form thermodynamischer Arbeit angesehen werden. Bei der Urananreicherung kam die Trennarbeit zur Sprache; diese ist das Gegenteil der Vermischungsarbeit, auf welcher die Osmose beruht. Wichtig ist heute auch die Informationsübermittlung und –verarbeitung, da sie in den letzten Jahrzehnten mit der Entwicklung der Informationstechnologien einen sehr hohen Stellenwert erhalten hat. Zum Schluss muss noch die Beleuchtungsarbeit erwähnt werden. Sie besteht darin, Licht auf einen bestimmten Körper oder ein bestimmtes Gebiet zu streuen.

Jede Motivation, Energie zu verbrauchen, kann im Grunde genommen mit einer dieser Arbeitsformen in Verbindung gebracht werden: Das Besticken eines Pullovers ist z.B. Verformungsarbeit des Stickfadens. Auch die Schneidearbeit ist eine Form der Verformungsarbeit. Fast alle industriellen oder handwerklichen Tätigkeiten beruhen letztlich auf Verformungsarbeit. So sind z.B. die meisten produzierten und gehandelten Güter das Ergebnis einer langen Kette von Verformungsprozessen, aber auch Vermischungs- und Entmischungsprozessen, oftmals auch begleitet von Heiz- und Kühlungsprozessen. Jeglicher Transport hingegen ist eine Kombination aus Beschleunigungs- und Bremsarbeit, bei welchem die Reibung überwunden werden muss. Reinigungsarbeiten beruhen im wesentlichen auf Trenn- und Vermischungsarbeit: Zunächst wird der Schmutz durch Reiben von der Oberfläche getrennt, nachher wird er im Putzwasser vermischt.

Der Vorteil der dritten (exergetischen) Art, Energieeffizienz zu messen, tritt erst dann wirklich zu Tage, wenn man bedenkt, dass der Verbraucher die Arbeitsformen kombiniert einsetzen kann, was ihm erhebliche Effizienzgewinne bringt. Die beiden anderen Arten betrachten in

der Regel jede Nutzenergieform bzw. jede Energiedienstleistung separat. Die gewinnträchtigste Kombination verschiedener Arbeitsformen besteht darin, systematisch alle Wärmeverluste nützlich, d.h. zur Produktion der ohnehin nachgefragten Wärme, einzusetzen. Dies geschieht z.B. in Niedrigenergie-Häusern. Hier wird möglichst viel der produzierten Wärme zur Beheizung eingesetzt. Im Bereich Verkehr besteht die nützlichste Kombination darin, die Bremsenergie zu speichern und zur Beschleunigungsarbeit einzusetzen. Dies können nur elektro- oder hybride Fahrzeuge.

3.3. Passive Energienutzung

In all den bisher beschriebenen Nutzungsarten wurde Energie aktiv genutzt. Das Prinzip bestand darin, eine Energiequelle zum Einsatz einer bestimmten Form physikalischer Arbeit aktiv einzusetzen. Dies beschreibt aber nicht den gesamten Umfang aller technischen Möglichkeiten. Energie kann nämlich auch passiv eingesetzt werden. Dies wird z.B. bei Passivenergiehäusern ausgenutzt. Der passive Einsatz besteht im wesentlichen darin, einen energetischen Prozess zu verhindern. Beim Bestimmen des Potentials der Passivenergie muss unterschieden werden zwischen dem direkten und dem indirektem Potential. Das direkte Potential der passiven Nutzung ist höchstens so gross wie die Energie des Prozesses, welcher verhindert wird. Das indirekte Potential kann grösser sein, wie nachstehend gezeigt wird.

Wir haben bei der Einführung des Begriffs Enthalpie im Abschnitt 3.3. des Buches gesehen, dass die Enthalpie, im Gegensatz zur Energie, die Druckarbeit der Gefässwände auf eine Flüssigkeit oder ein Gasgemisch berücksichtigt. Wenn kein Gefäss vorhanden ist und sich daher ein energieproduzierender Vorgang bei konstantem Druck abspielt, was das Volumen des Gasgemisches meistens vergrössert, wird negative Arbeit geleistet (es ist kein Gefässwiderstand da). Bei sich vergrösserndem Volumen beträgt die Arbeit der Gefässwände –pV. Wenn der Vorgang hingegen bei konstantem Volumen abläuft, leisten die Gefässwände nur passive Arbeit, d.h. Pseudo-Arbeit. Sie verhindern eventuelle, durch Volmenvergrösserung bedingte Verluste. Das direkte Potential passiver Energie ist höchstens so gross wie dasjenige der (aktiven) Energie, deren Verlust verhindert wird. Im Gegensatz zu den Verlusten der aktiven Energienutzung, welche sich meistens in Form von Wärme zeigen, können die Verluste der passiven Energienutzung alle Energieformen umfassen.

Wie Energie passiv genutzt wird, kann an einigen Beispielen gezeigt werden. Sobald die untere Absperrung einer Flussschleuse geschlossen wird, fängt sie an, passive Hubarbeit zu leisten. Das Verhindern des Wasserabflusses nach unten ist im Stande, ein Schiff von mehreren Hunderttausend Tonnen Gewicht innerhalb weniger Minuten um mehrere Meter zu heben, bis es nach oben weiterfahren kann. Dies ist ein Beispiel einer sehr grossen passiven Hubarbeit. Die aktive Hubarbeit wird durch den Druck des einfliessenden Wassers geleistet. Die passive Hubarbeit ist höchstens so gross wie der Druck des (aktiv) einfliessenden Wassers. Wo eine passive Energie ist, muss auch eine entsprechende aktive sein. In diesem Sinn stellt jede Staumauer eine passive Energienutzung dar. Ein anderes Beispiel einer passiven Energie kommt aus dem Bereich Verkehr. Jeder Transport besteht darin, die Reibungsarbeit der Umgebung zu überwinden. Derzeit besonders aktuell (vgl. Diskussion am G8-Gipfel in Heiligendamm) ist die Energieeffizienz von Autoreifen. Der beste Reifen hat den geringsten Reibungswiderstand auf der Strasse. Dabei ist auch wichtig, dass er einen genügenden Luftfüllungsgrad hat. Der Reifen leistet einen passiven Beitrag zur Verminderung des Energieverbrauchs im Verkehr. Auch Schmierstoffe leisten einen analogen passiven Beitrag. Der Reibungswiderstand könnte durch alternative Suspensionen wie die magnetische Suspension noch weitervermindert werden. Das direkte Energiesparpotential von Reifen, Schmierstoffen oder Suspensionen ist höchstens so gross wie die im Verkehr verbrauchte Energiemenge.

Beim Verbrauch thermischer Energie ist die Isolation eine passive Energienutzung. Der Isoliermantel eines Hauses leistet passive Trennarbeit zwischen der kalten Aussenseite und der warmen Innenseite des Hauses. Die Beispiele von Passivhäusern zeigen, dass es heute möglich ist, die Häuser so zu isolieren, dass die einfallende Sonnenstrahlung und die von den Benutzern und ihren Geräten abgegebene Restwärme den Grossteil des Wärmebedarfs decken. Bei den Fenstern geht es hinsichtlich der passiven Energienutzung vor allem darum, den Treibhauseffekt zu maximieren. Dies ist genau derselbe Effekt wie derjenige im Abschnitt 2.5. des Buches, ausser dass er im Fall der Gebäudeheizung gewünscht wird, während er im Fall der Atmosphäre nicht verstärkt werden soll. Gute Fenster sind demnach möglichst durchlässig für kurzwelliges Licht und möglichst undurchlässig für langwellige Wärmestrahlung.

Es sei an dieser Stelle auch erwähnt, dass alle stehenden Objekte auf Grund ihres Gerüsts einen passiven energetischen Beitrag leisten. Ihre feste Struktur leistet Widerstand gegenüber der Erdgravitation. Der direkte passive Beitrag ist daher nicht grösser als die potentielle Energie, welche sie beim Stehen haben.

In all den oben aufgeführten Beispielen wurde die Passivenergie auf den energetischen Bereich beschränkt. Dabei kam nur das direkte passive Potential zur Sprache. Dies ist nicht grösser als die Energie des Prozesses, der verhindert wird. Die Passivenergie ist aber nicht auf den rein energetischen Bereich beschränkt. Im Grunde genommen leisten z.B. auch die selbstreinigenden, auf Nanotechnologie basierenden Fenster eine passive Trennungsarbeit zwischen der Oberfläche des Fensters und der unmittelbaren Umgebung. Somit erübrigen sie die aktive Fensterreinigung. Ihr direktes Energiesparpotential ist so gross wie die Energie, welche beim Vermischen zwischen Fensteroberfläche und Schmutz frei wird. Dies ist ungefähr null. Ein indirektes Energiesparpotential ist allerdings auszumachen. Dieses ist so gross wie die zur Fensterreinigung eingesetzte Energie (z.B. Muskelkraft). Das mag auch nicht sehr viel sein, aber es ist dennoch ein Beispiel eines passiven indirekten Energiesparpotentials.

4 Anhang 4: Energiespeicher und Energiedichte

4.1. Allgemeines

Energie fällt meistens nicht zum richtigen Zeitpunkt an. Daher muss sie zwischen dem Moment des Anfallens und dem Moment des Verbrauchs gelagert werden. Die Lagerung ist die zeitliche Überbrückung zwischen diesen beiden Momenten. Die Lagerung trägt massgeblich zur Wirtschaftlichkeit der Energie bei, da Energie in Zeiten grosser Verfügbarkeit günstig produziert und bis zum Zeitpunkt des Verbrauchs gelagert werden kann. In der Geschichte der Energietechnologie hat es verschiedene Arten von Speichern gegeben. Speicher werden durch die folgenden Merkmale (Parameter) charakterisiert:

- Volumenbezogene Energiedichte (bei Brennstoffen: volumenbezogener Brennwert): Sie sagt aus, wie viel Energie pro Volumeneinheit gelagert wird.
- Massebezogene Energiedichte (bei Brennstoffen: Brennwert): Sie sagt aus, wie viel Energie pro Masse gespeichert wird.
- Ein- und Auslagerungsgeschwindigkeit: Verschiedenen Speicherarten unterscheiden sich diesbezüglich sehr stark.
- Verluste der Lagerung, Ein- und Auslagerung: Auch hier sind Unterschiedliche Effizienzen vorhanden.
- Der Anteil grauer Energie des Speichergerüsts (z.B. der Gefässwände oder der Staumauern) in Prozenten seiner maximalen Speicherkapazität. Zum Miteinbezug dieses Kriteriums fehlen aber oftmals verlässliche Daten, daher wird es im folgenden ausgelassen. Der Miteinbezug der grauen Energie würde die Aussagen zu den Verlusten relativieren, da die direkten Verluste nur einen Teil der Gesamtverluste (einschliesslich der grauen Energie) ausmachen.

Der ideale Speicher hat eine möglichst hohe Energiedichte, eine möglichst grosse Ein- und Auslagerungsgeschwindigkeit, möglichst geringe Verluste bei der Lagerung, Ein- und Auslagerung, und einen möglichst niedrigen Anteil grauer Energie. Den idealen Speicher gibt es nicht, der nachfolgende Quervergleich soll die wichtigsten Systeme untereinander vergleichen.

4.2. Benzin- oder Dieselkanister

Zu den besten Speichern gehören der Benzin- oder Dieselkanister sowie der Heizöl- oder Kerosintank. Die massebezogene Energiedichte von Diesel und Heizöl liegt zwischen 40 und 43 MJ / kg. Dies gibt eine volumenbezogene Energiedichte von etwa 35 GJ / m^3. Die Ein- und Auslagerungsgeschwindigkeit ist sehr hoch: Wenn man annimmt, das ein Kerosintank eines Grossflugzeuges mit einer Geschwindigkeit von 10 m^3 pro Minute gefüllt werden kann, dauert der Füllvorgang des gesamten Tanks ca. 15 Minuten. Das bedeutet eine Einfüllleistung von 6000 MW, sechs Mal die (elektrische) Leistung eines grossen Kernkraftwerkes wie Gösgen oder Leibstadt. Bei der Ein- und Auslagerung entstehen keinerlei Verluste. In einem geschlossenen Tank sind auch die Lagerungsverluste gering. Wenn ein Fahrzeug an der Sonne gelassen wird, verdampft Benzin, was den Druck im Benzintank leicht ansteigen lässt. Bei zu hohem Druck entweicht der Dampf automatisch. Durch das Fahren wird der Druck entnommen. Ausserdem ist der Preis solcher Tanks sehr gering. Diese Charakteristiken sind mit ein Grund, weshalb vor allem die Automobil-,

Flugzeug- und Schiffsindustrien durch die Erdöltechnologie praktisch gefangen sind (sogenannte captive technologies). Für alle Mobilitätsanwendungen spielt die Einlagerungsgeschwindigkeit der Tanks eine ausschlaggebende Rolle.

4.3. Holzpellet

Holzpellet-Speicher haben gegenüber Heizöllagern den Nachteil, dass die massenbezogene Dichte nur etwa halb so hoch ist (20 MJ/kg) wie beim Diesel, und dass Holz auch volumenmässig weniger dicht ist als Diesel. Dies macht eine volumenbezogene Energiedichte von 13 GJ / m^3. Zum Füllen eines Pellets-Speichers von 10 m^3 braucht man je nach technischer Vorrichtung etwa eine Stunde Zeit, da Pellets zwar fliessen, aber weniger gut als Öl. Somit erreicht man eine Füllleistung von ca. 36 MW.

4.4. Speichersee

Nehmen wir als nächstes Beispiel eines Speichers einen Wasserspeicher bei einer Höhendifferenz von 1000 Metern über dem Kraftwerk. Die Energiedichte ist mit 0.00981 MJ / kg oder 9.81 MJ pro m^3 etwa 4000 Mal geringer als diejenige von Heizöl. Bei einer Entleerungsgeschwindigkeit von 10 m^3 pro Sekunde entsteht eine Entleerungsleistung von knapp 100 MW. Diese Grössenordnung findet man bei grösseren Wasserkraftwerken. Beim Entleeren gibt es keine namhaften Verluste. Hingegen gibt es beim künstlichen Füllen (Pumpspeicherung) Verluste von ca. 20%, da die Pumpen nicht verlustfrei arbeiten. Der Wirkungsgrad der Pumpspeicherung liegt also bei ca. 80%. Die Pumpleistung ist normalerweise etwa gleich gross wie die Entleerungslastung (ca. 100 MW). Ausserdem besteht ein Verdunstungsverlust des Wassers während der Lagerung. Dieser hängt stark von der Oberflächentemperatur des Wassers ab.

4.5. Uranspeicher

Der dichteste Speicher ist der Uranspeicher. Im unangereicherten (0.7%) Naturzustand hat Uran ^{235}U eine Energiedichte von 648'000 MJ pro kg. Durch die Anreicherung auf 3% nimmt die Dichte auf 2.75 Millionen MJ pro kg zu. Das ist ca. 65'000 Mal mehr als beim Heizöl. Bei einer Anreicherung von 100% wäre die Dichte 90 Millionen MJ pro kg oder 2 Millionen Mal mehr als diejenige von Erdöl. Ein- und Auslagerungsgeschwindigkeiten spielen bei solch hohen Dichten keine Rolle mehr. Es ist praktisch unmöglich, Kernbrennstoffe synthetisch aus anderen Energieformen (z.B. aus chemischer Energie) herzustellen.

4.6. Wasserstoff

Wasserstoff hat im Vergleich zu anderen brennbaren Stoffen eine massenbezogene Energiedichte (Brennwert) von 143 MJ pro kg, ca. dreimal soviel wie Diesel. Wasserstoff ist auf drei Arten lagerbar: In flüssigem Zustand (20 K bzw. –253 Grad Celsius) hat es eine Dichte von ca. 90 kg pro m^3. Dies gibt eine volumenbezogene Dichte von 12 GJ pro m^3 oder etwa dreimal weniger als bei Diesel. Somit müssten wasserstoffbetriebene Flugzeuge etwa dreimal mehr Tankvolumen haben, um dieselbe Reichweite wie mit Kerosin erreichen zu können. Die Flugfahrt-Industrie ist auf eine Tankfüllgeschwindigkeit von ca. 10 m^3 pro Minute (d.h. eine Füllleistung von 2000 MW) angewiesen, damit die Tankfüllung beim Wasserstoff höchstens ca. dreimal so lange dauert wie bei einer Kerosinfüllung. Längere Dauern würden den Flugbetrieb beeinträchtigen. Flüssigwasserstoff-Tanks sind teurer als Kerosintanks. Flüssiger Wasserstoff muss in kälteisolierten Tanks gelagert werden. Die Kühllagerung (oder Flüssiglagerung) hat den Vorteil, dass sich das Volumen um 99.9% verringert. Der Tank

muss aber thermisch mit einer Vakuumschicht isoliert sein und während der Fahrt gekühlt werden. Wenn ein Wasserstoff-Fahrzeug über längere Zeit steht, verdunstet das flüssige Wasserstoff, der Druck im Tank steigt und wird ab ca. 5 Bar durch ein Sicherheitsventil herausgelassen. Die Hersteller solcher Tanks garantieren 12 Tage Lagerfähigkeit ohne Verluste. Die Verflüssigung selber benötigt je nach Leistungsfähigkeit der Anlage zwischen 28 und 46% der Energie des Wasserstoffs, was den entscheidenden Verlust dieser Lagerart bedingt. Dieser Verlust könnte theoretisch anlässlich des Verbrauchs durch eine Wärmemaschine mit einem Carnot-Zyklus von 93% Effizienz (Temperaturunterschied zwischen 20 K und 288 K) zurückgewonnen werden. In mobilen Anwendungen ist dies aus Gewichtsgründen nicht denkbar. Flüssigwasserstoff wird in der Raumfahrt ideal eingesetzt. Die Temperatur des Alls im Schatten beträgt –270 Grad. Seit den 80er Jahren gibt es auch Prototypen von Flug- und Fahrzeugen, welche mit flüssigem Wasserstoff betrieben werden.

Die zweite Art, Wasserstoff zu lagern, ist die Druckspeicherung. Diese erfolgt in Druckflaschen zwischen 200 und 700 Bar. Gegenüber der Flüssigspeicherung hat die Druckspeicherung von Wasserstoff eine ca. fünf Mal geringere volumenbezogene Energiedichte. Für Flugzeuge ist dies zu niedrig. In einem Fahrzeug oder einem Schiff, wo dies machbar ist, bedingt das ein Speichervolumen von ca. 15 Mal dem Volumen eines herkömmlichen Öltanks. Die Einlagerungsverluste (Kompressionsarbeit) betragen ca. 7 – 12% der Energie des Wasserstoffs. Im Wesentlichen ist dies Wärme, welche durch die Kompression entsteht und nicht genutzt wird. Wenn die Kompressionswärme hingegen separat gespeichert und vor der Dekompression wieder an den Wasserstoff abgegeben wird, wäre es möglich, die mechanische Energie dieser Hochdrucklager anlässlich des Verbrauchs zu 70% wieder zurückzugewinnen (vgl. Druckgasspeicher, Abschnitt 4.9. hiernach). Die Einlagerungsleistung könnte vergleichbar mit derjenigen des Flüssigwasserstoffs sein, falls Druckwasserstoff in Häfen oder an Tankstellen in grossen Druckbehältern gelagert würde. Allerdings ist Druckwasserstoff kein geeigneter Langzeitspeicher. Die Wasserstoffatome sind sehr klein und verhältnismässig aggressiv, so dass sie sich auch durch die Wände einer Druckflasche hindurchbohren (sogenannte Permeation), was messbare Lagerverluste bedeutet. Dies stellt das Aufstellen einer grossmaschigen Infrastruktur für Druckwasserstoff vor erhebliche Herausforderungen.

Die dritte Art, Wasserstoff zu lagern, ist die chemische Lagerung in Form von Metallhydriden (z.B. in Batterien und Akkus). Ein Metallhydrid ist eine Verbindung zwischen Wasserstoff und einem geeigneten Metall. Fast alle Metalle reagieren mit Wasserstoff und werden spröde (Wasserstoffversprödung). Die Wasserstoffaufnahme geschieht bei einem gewissen Druck und die Abgabe geschieht, sobald entweder der Druck vermindert oder die Temperatur erhöht wird. Metallhydride vermindern das Volumen des gasförmigen Wasserstoffs um das 20 bis 600fache. Auf Grund des Metallgewichts haben Metallhydride im Vergleich mit den oben erwähnten Speichern aber eine Energiedichte von nur ca. 1.2 MJ / kg, je nach Gewicht des Metalls. Wenn man noch das Gerüst der leeren Batterie miteinbezieht, vermindert sich die Energiedichte auf 0.1 bis 0.55 MJ / kg. Das ist hundertmal weniger als bei fossilen Brennstoffen. Hier spielt die Aufladezeit eine grosse Rolle. Wenn man als Beispiel die NiMH (Nickel-Metallhydrid)-Batterie des Toyota Prius mit einer Speicherdichte von 0.22 MJ / kg nimmt und von einem Gewicht der Batterie von 53.3 kg ausgeht, erhält man für deren Energiegehalt 11.7 MJ oder 3.25 kWh. Falls die Ladegeschwindigkeit 1 kW beträgt (ein oberer Wert), so ergibt sich eine Ladezeit von etwa 3 Stunden und 20 Minuten. Allerdings darf diese Batterie nicht unter 40% entladen werden, was ihre nutzbare Kapazität und die Ladungszeit auch entsprechend verkleinert. Bei Hybridfahrzeugen wie beim Toyota Prius wird der Akku während der Fahrt durch den Benzinmotor geladen. Bei reinen Elektrofahrzeugen stellt sich aber das Problem der Ladezeit und –leistung. Bei allen Batterien und Akkumulatoren hat man Lade- und Entladeverluste. Bei einigen muss die Ladung entweder bei hoher Temperatur (MgHydrid) oder bei hohem Druck (TiFeHydrid) erfolgen. Nicht alle Akkumulatoren oder Batterien basieren auf Wasserstoff. Die Energiedichten von Batterien sind aber alle in derselben Grössenordnung. Batterien

unterscheiden sich hinsichtlich Lebenszyklus (Memory Effekt, Alterung), Toxizität der Bestandteile, Lagerverluste, Lager- und Entnahmebedingungen (Temperatur, Druck).

4.7. Heisswasserspeicher

Heisses Wasser kann ebenfalls als Energiespeicher eingesetzt werden. Beim Siedepunkt (100 Grad Celsius bzw. 373 K) und einer Umgebungstemperatur von 15 Grad Celsius (288 K) hat es eine energetische Speicherdichte von 0.35 MJ pro kg und eine exergetische Speicherdichte von 0.08 MJ pro kg (entspricht 80 MJ pro m^3). Die exergetische Speicherdichte, welche den Carnot-Faktor miteinbezieht, beträgt zwar nur 1.8 Promille derjenigen von Diesel, sie ist aber immer noch neunmal grösser als die des oben beschriebenen Speichersees mit 1000 Metern Gefälle. Wasser kann aber unter Druck auch höher als 100 Grad Celsius geheizt werden. Bei 200 Grad Celsius beträgt die energetische Speicherkapazität 0.77 MJ pro kg, die exergetische 0.30 MJ / kg. Die exergetische Speicherkapazität ist in der Grössenordnung derjenigen einer Batterie. Die Ein- und Auslagerungsgeschwindigkeiten hängen nur von der Leistung der Quelle ab, welche das Wasser aufheizt, bzw. von der Leistung des Wärmetauschers, welcher abkühlt. Die Speicherverluste hängen vom Verhältnis zwischen Speichervolumen und Speicheroberfläche (d.h. Aussenwand) ab. Verluste sind minimal, wenn ein gegebenes Volumen eine möglichst kleine Oberfläche hat. Diese Bedingung wird von einer möglichst grossen Kugel am besten erfüllt. Bei allen Kugeln beträgt das Verhältnis Volumen zu Oberfläche ein Drittel des Radius r. Dieses Verhältnis ist somit maximal wenn r maximal ist.

$$\frac{Vol.}{Oberfl.} = \frac{4/3\,\pi r^3}{4\pi r^2} = \frac{r}{3}$$

In Skandinavien gibt es künstliche unterirdische saisonale Wärmespeicher. Falls diese eine gewisse kritische Grösse übersteigen, kann während des Sommers genügend viel Wärme in Form von heissem Wasser eingespeichert werden, um im Winter für ein Dorf zur Verfügung zu stehen. Bei diesem Einsatz stellt ein Wärmespeicher eine Art aktive Geothermie dar. Im Unterschied zur passiven Geothermie, bei welcher nur Energie entzogen wird und welche daher nur ca. zur Hälfte erneuerbar ist, wird bei der aktiven Geothermie Energie gespeichert und entzogen, was gänzlich nachhaltig ist. In warmen Ländern versucht man auch, auf diese Art saisonale Kältespeicher für die Kühlung im Sommer einzurichten.

4.8. Latentwärmespeicher

Da die direkte Wärmespeicherung schwierig ist, unternimmt man auch Versuche, die Wärme indirekt, d.h. in thermochemischer oder latenter physikalischer Form (z.B. als sogenannte adsorbierte Energie) zu speichern. Gut dazu geeignete Speichermedien sind stark poröse Materialien mit einer grossen Innenfläche, wie z.B. Metallhydride, Aktivkohle, Silikagel oder Zeolith. Innerhalb eines Gramms Zeolith befindet sich z.B. die Fläche eines halben Fussballfeldes. Zeolith präsentiert sich als weisses Granulat (ähnlich einem Vogelfutter). Es kann in Containern transportiert werden. Zeolith nimmt Wärme auf (bis max. 970 MJ pro m^3), jedoch ohne selber warm zu werden. Die energetische volumenbezogene Speicherkapazität ist somit ca. dreimal so gross wie die exergetische Dichte von Wasser zu 200 Grad Celsius. Zum Laden wird feuchtes Zeolith-Granulat auf ein Sieb über eine warme Luftquelle (z.B. industrielle Abwärme oder Abwärme einer Biogas-Fermentation) gestreut. Durch das Verdampfen des im Zeolith gespeicherten Wassers nimmt Zeolith Wärme auf. In dieser Phase wirkt Zeolit als Luftbefeuchter, wobei es selbst trocknet. Je trockener das Zeolith, desto mehr Wärme ist darin gespeichert. Die Energie kann unter Luftverschluss in einem Container über Jahre verlustfrei gespeichert werde. Um die Wärme zu entladen muss man es an die feuchte Luft setzen. Das Granulat absorbiert die Luftfeuchtigkeit und erwärmt sich

dabei. Die zuvor gespeicherte Wärme wird als trockene Luft zu Temperaturen bis max. 200 Grad Celsius z.B. an ein zu heizendes Schwimmbad abgegeben. In dieser Phase wird Zeolith zum Lufttrockner. Danach kann der Zyklus wieder von vorne beginnen. Pilotversuche werden dieses Jahr gestartet. Die Technologie ist für gewisse Nischen marktnahe.

4.9. Druckgas- bzw. Druckluftspeicher

Druckluft wird als Speichermedium erst selten eingesetzt. Druckluftspeicher könnten in Zukunft als wichtiges Komplement zur Windenergie angesehen werden, da sie das unregelmässige Angebot an Windenergie glätten können und da europaweit die Wasserkraft-Pumpspeicherung ihre Kapazitätsgrenze erreicht hat. Ein Druckluft-Kraftwerk funktioniert auf ähnliche Weise wie ein Pumpspeicherkraftwerk, mit dem Unterschied dass nicht Wasser in einen Speichersee hochgepumpt, sondern Luft in eine geologische Kaverne hineingepresst wird. Technisch ist der Prozess allerdings schwieriger. Gase erwärmen sich bei der Kompression. Diese Erfahrung macht jeder Velofahrer beim Aufpumpen seiner Reifen. Beim Druckablass wird diese Wärme der Umwelt wieder entzogen. Um optimal zu funktionieren, muss der Kompressionsprozess bei konstanter Temperatur (sog. isotherm) ablaufen. Dabei muss die Wärme beim Komprimieren stets entzogen und beim Dekomprimieren hinzugefügt werden. Dies bedingt, dass man in einem optimalen Druckspeicher sowohl Druck als (separat) auch Wärme speichert. Für den Luftdruckspeicher wird die Energiedichte gemäss folgender Formel angegeben:

$$E = n\,R\,T \ln (p_h/p_o) \qquad [J] = [mol\ (J/(mol\ K)\ K]$$

Das Produkt n R T beträgt für einen Kubikmeter Luft zu Normalbedingungen (25 Grad Celsius bzw. 298 K und 1 atm Druck) 110 kJ. Im Nenner der Formel entspricht p_o dem Atmosphärendruck. Die Energiedichte von Druckluft ist dem Logarithmus ihres Druckes proportional. Für einen Druckluftspeicher bei 2 atm Druck macht das eine Energiedichte von 77 kJ pro m^3, bei 20 atm 331 kJ / m^3, bei 200 atm 586 kJ / m^3, bei 2000 atm 840 kJ / m^3. Auch bei solch hohem Druck und idealen Verhältnissen beträgt die Energiedichte weniger als ein Zehntel des volumenbezogenen Druckes des oben beschriebenen Speichersees mit 1000 Metern Gefälle. In Realität betragen die Verluste in den Kompressoren ca. 30%, auch wird die Wärme nicht gelagert, sodass der Wirkungsgrad insgesamt bei 40% der oben angegebenen Werte liegt. Bisher gibt es weltweit erst zwei Kraftwerke (in Huntorf, Deutschland bzw. Alabama, USA), welche Druckluft als Speicherart nutzen. In den USA ist ein weiteres geplant. Da aber die genutzten geologischen Kavernen sehr gross sind, erreichen Druckluftkraftwerke Leistungen von 110 MW (Alabama) oder 321 MW (Huntorf). Das in den USA projektierte Druckluft-Kraftwerk soll gar eine Leistung von 2700 MW erhalten. Druckluft-Kraftwerke können, wie Gaskraftwerke, in wenigen Minuten auf die Spitzenlast hochgefahren werden. Als Speicherorte kommen z.B. entleerte Salzstöcke oder Gaslagerstätten in Frage, mitunter Orte, welche potentiell auch als Kohlendioxid-Lagerorte genutzt werden können. Welche von beiden Nutzungsarten die rentablere sein wird, wird einerseits durch den Preisunterschied Bandstrom-Spitzenstrom und andererseits durch den CO_2-Preis bestimmt werden.

4.10. Andere

Als Kurzzeitspeicher kommt auch das Schwungrad in Frage. Schwungräder könnten in Zukunft zur Stabilisierung der unregelmässig anfallenden Wellenenergie dienen, falls diese jemals in grosser Skala erschlossen wird. Auch verbrauchsseitig, wo die bezogene Leistung gross ist und stark schwanken kann (bei einigen Grossverbrauchern, z. B. beim CERN in Genf), werden manchmal Schwungräder mit bis zu 10 Metern Durchmesser zur Stabilisierung eingesetzt. Sie fangen Energie rasch auf und können sie rasch wieder abgeben. Die Energiedichte eines Rades beträgt z.B. 20 MJ (oder 5.6 kWh). Die Ein- und

Ausspeicherverluste sind nicht sehr gross, hingegen kann ein Schwungrad seine Energie auch ohne Belastung nicht länger als 1 – 2 Tage halten. In den 50er Jahren war zwischen Yverdon und Grandson der Gyrobus im Einsatz. Als Energiespeicher benutzte er ein 1.6 Meter grosses und 3 Tonnen schweres Schwungrad, welches sich mit 3000 Umdrehungen pro Minute bzw. 900 km pro Stunde Aussengeschwindigkeit drehte. Er hatte eine Autonomie von 20 km. Am Ende der Fahrstrecke musste das Schwungrad durch Anschluss ans Stromnetz wieder beschleunigt werden. Der Gyrobus konnte seine Bremsenergie wiederverwerten.

Versuche bestehen, Gleichstrom kurzfristig in supraleitenden magnetischen Spulen zu speichern. Diese werden bis auf eine Temperatur von tiefer als –263 Grad Celsius gekühlt, bei welcher sie supraleitfähig werden. Die Speicherkapazität ist gering (z.B. 250 kJ). Bis heute wurde nur ein Anschluss ans Niederspannungsnetz zur Stabilisierung unregelmässiger Lastkurven eines Kleinindustrie-Betriebs erprobt. Durch die Umwandlung von Wechsel- in Gleichstrom gehen jeweils 2 – 3 % der Energie verloren. Zusätzlich bestehen Kühlungsverluste. Die Ein- und Ausspeicherungsleistung liegt bei 80 W.

Alle Lebewesen (Pflanzen und Tiere) brauchen als Energielager in ihren Zellen das sogenannte ATP (Adenosin-Triphsophat). Seine Energiedichte beträgt lediglich 0.0643 MJ / kg, d.h. etwa eineinhalb Promille derjenigen von Benzin oder vier Promille derjenigen von Glukose. Diese niedrige Dichte ist auf den Bedarf der endothermen Reaktionen der Zellen abgestimmt. Eine höhere Dichte wäre dafür zu gross.

Tabelle 6 vergleicht die Energiedichte der in diesem Anhang beschriebenen Speicherformen.

Tabelle 6: Energiedichte einiger Energieträger im Vergleich

Energiespeicher	Massedichte (MJ/kg)	Volumendichte (GJ/m3)
Druckluft (200 bar)		0.0006
Salzwasser (bei Osmose mit Süsswasser)	0.003	0.003
Speichersee (1000 m Fallhöhe)	0.010	0.010
ATP (Adenosin-Triphosphat in Lebewesen)	0.06	
Heisswasser 100 Grad (373 K, exergetisch)	0.08	0.08
Heisswasser 200 Grad (473 K, exergetisch)	0.3	0.3
Latentwärmespeicher (Zeolith, energetisch)	0.4	1.0
Metallhydrat NiMH Batterie	0.4	1.1
Glukose (Traubenzucker), Proteine	17	26
Holzpellets (trocken)	20	13
Alkohol (Ethanol)	29	24
Steinkohle (Anthrazit, Graphit)	33	73
Lipide (Speisefett)	38	35
Diesel, Heizöl	45	37
Erdgas (Standarddruck und -temperatur)	56	0.04
Erdgas (Hochdruck 200 Bar)	56	10
Erdgas flüssig (-160 Grad Celsius)	56	30
Wasserstoff (Standarddruck und -temperatur)	143	0.01
Wasserstoff (Hochdruck 150 bar)	143	1.46
Wasserstoff flüssig (-253 Grad Celsius)	143	12
Uran 235, Naturzustand (0.7%)	648'000	
Uran 235, angereichert (3 %)	2'750'000	
Uran 235, angereichert (100 %)	90'000'000	
Deuterium-Tritium-Gemisch (Kernfusion)	300'000'000	
Antimaterie	900'000'000'000'000	

5 Anhang 5: Energietransport

5.1. Allgemeines

Energie fällt meistens nicht dort an, wo sie gebraucht wird, daher muss sie über gewisse Distanzen transportiert oder übertragen werden. Wie bei der Lagerung können die verschiedenen Transportsysteme untereinander verglichen werden. Die wichtigen Charakteristiken aller Transportsysteme sind:

- die Transportleistung (im Verhältnis zur Produktion oder zum Verbrauch)
- die Höhe der Verluste (in Prozenten der transportierten Energie) sowie deren Differenzierung nach verschiedenen Verlustarten
- die minimale energetische Amortisationszeit des Transportsystems, ausgedrückt in (graue Energie + Eigenverbrauch bzw. Verluste) / Nennleistung. Auch hier sind die diesbezüglichen Daten nicht leicht zugänglich, weshalb die nachfolgenden Betrachtungen dieses Kriterium ausser Acht lassen. Die Aussagen zu den Verlusten würden auch hier durch die Mitberücksichtigung der grauen Energie relativiert und in ein anderes Licht gestellt.

Ein ideales Transportsystem hat keine Transportverluste und hat eine Transportleistung, welche der Produktion und dem Verbrauch entspricht sowie eine möglichst kurze energetische Amortisationszeit. Genau gesagt hängen alle diese Eigenschaften nicht so sehr vom Transportsystem alleine, sondern vom Transportsystem und dem transportierten Energieträger ab. Um möglichst wenig Transportverluste zu haben, müssen einerseits die transportierten Energieträger möglichst wenig Masse haben (d.h. eine möglichst hohe massebezogene Energiedichte besitzen) und andererseits muss das durchlaufene Medium möglichst reibungsfrei durchlaufen werden können. Hiernach werden für jeden Energieträger die geläufigen Transportarten aufgezeigt.

Ein ideales Transportsystem ist Vakuum, welches Licht (d.h. elektromagnetische Strahlung) transportiert. Licht hat die höchste (d.h. eine unendlich hohe) massebezogene Energiedichte. Licht ist masselos und ist daher reine Energie. Der Transport von Sonnenlicht bildet in zweifacher Hinsicht eine Benchmark: Erstens wird Sonnenlicht im Vakuum von der Sonne zur Erde verlustfrei transportiert. Zweitens ist der geometrische Streuverlust beim Sonnenlicht am grössten, da Licht in alle Richtungen und nicht in eine bestimmte Richtung abgegeben wird. Die Strahlungsintensität nimmt bei diesem Verteilmodus mit dem Quadrat der Distanz von der Sonne ab. Von künstlichen Transportsystemen kann man bessere (z.B. lineare) distanzbezogene Verlustraten erwarten.

5.2. Stromtransport in Stromnetzen

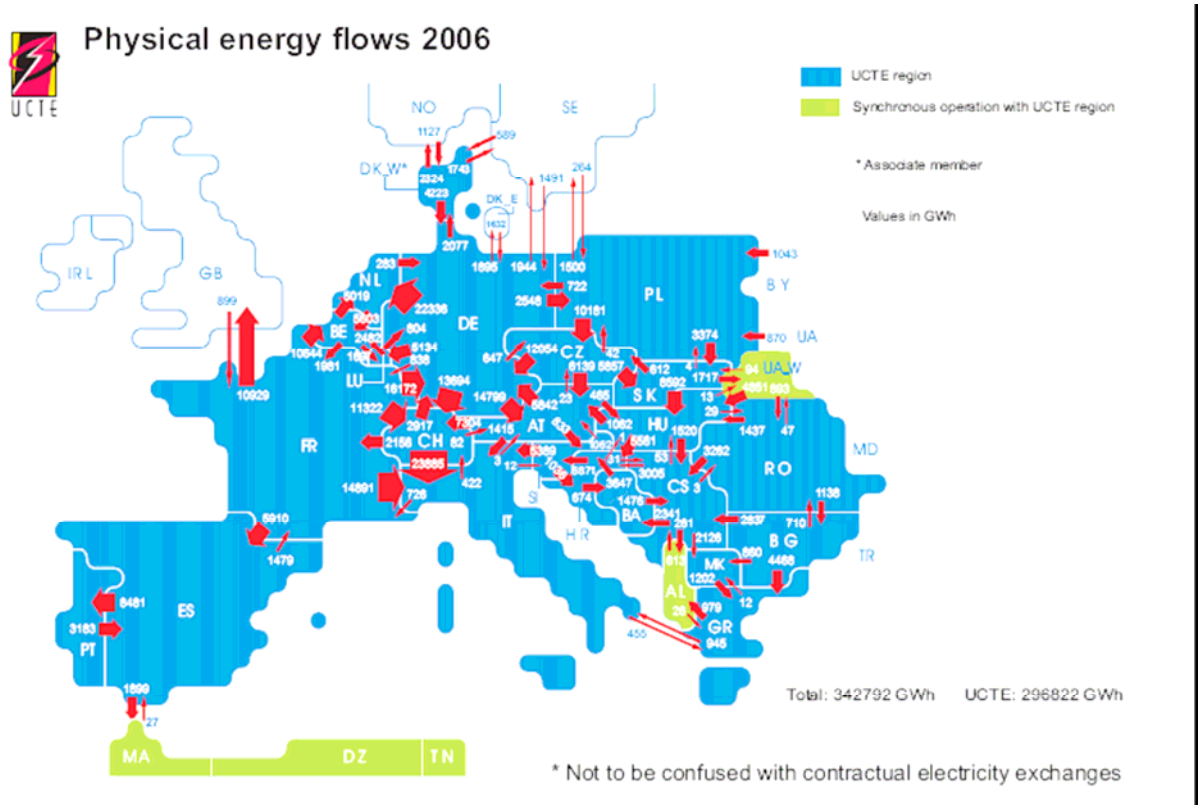
Eine sehr hohe massebezogene Energiedichte hat auch die Elektrizität. Die Energie der Elektrizität hängt jedoch nicht nur von der Anzahl Ladungen (Elektronen) ab, sondern auch von der Spannung (Volt), wie im Buch im Abschnitt 3.2. dargelegt wurde. Somit hat der Strom eine höhere Energiedichte je höher seine Spannung ist. Dieses Prinzip wird beim Stromtransport angewandt. Stromtransport ist nicht in erster Linie die Bewegung der Elektronen, wie man manchmal meinen könnte, sondern die Bewegung des elektromagnetischen Feldes. Eine hohe Spannung wirkt wie ein hoher Druck, nicht wie eine hohe Geschwindigkeit (diese bleibt immer etwa gleich). Die höchste Spannung findet man in Hochspannungs-Gleichstromleitungen. Es bestehen Spannungen zwischen 750 kV und

1500 kV Gleichstrom. Diese sind bei Transporten über mehrere tausend Kilometer notwendig, um Verluste in Grenzen zu halten. Im Stromnetz der GUS-Staaten sind solche Distanzen üblich. Auch alle im Meer verlegten Leitungen sind Gleichstrom-Leitungen. In Westeuropa sind die internationalen Leitungen meist auf den Spannungsebenen 380 kV oder 240 kV Wechselstrom. Westeuropa ist eine dicht besiedelte Zone.

Wechselstrom kann weder produzenten- noch verbraucherseitig gelagert werden. Das Stromnetz hat daher stets genau die Leistung der Produktion und des Verbrauchs. Der Produktionspark in allen Ländern der Welt liefert Wechselstrom, da Strom meistens von Generatoren produziert wird, in welchen sich Rotoren (sich drehende Teile) an Statoren (statische Teile) vorbei drehen, wodurch die Produktion von Wechselstrom technisch realisierbar ist. Gleichstrom und Wechselstrom-Leitungen können nur miteinander verbunden werden, wenn Gleichrichter bzw. Wechselrichter dazwischen geschaltet werden. Alle Wechselstromanlagen (Generatoren, Leitungen, Verbraucher) können gleichzeitig (sog. Synchron-Betrieb) ans gleiche Netz geschaltet werden, falls sie alle die gleiche Frequenz haben. Die Frequenz wird in Hertz (Hz, 1 / s) angegeben. Bezüglich Frequenz gibt es weltweit zwei Normen: 50 Hz ist in Europa, Afrika, Asien, Australien die Norm (Ausnahmen: Saudi-Arabien, Korea (beide), die Südhälfte Japans, Taiwan, die Philippinen und Liberia, welche 60 Hz haben), während 60 Hz in Nord-, Zentral- und Südamerika die Norm ist (Ausnahmen: Chile, Argentinien, Bolivien, Paraguay und Uruguay haben 50 Hz).

Grundsätzlich können alle Netze gleicher Frequenz im Synchronbetrieb zusammengehängt werden, was in vielen Fällen ein beträchtliches wirtschaftliches Potential mit sich bringt. In Westeuropa und den umliegenden Regionen funktionieren das westeuropäische UCTE (Union for the Coordination of the Transport of Electricity)-Netz, das Nordel-Netz (Skandinavien) und das GUS-Netz getrennt. Stromaustausch zwischen diesen Netzen ist nur möglich, wenn der Strom durch eine Gleichrichter-Wechselrichter-Anlage oder durch ein Untersee-Gleichstromkabel hindurch geht, was ein technisches Handelshemmnis darstellt und mit Kosten verbunden ist.

Abbildung 6: Physikalische Stromflüsse 2006



Quelle: http://www.ucte.org/pdf/statistics/Exchange/e_exchanges.pdf

Der Stromtransport in Stromnetzen geschieht nach den sogenannten kirchhoffschen Gesetzen (Gesetz des geringsten Widerstandes). Der Strom wählt sich die günstigste(n) Route(n) selber aus. Normalerweise werden mehrere Teilrouten gewählt. Eine Lieferung aus Zentralfrankreich in die Toskana führt nur zum Teil direkt nach Italien, zu einem gewissen Prozentsatz geht sie z.B. über Belgien, Norddeutschland, die Tschechische Republik, Österreich und Slowenien nach Italien (Ringfluss). Die effektive Wahl hängt von der Gesamtbelastung (geographische Verteilung des Angebots und der Nachfrage) ab. Wenn in Norddeutschland z.B. viele grosse Kraftwerke, jedoch wenig Verbraucher am Netz sind (Produktionsüberschuss), geht nur ein kleiner Teil über Norddeutschland. Dieser Teil ist grösser, wenn in Norddeutschland ein Produktionsdefizit herrscht, und wird umso grösser, je grösser dieses Produktionsdefizit ist.

Die Transportverluste teilen sich auf in Transformierverluste und Leitungsverluste. Die letzteren hängen von den folgenden Faktoren ab:

- Verluste sinken mit steigender Spannung.
- Verluste steigen linear mit steigender Distanz.
- Verluste steigen mit dem Quadrat der in eine Richtung transportierten Leistung (steigende Grenzkosten).
- Transporte in gegensätzlicher Richtung annullieren sich.

Die Bedeutung dieser Gesetzmässigkeiten soll an folgender Analogie illustriert werden. Nehmen wir an, im Bahnverkehr würden diese Gesetze gelten und das Bahnunternehmen würde die Kosten der Fahrkarten so festlegen, dass sie die Leitungsverluste (und nur diese) für jeden Abschnitt separat abgleichen (nodal pricing). Für einen Bahnpassagier (z.B. auf einer Reise Zürich-Genf zu einer vom ihm bestimmten Zeit und einer von ihm bestimmten Route) würden folgende Tarifbestimmungen gelten (die Platzreservation wäre auf allen Zügen obligatorisch und gratis zwecks Vorinformation):

- Die Reise im Schnellzug (Hochspannung) wäre billiger als die Reise im Regionalzug (Niederspannung).
- Die Reise Zürich-Bern wäre proportional billiger als Reise Zürich-Genf (lineare Distanzabhängigkeit).
- Der Reisetarif würde im Quadrat mit der Summe aller Passagiere ansteigen, welche gleichzeitig auf derselben Strecke im Zug desselben Typs (z.B. Schnellzug) von Zürich nach Bern reisen, minus derjenigen Passagiere, welche gleichzeitig in einem Zug desselben Typs (Schnellzug) in umgekehrter Richtung reisen.
- Wer auf einem Abschnitt „gegen den Strom“ (Summe aller gleichzeitigen Züge desselben Typs in beiden Richtungen) reist, würde gratis reisen.

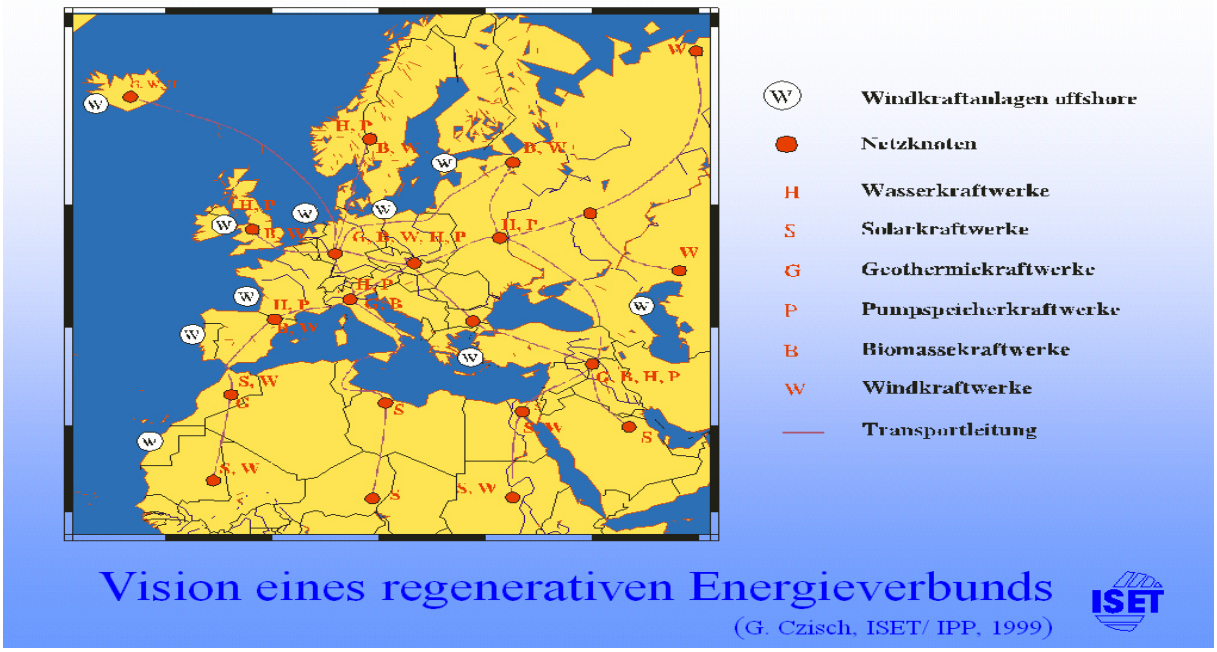
Genau genommen könnte der Preis des Bahnbillets erst nach erfolgter Reise festgelegt werden. Auf alle diejenigen, welche „mit dem Strom“ reisen, würden die Verluste jedes Abschnitts gleichmässig aufgeteilt. Die Möglichkeit zu Gratisfahrten gegen den Strom ist nicht eine Werbeaktion, sondern entspricht einer physikalischen Realität. Wer aus einem Defizitgebiet Strom in ein Überschussgebiet liefert, entlastet das Netz für alle anderen und vermindert deren Netzverluste. Jeder Passagier hätte das Recht, seine Route so zu wählen, dass er möglichst oft gegen den Strom oder zumindest auf schwach befahrenen Strecken fährt, damit er gratis oder möglichst billig an sein Ziel gelangen kann. Es wäre ihm aber unmöglich, ein Defizitgebiet zu erreichen, ohne zumindest auf der letzten Teilstrecke „mit dem Strom“ zu fahren. Seine Wunschdestinationen sind Defizitgebiete, da hier der Strompreis am höchsten ist. Er sucht den höchsten Strompreis abzüglich Transportkosten.

An diesem Beispiel sieht man, dass die korrekte Stromnetztarifzierung nicht ein einfaches Unterfangen ist und dass daher die Wahrscheinlichkeit gross ist, dass subeffiziente Tarifizierungssysteme gewählt werden.

In Zukunft können die Transportverluste möglicherweise mit der Technologie der Supraleitung vermindert werden. Heute kommt diese auf Grund der tiefen Temperaturen erst in speziellen Situationen zur Anwendung. Wo Supraleiter der 1. Art noch Temperaturen von weniger als –195 Grad Celsius benötigen, brauchen die Supraleiter der 2. Art „nur“ noch –140 bis –180 Grad Celsius.

Um die Energiezukunft Europas nachhaltig zu gestalten, wurde vorgeschlagen, ein Gleichstrom-Hochspannungsnetz zwischen verschiedenen Regionen zu erstellen und somit den komparativen Vorteil jeder Region auszunutzen. Ein solches Netz würde z.B. wie in Abbildung 7 aussehen. Heute befindet sich dieses Projekt erst im Forschungsstadium.

Abbildung 7: Vision eines regenerativen Energieverbunds



Quelle: http://www.iset.uni-kassel.de:80/abt/w3-w/folien/Allgemein/vision_reg_everbund_b.jpg

5.3. Wasserstoff in Rohrleitungen und Schiffen

Wasserstoff hat mit elektrischem Strom gemeinsam, nicht in der Natur vorzukommen. Daher muss Wasserstoff zunächst produziert werden. Von allen brennbaren Energieträgern hat Wasserstoff die höchste massenbezogene Energiedichte, jedoch (in all seinen Formen, flüssig, komprimiert oder als Hydrid) die niedrigste volumenbezogene Energiedichte. Bei diesen Eigenschaften ist der Pipeline-Transport gegenüber dem Transport per Bahn oder Lastwagen in Flaschen oder Kühlbehältern vorteilhaft. Es ist derzeit noch keine kommerziell arbeitende Wasserstoffpipeline bekannt. Zum Pipelinetransport müsste Wasserstoff komprimiert werden. Der Kompressionsverlust für 10 Bar beträgt ca. 3% des Wasserstoffs, der eigentliche Transport über 1000 km verzehrt ca. 8% der Energie, das ist etwa viermal soviel wie beim Erdgas. Um eine gleich grosse energetische Transportleistung wie eine Erdgasleitung zu haben, müsste Wasserstoff bei gleichem Druck wie Erdgas mit einer etwa dreimal so hohen volumenbezogenen Geschwindigkeit wie Erdgas transportiert werden. Anders gesagt, beim Transport mit der gleichen Geschwindigkeit und dem gleichen Druck wie Erdgas braucht Wasserstoff Pipelines mit knapp zweimal so grossem Durchmesser wie Erdgas, um die gleiche Leistung wie Erdgas zu liefern. Wasserstoff kann höchstens während

Tagen gelagert werden. Daher müsste die Transportleistung fast immer gleich gross wie die Produktions- oder Verbrauchsleistung sein.

Über grosse Distanzen im Meer kann Wasserstoff am günstigsten in flüssiger Form auf speziellen kälteisolierten (kryogenischen) Tankerschiffen ähnlich dem Flüssiggas (LNG) transportiert werden. Da die Verflüssigung beim Wasserstoff aber viel mehr Energie als im Fall vom Erdgas verschlingt, müsste die flüssige Form so weit als möglich bis zum Konsumenten beibehalten werden. Allerdings ist die Logistik von flüssigem Wasserstoff energetisch und finanziell teurer als jene vom Druckwasserstoff in Pipelines.

Wasserstoff ist, zusammen mit Erdgas, der am meisten in Betracht gezogene Brennstoff für Brennstoffzellen. Die höheren Gestehungs- und Transportkosten beim Wasserstoff bedingen einen besseren Wirkungsgrad, wie er nur durch Brennstoffzellen erreicht werden kann.

Als Traggas diente Wasserstoff früher in Luftschiffen. Nach dem Unfall der „Hindenburg“ 1937 wurde der Verkehr mit Luftschiffen praktisch eingestellt. Die heutigen Luftschiffe haben Helium als Traggas.

5.4. Erdgas in Rohrleitungen und Schiffen

Der Pipeline-Transport von Erdgas ist in einigen Punkten verschieden vom Pipeline-Transport von Wasserstoff. Vor allem hat man mit dem Pipeline-Transport von Erdgas schon eine sehr grosse Erfahrung, was für den Transport mit Wasserstoff nicht zutrifft.

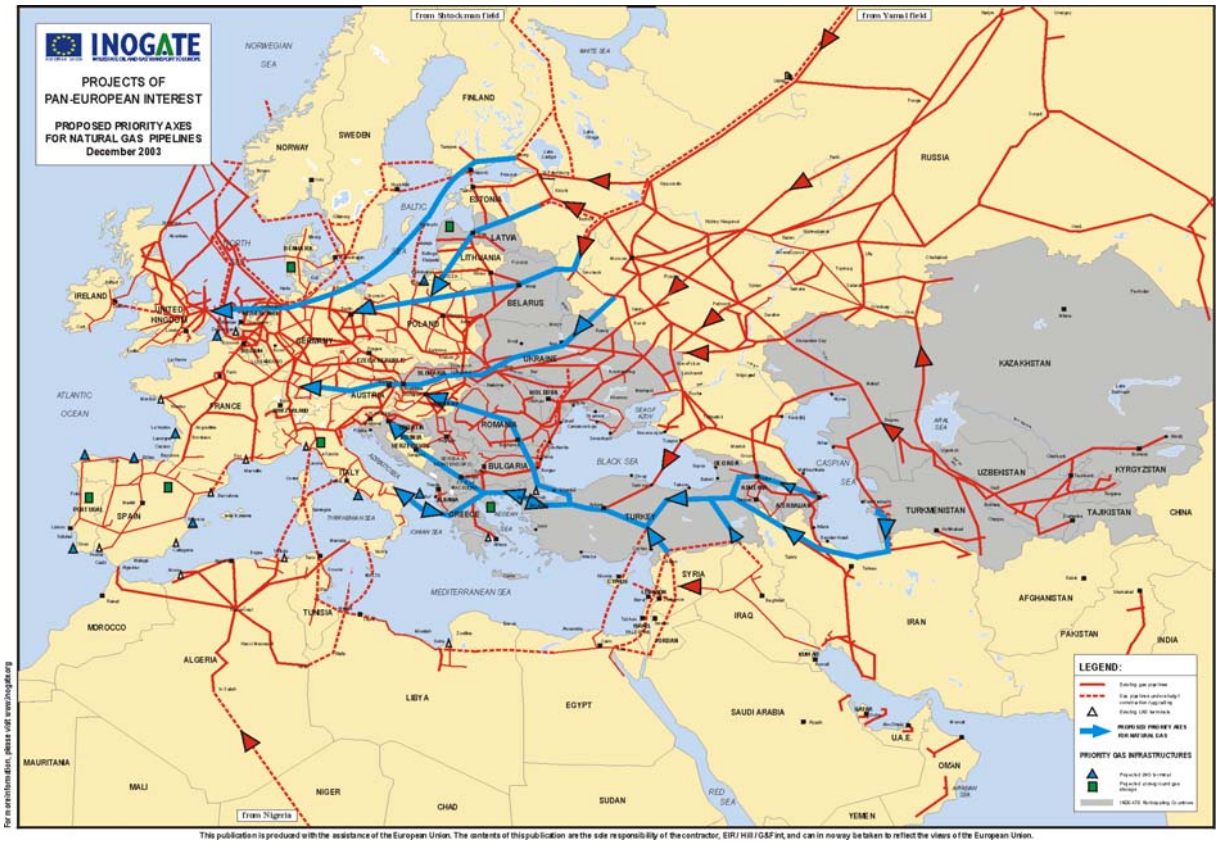
Hochdruck-Pipelines für Erdgas arbeiten mit Drücken zwischen 80 und 120 Bar. Ein Druck von über 5 Bar gilt jedoch bereits als Hochdruck. Je höher der Druck, desto geringer die Verluste. Die Verluste sind im wesentlichen Reibungsverluste. Bei hohem Druck ist die Geschwindigkeit kleiner, was die Verluste vermindert. Die Verluste müssen durch den Kompressor überwunden werden. Bei der Kompression wird die entstandene Wärme meistens noch nicht genutzt. Durch die Kompression wird das Gas auch bewegt. Die Zirkulationsgeschwindigkeit beträgt ca. 30 km / Stunde. Entlang der Pipeline findet ein leichter Druckabfall statt, so dass beim Langstreckentransport etwa alle Tausend Kilometer eine Kompressorstation stehen muss. Die Verluste sind somit linear distanzabhängig. Auf 1000 km betragen die Verluste ca. 3%.

Erdgas-Pipelines müssen zu ihrem Schutz gegen Ent-Galvanisierung unter Schwachstrom gestellt werden (sog. kathodischer Schutz). Die natürliche Galvanisierung wird durch die in der Erdkruste vorhandenen natürlichen Stromflüsse hervorgerufen. Diese würden die Pipeline nach einer gewissen Zeit galvanisch auflösen. Ein schwieriges Problem stellt auch die Bildung von Methanhydrat im Innern von Hochdruck-Pipelines dar. Der hohe Druck in Pipelines kann, wenn er von tiefen Temperaturen begleitet wird und wenn das Erdgas feucht ist, unter noch nicht restlos geklärten Umständen zur Bildung von Methanhydrat in der Pipeline führen. Die Bildung von Methanhydrat verstopft die Leitungen, da Methanhydrat ein Festkörper ähnlich wie Eis ist. Um ihn aufzulösen muss entweder die Pipeline stellenweise erwärmt oder der Druck vermindert oder die Hydratbildung chemisch inhibiert werden. Auf den Meeresböden werden grosse Methanhydrat-Vorkommen vermutet (vgl. Buch, Abschnitt 4.6. über Erdgas).

Zunehmend entwickelt sich der internationale Transport für Flüssiggas (LNG, liquefied natural gas) auf speziellen Gastanker-Schiffen. Gas verflüssigt sich bei Temperaturen unter –163 Grad Celsius. Das Volumen schrumpft dann zu einem 600stel desjenigen im gasförmigen Zustand. In den speziellen, thermisch isolierten Gastankern wird LNG bei atmosphärischem Druck transportiert. Wenn es nicht aktiv gekühlt wird, kann das verdampfende Gas zum Antrieb des Schiffsmotors verwendet werden. Die treibende Kraft hinter der Entwicklung des Transportes von Flüssiggas ist der Flüssiggasmarkt. Dieser entstand im atlantischen Raum in den 60er Jahren, ist danach aber vor allem in Japan gewachsen. Heute werden drei Viertel weltweit gehandelten Flüssiggas in den pazifischen

Raum importiert, der Rest in den atlantischen. Weltweit macht der Markt für Flüssiggas heute etwa ein Viertel des Gasmarktes aus. In Japan beträgt der Anteil Flüssiggas 100 %, in Europa 13.7% und in den USA 5.9% (2002, BP). Es gibt Anzeichen, dass die Flüssiggas-Märkte der USA und Europas seit etwa 2002 stärker korrelierte Preise haben und folglich im Begriff sind, zusammenzuwachsen.

Abbildung 8: Bestehende und geplante Gasleitungen in Europa



Quelle: http://www.inogate.org/en/images/maps/gas_map_big.gif

Karte: http://europa.eu.int/eur-lex/en/com/gpr/2000/act769en01/com2000_0769en01-01.pdf

Pipeline-Transporte über eine Distanz von mehr als ca. 2500 km werden als nicht mehr wettbewerbsfähig angesehen. Über solche Distanzen ist der Transport auf Schiffen in verflüssigter (kalter) Form günstiger. Bei der Ankunft im Zielhafen wird das flüssige Gas durch natürliche Erwärmung zur Verdunstung gebracht (regasifiziert). Das damit verbundene thermische Energiepotential könnte energetisch genutzt werden, was bis heute aber meist nicht der Fall ist.

Erdgas unterschiedlicher geografischer Herkunft unterscheidet sich hinsichtlich Stickstoffgehalt (vgl. Buch, Abschnitt 4.6.). Eine Erhöhung des Stickstoffgehalts vermindert den massebezogenen Brennwert. Falls unterschiedliche Zusammensetzungen auf einen Markt treffen, müssen diese grundsätzlich vermischt und als Mix verkauft werden. Die Vermischung ist notwendig, um die verbraucherseitigen Gasbrenner bei einer plötzlichen Änderung der physikalisch-chemischen Eigenschaften nicht zu beschädigen. Gasbrenner sind jeweils nur für eine gegebene Zusammensetzung und die damit einhergehenden physikalisch-chemischen Eigenschaften des Gases eingestellt. Die unterschiedlichen Qualitäten beim Erdgas differenzieren den Gastransport gegenüber dem Stromtransport. Beim Strom resultiert die Flussrichtung als Summe aller Flüsse in beiden Richtungen. Im Gasmarkt gilt dies nur, wo keine Qualitätsunterschiede vorkommen. In Süddeutschland beobachtet man z.B., dass sich je nach Angebots- und Nachfrageverteilung die Grenze zwischen den aus Osten (Russland) und den aus Norden (Nordsee) belieferten Regionen nach Norden oder nach Süden verschiebt. Wenn im Osten die Produktion abnimmt oder der

Verbrauch steigt, kommt mehr Gas von Norden; die Qualitätsgrenze verschiebt sich nach Süden. Umgekehrt verschiebt sie sich nach Norden, wenn die Einspeisung aus dem Osten verglichen mit derjenigen aus dem Norden zunimmt.

Die Schweiz produziert selber kein Gas. Für ihre Einfuhren ist sie ans europäische Gasnetz angeschlossen.

Gas kann in geologischen Kavernen saisonal gelagert werden. Somit muss die Transportleistung nicht jederzeit genau der Produktion oder dem Verbrauch entsprechen. In der Schweiz gibt es keine geologischen Gasspeicher. Gas kann in der Schweiz daher nur in Stundenspeichern gelagert werden. Einige schweizerische Gasversorger haben geologische Gaslager im Ausland ausgebaut.

5.5. Rohöl in Rohrleitungen und Tankern

Der Transport von Rohöl geschieht über Meer in Erdöltankern. Unterhalb einer Distanz von ca. 1000 km ist der Transport von Rohöl in Pipelines vorteilhafter. Da aber das Innere von Kontinenten ohnehin nicht per Schiff erreicht werden kann, ist oftmals der Pipeline-Transport auch für grössere Distanzen die günstigste Transportart. Bei einem vernetzten System von Pipelines kann es vorkommen, dass dieselbe Pipeline Rohöl verschiedener Provenienz, und daher verschiedener Qualität transportieren soll. Im Gegensatz zur Praxis beim Erdgas, wo verschiedene Qualitäten gemischt werden müssen, ist es im Fall des Erdöls besser, die Qualitäten zu trennen. Dies wird durch Sequenzierung von verschiedenen Lieferungen erreicht. Wo die Qualitätsunterschiede (z.B. Grad API oder Süssigkeit, vgl. Buch, Abschnitt 4.4., Erdöl) nur gering sind, genügt die Sequenzierung ohne physische Trennung. Anderenfalls wird zwischen zwei Lieferungen ein sogenannter Trennmolch eingefügt. Dieser kann mit Messinstrumenten ausgestückt und gleichzeitig Serviceaufgaben (Kontrolle des Zustandes der Pipeline) durchführen.

Rohöl ist viel zähflüssiger als Gas. In einer Pipeline fliesst Rohöl daher etwa zehnmal langsamer (3 – 5 km/h) als Erdgas. Der Druck in der Nähe der Pumpe ist sehr hoch und fällt mit zunehmender Distanz ab. Es braucht öfters Pumpen als beim Gas. Die volumenbezogenen Transportverluste (d.h. pro Kubikmeter) sind entsprechend höher als beim Gas. Allerdings hat Rohöl eine höhere massebezogene Energiedichte als komprimiertes Erdgas. Dadurch sind die massebezogenen Transportverluste (pro Tonne) beim Rohöl schlussendlich nicht viel höher als beim Gas.

Rohöl unterschiedet sich vom Erdgas durch die Notwendigkeit der Raffinierung. Erst in der Raffinierung entstehen die normierten, einsatzbereiten Treib- und Brennstoffe. Aus logistischen Gründen werden viele Raffinerien in der Nähe von Tankerhäfen (sogenannte Tanker-Terminals) gebaut. Das einkommende Erdöl wird in der Nähe der Raffinerie gelagert und in dieser raffiniert. In der Schweiz werden beide Raffinerien (Collombey VS und Cressier NE) durch Rohölpipelines versorgt. Nach der Raffinerie findet meistens ein Modalwechsel statt: Transport und Verteilung von Erdölprodukten geschieht meist per Strasse oder Bahn. Produktepipelines sind eher die Ausnahme.

5.6. Schlammkohle und Ölsand in Rohrleitungen

Früher wurde auch Kohle in Pipelines transportiert. Dazu wurde sie zu sogenannter Schlammkohle gemacht. Schlammkohle ist gewässerter Kohlestaub. Heute wird dieses Verfahren für den Ölsand wiederentdeckt. Ölsandvorräte befinden sich in vor allem in Kanada und Venezuela (vgl. Buch, Abschnitt 4.4.).

5.7. Heiz- oder Kühlmittel in Fernheiz- und Fernkühlleitungen

Fernheizsysteme sind geschlossene thermisch isolierte Wasserkreisläufe, welche entweder Wasser oder Dampf transportieren. Das Wasser kann dabei unter Druck stehen (2 – 3 Bar) Auf dem Hinweg werden manchmal Temperaturen zwischen 80 – 140 Grad Celsius verteilt. Beim Rückweg betragen die Temperaturen zwischen 40 und 80 Grad Celsius. Beim Verbraucher befindet sich zwecks Temperaturregulierung oftmals ein Wärmetauscher und ein zweiter Kreislauf mit niedrigeren Temperaturen. Die Wärmeverluste sind auch bei guter Isolation nicht vernachlässigbar, so dass ein Fernwärmenetz nur bei dichter Besiedlung in Frage kommt. Ausserdem muss sich in der Nähe der Verbraucher eine günstige Wärmequelle befinden. Am meisten wird Fernwärme in Island genutzt. Dort stammt fast die ganze Heizwärme aus natürlicher Erdwärme. Auch in Osteuropa (Russland, Polen, Baltikum) besteht eine bedeutende Tradition von Fernheizsystemen. Ganze Städte, oder mindestens Quartiere werden aus zentralen Fernheizsystemen beheizt. Ebenso sind Fernheizungen in Skandinavien weit verbreitet. In der Schweiz sind Fernwärme-Netze eher selten. Die grösste Anlage befindet sich in Lausanne (Pierre de plan). Auch in Basel ist ein grosses Netz in Betrieb. Die traditionellen „nur Wärme“-Anlagen wurden mit Kehrichtverbrennungsanlagen, Kohle oder Erdöl betrieben. In den 90er Jahren haben Gas und erneuerbare Energien als Brennstoffe zugenommen und Kohle und Erdöl verdrängt. Ausserdem werden heute aus wirtschaftlichen Gründen meistens WKK-Anlagen eingesetzt. Diese liefern gleichzeitig Wärme und Strom.

In den letzten Jahren ist auch die Fernkühlung aufgekommen. Dabei wird kaltes Wasser (z.B. 4 – 6 Grad Celsius aus den tiefen eines Sees) zum Kunden transportiert. Dort besteht ein Wärmetauscher, welcher warme Luft, die von der Decke der zu kühlenden Räume abgesaugt wird, kühlt und in diese Räume zurückverteilt. Das um ca. 10 Grad erwärmte Wasser wird entweder wieder zurückgeführt oder beim Kunden für andere Zwecke verbraucht. Die Pionierländer der Fernkühlung sind die skandinavischen Länder (Schweden und Finnland). Auch aus dem Persischen Golf wird eine Zunahme der Anzahl Fernkühlungsanlagen gemeldet.

5.8. Strassen- und Bahntransport

Ausser beim Strom, beim Gas und, wo vorhanden, bei Fernheizung/Fernkühlung werden alle anderen Energieformen entweder auf der Strasse oder per Bahn verteilt. Bei beiden ist der Energieverlust durch Eigenverbrauch gering (ca. 1% der transportierten Energie). Allerdings wird bei dieser Angabe die graue Energie (z.B. zum Fahrzeug- und Strassenbau) ausgelassen. Die Schweiz importiert den grössten Teil ihrer Erdölprodukte durch die Rheinschifffahrt über den Hafen in Basel.

Der Transport von Kernbrennstoffen geschieht auf spezielle Art. Vor dem Einsatz in Reaktoren sind Uranbrennstäbe praktisch nicht radioaktiv. Hingegen müssen die abgebrannten oder wiederaufbereiteten Brennstäbe auf Grund ihrer Radioaktivität unter hohen Sicherheitsvorkehrungen transportiert werden. Dazu wurde der spezielle Castor-Behälter entwickelt. Castor ist in Akronym und steht für „cask for storage and transport of radioactive material“, auf deutsch Behälter zur Lagerung und zum Transport vor radioaktivem Material. Castor Behälter sind 6 Meter lang und haben einen Durchmesser von ca. 2.5 Meter. Leer wiegt ein Behälter ca. 120 Tonnen, er kann je 10 Tonnen Last transportieren. Castor Behälter wurden gebaut, um verschiedenen Unfallszenarien standhalten zu können: Fall aus 9 Metern Höhe auf eine Betonplatte oder aus 1 Meter auf einen Stahldorn, 30 Minuten Feuer von 800 Grad, 8 Stunden in 15 Metern Wassertiefe oder 1 Stunde in 200 Metern Wassertiefe. Im Falle eines solchen Ereignisses muss der Castor nicht völlig unbeschädigt bleiben, aber seine Isolationsstandfestigkeit darf sich höchstens um den Faktor 100 verschlechtern. Castor-Transporte sind für den Landtransport (Bahn, LKW) gebaut.

6 Anhang 6: Technische Normen und Regulierungen

Weltweit wird das Normenwesen durch drei Organisationen betreut, welche ihren Sitz in Genf haben. Zwei davon sind für den Energiebereich relevant: Die ISO (International Standardization Organization) und die IEC (International Electrotechnical Commission). Beide sind nichtstaatliche Vereinigungen ihrer jeweiligen Länderkomitees. In diesen sind Branchen, Unternehmen und zum Teil auch Privatpersonen vertreten. Beide Organisationen haben eine einheitliche Klassifikation ihrer Normen nach Anwendungsbereichen ausgearbeitet (vgl. http://www.iso.org/iso/en/CatalogueListPage.CatalogueList?scopelist=). Die IEC ist für Normen im Bereich Strom zuständig, während die ISO alle anderen Normen (ausser denjenigen der Telekommunikation) ausarbeitet.

Unter einer Norm versteht man in der internationalen Terminologie ein Dokument, in welchem technische Anforderungen an Produkte, Begriffe oder Verfahren möglichst genau definiert und umschrieben werden. Diese Dokumente haben den Status von freiwilligen Industrievereinbarungen. Im Bereich Energie gibt es mehrere Tausend technische Normen. Die bekanntesten Beispiele sind vermutlich die ISO 14'000 Normen für die ISO-konforme Ökobilanzierung und die verschiedenen ISO 9'000 Normen für Qualitätsmanagement. Im Energiebereich sind berühmte Beispiele auch etwa die Normen zur Definition der Zusammensetzung verschiedener Brennstoffe und ihrer Brenn- und Heizwerte, zur Spezifikationen elektrotechnischer Geräte, über Testmethoden für Solaranlagen, die Kalibrierung von Messinstrumenten usw. Neben internationalen Normen existieren auch regionale und nationale Normen, z.B. verschiedene Arten von Steckdosen.

Im Unterschied zu freiwilligen, von Wirtschaftsvertretern ausgearbeitete Normen sind die Regulierungen verbindlich und werden von Behörden erlassen. Das WTO-Abkommen über technische Handelshemmnisse verlangt von den Staaten, dass sie ihre Regulierungen auf internationalen Normen aufbauen, wo letztere vorhanden sind. Regulierungen sollen so festgesetzt werden, dass sie nicht grössere Handelshemmnisse darstellen, als was zur Erreichung eines spezifischen Ziels notwendig ist. Grundsätzlich hat jedes WTO-Mitgliedsland das Recht, seine Bevölkerung durch nationale Umweltregulierungen zu schützen, solange diese nicht diskriminierend auf ausländische Produkte angewendet werden.

Unter dem Begriff von Standards werden Normen und Regulierungen zusammengefasst. Bei der Interpretation des WTO-Rechts kann zwischen drei Arten von Standards unterschieden werden: (1) Produktstandards (z.B. die chemische Beschaffenheit von Benzin), (2) produktbezogene Standards (z.B. Biogas-Standards, welche schwergewichtig die Produktionsmethode betreffen, sich aber auch auf das Produkt auswirken) und (3) nicht-produktbezogene Standards (z.B. die Produktionsmethode von Strom, da sie sich nicht im Produkt nachweisen lässt). Die Anwendung von nicht-produktbezogenen Standards auf Einfuhren ist nicht mit dem WTO-Recht vereinbar. Somit darf ein nicht-produktbezogener Standard nicht dazu dienen, ein Produkt bei seiner Einfuhr zu diskriminieren. Eingeführte Elektrizität aus einer CO_2-emittierenden Energiequelle darf z.B. im Bestimmungsland nicht diskriminiert werden gegenüber inländisch produziertem, CO_2-freiem Windstrom. Wenn es als notwendig angesehen wird, diskriminierende Handelsmassnahmen zu ergreifen, um die Verursacher zu einer CO_2-Emissionsreduktion zu zwingen, dann sollte dies in einem multilateralen Umweltabkommen, wie z.B. dem Kyoto-Protokoll, ausdrücklich festgehalten werden. Solche Umweltabkommen können eine Ausnahme vom Diskriminierungsverbot der WTO bilden, solange sich alle WTO-Mitglieder dem Umweltabkommen anschliessen. Problematisch wird es erst dann, wenn sich ein WTO-Land nicht dem Umweltabkommen

anschliesst und statt dessen auf seinem gemäss WTO-Recht garantierten Diskriminierungsverbot beharrt.

Kennzeichnungsvorschriften und Zertifikate sind marktorientierte Instrumente. Man unterscheidet zwischen freiwilligen Kennzeichen innerhalb von Kennzeichnungsprogrammen und gesetzlichen Kennzeichen. Das WTO-Übereinkommen über technische Handelshemmnisse sowie die grundlegenden Prinzipien des GATT sind entscheidend für die Kompatibilität von Kennzeichen mit dem WTO-Recht. Gesetzliche Kennzeichen sind mit dem WTO-Recht vereinbar, solange sie nicht zu einer Diskriminierung ausländischer Anbieter führen. Es ist jedoch nicht klar, inwieweit freiwillige Kennzeichen, die auf verwendeten Prozessen und Produktionsmethoden (PPM) basieren, vom WTO- Recht erfasst werden. Das Problem der Umweltstandards kam in der WTO 1996 anlässlich des Streitfalls DS2 (der zweite seit Inkrafttreten der WTO) zwischen den USA einerseits und Venezuela und Brasilien andererseits zur Sprache. Benzin aus Venezuela und Brasilien musste in den USA strengere Umweltnormen erfüllen als einheimischer US Treibstoff. Die WTO anerkannte den Diskriminierungstatbestand (Verletzung des Prinzips der Inländerbehandlung) bzw. die Tatsache, dass die Massnahme nicht direkt mit dem Umweltschutz in Verbindung stand, sondern eine Handelsbeschränkung darstellte. Die US-Umweltbehörde musste die hohen Normwerte des eingeführten Benzins denjenigen des einheimischen Benzins anpassen.

Aus energiepolitischer Sicht sind Normen und Regulierungen anerkannte technische Instrumente zur Erreichung gesetzter Ziele. Dies ist wichtig im Zusammenhang mit der Energieeffizienz, aber auch mit dem Schutz von natürlichen Ressourcen bzw. der Förderung erneuerbarer Energien. Technische Instrumente zur Erhöhung der Energieeffizienz sind in ihrer Rolle allerdings durch den sogenannten Rebound Effect limitiert. Durch Fortschritte in der Energieeffizienz einerseits und Einkommenswachstum andererseits wird die Nutzenergie (vgl. Anhang 3, Abschnitt 3.2. oben) immer billiger. Dadurch erhöht sich der Energieverbrauch. Wenn wir ein energieeffizientes Fahrzeug erwerben, können wir uns leisten, mehr damit zu fahren, insbesondere wenn unser Einkommen auch gestiegen ist.

Die Alternativen zu Regulierungen sind wirtschaftliche Instrumente (Kennzeichnung, Kundeninformation, Quoten mit Zertifikatshandel, Lenkungsabgaben, vgl. Buch, Abschnitt 5.7.).

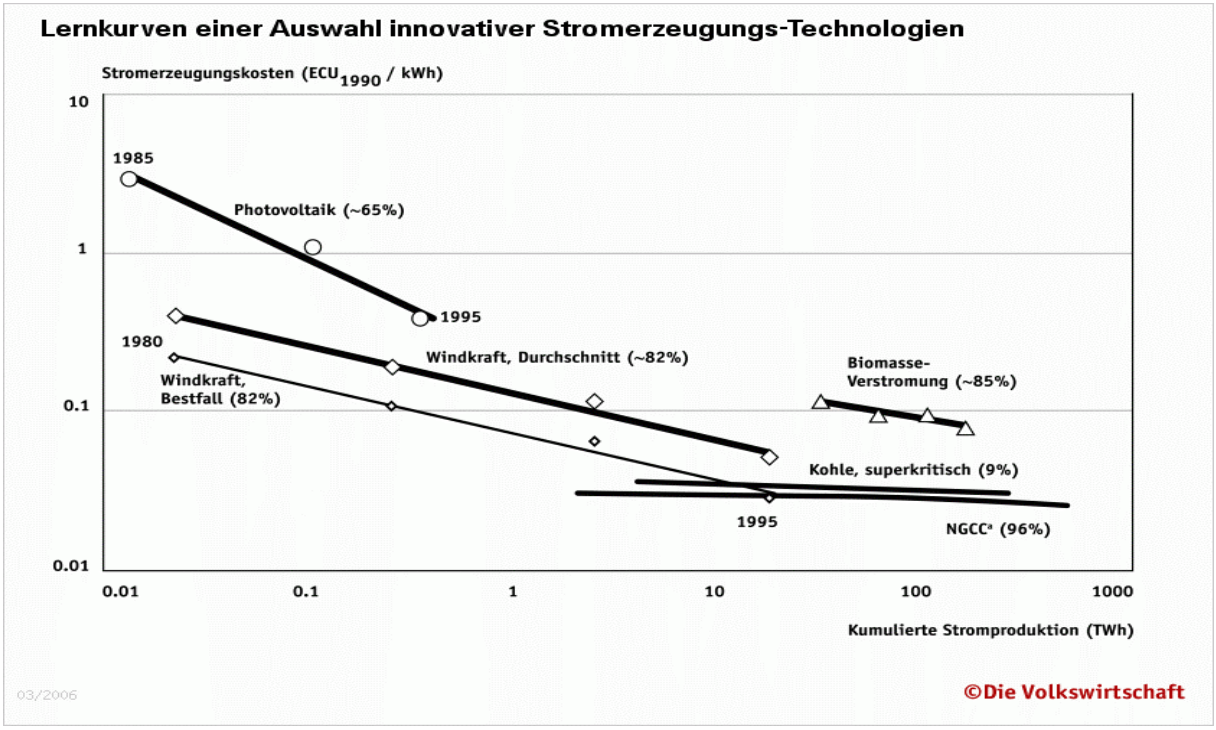
Es sei hier erwähnt, dass auch im Bereich Wirtschaft technische Standards bestehen. Wichtigstes Beispiel sind die Buchhaltungsstandards, welche im Rahmen der IASB (International Accounting Standards Board) ausgearbeitet werden. Dabei handelt es sich um eine private Organisation, welche von Revisionsfirmen unterstützt wird. Bisher hat sie mehrere Dutzend umfassende internationale Standards verabschiedet. Die Arbeit des IASB wird sich in Zukunft vermehrt auf den Bereich Good Governance (gute Unternehmensführung) konzentrieren. Eine Zusammenfassung auf deutsch gibt die Webseite http://www.zingel.de/pdf/03ias.pdf.

7 Anhang 7: Technologischer Fortschritt und technologische Risiken

Die Technologie schreitet auch im Energiesektor unaufhaltsam fort. Allerdings bedingen die sehr langen Lebensdauern von Energieinvestitionen dennoch eine im allgemeinen langsame Kapitalrotation. Jedes Jahr wird nur ein kleiner Teil der investierten Kapitals erneuert, was insgesamt eine verhältnismässig grosse Trägheit des Energiesystems bedeutet. Das Gegenbeispiel dafür wäre der IT Markt (Informations und Kommunikationstechnologien), wo der gesamte Park innerhalb weniger Jahre erneuert wird.

Tendenziell sinken die Kosten neuer Technologien in Abhängigkeit der Gesamtheit der installierten Leistung. Dies wird auf sogenannten Lernkurven aufgezeigt. Als Ergebnis wird die aus solchen Anlagen produzierte Energie billiger.

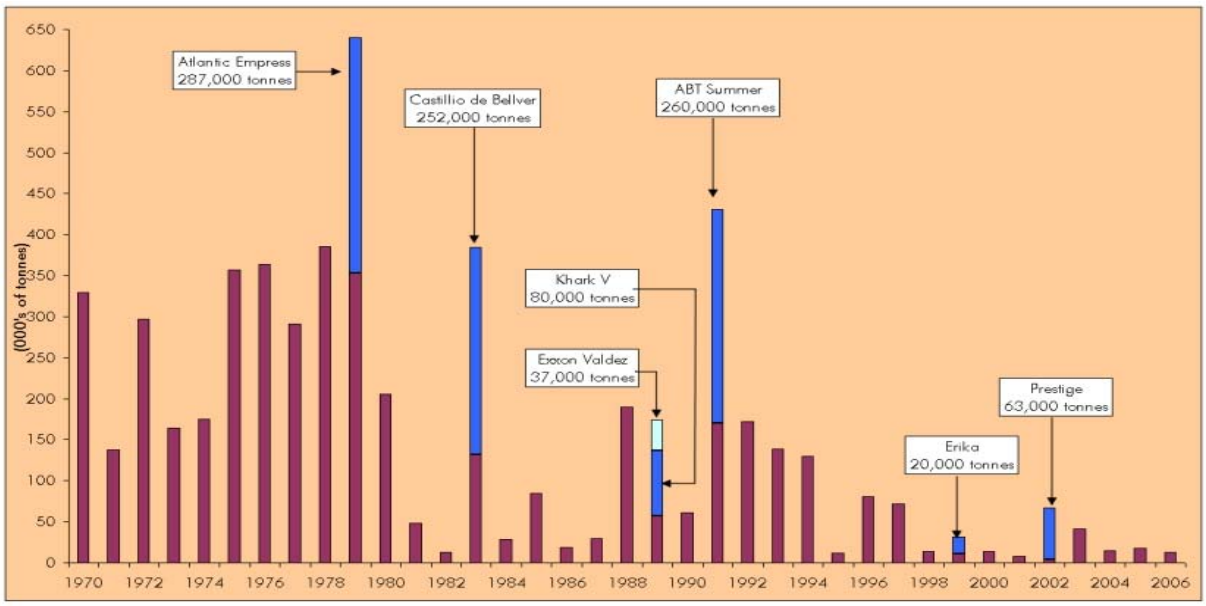
Abbildung 9: Lernkurven einer Auswahl innovativer Stromerzeugungs-Technologien



Quelle: http://www.dievolkswirtschaft.ch/editions/200603/Madlener.html

Die verschiedenen Energieressourcen bringen aber auch unterschiedliche Risiken mit sich. Prominente Beispiele dafür sind die Öltankerunfälle (Ölpest). Die Statistiken der letzten Jahrzehnte zeigen allerdings, dass sowohl die Häufigkeit der Unfälle als auch das Ausmass jedes Unfalles kontinuierlich abgenommen haben. Die durch die Medien am meisten Thematisierten Unfälle (z.B. Exxon Valdez, Erika) waren bei weitem nicht diejenigen mit dem grössten Ölverlust. Die Schäden hängen allerdings nicht nur von der verlorenen Menge ab, sondern auch von der Region und der Jahreszeit, in welcher der Unfall stattfand.

Abbildung 10: Ölverluste durch Tankerunfälle



Quelle: http://www.itopf.com/stats.html

Die IMO (International Maritime Organisation), die internationale Seeschifffahrts-Organisation der UNO in London, ist bestrebt, die Sicherheit der Seeschifffahrt mit internationalen Übereinkommen zu erhöhen (http://www.imo.org/home.asp?topic_id=1385). Dazu gehören neben den verschiedenen Abkommen zur Sicherheit (SOLAS-Abkommen) und zum Training der Belegschaft (STCW-Abkommen) auch diejenigen betreffend Meeresverschmutzung (MARPOL-Abkommen). In Zukunft sollen als viertes Standbein noch Abkommen über Arbeitsbedingungen (MCL-Abkommen) hinzukommen. Man kann annehmen, dass diese Abkommen zum Rückgang der Meeresverschmutzungen beigetragen haben. Gleichzeitig ist jedoch darauf hinzuweisen, dass noch Handlungsbedarf besteht. Da die Schweiz als Binnenland eine Hochsee-Flotte besitzt, ist sie den meisten dieser Abkommen beigetreten, ausser den jüngsten, welche noch auf ihre bundesrätliche und parlamentarische Genehmigung warten.

Im Bereich Kernenergie ist wohl der Tschernobyl-Unfall noch in der Erinnerung vieler Leute. Er dürfte von allen Unfällen im Bereich Kernenergie derjenige mit den bisher grössten Umweltauswirkungen sein, obwohl er vermutlich von seinen Emissionen her nicht der grösste Unfall war. Die Folgekosten wurden zwar vor ein paar Jahren nach unten revidiert, könnten insgesamt dennoch zweistellige Milliardenbeträge erreichen, was für die ukrainische Volkswirtschaft eine Einbusse von ca. 1 % des BIP (Bruttoinlandprodukts) während etwa 30 Jahren ausmachen dürfte.

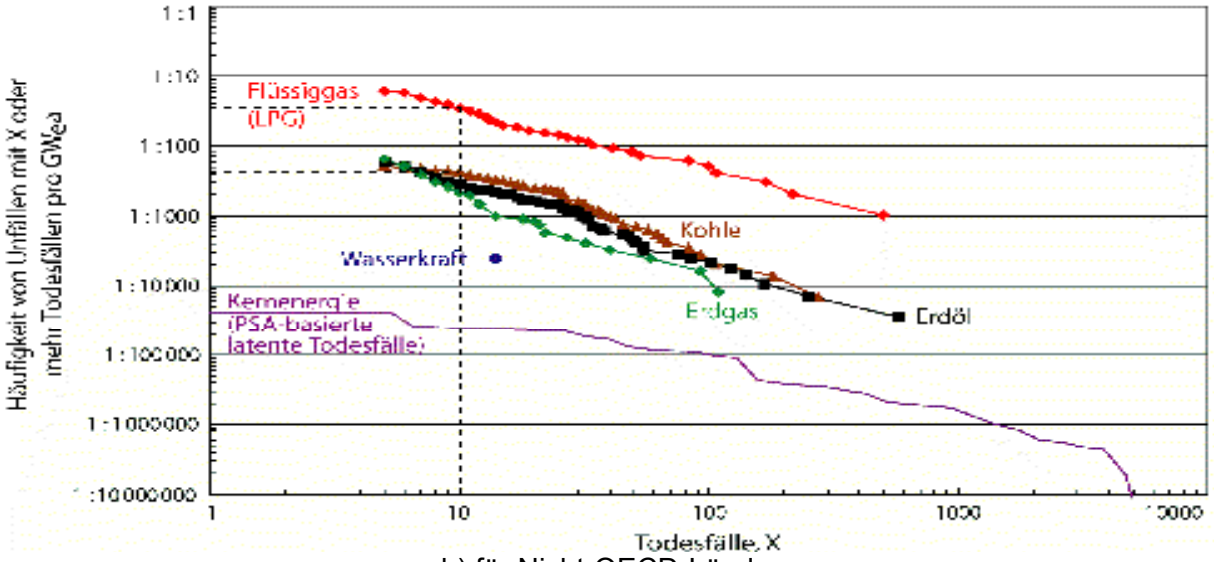
Auch Staudämme können in kritischen meteorologischen oder geologischen Situationen Unfälle verursachen. Der grösste jemals überlieferte Unfall dürfte der Bruch des Banqiao Dams (500 Mio. Kubikmeter) in China vom August 1975 sein. Der Super-Typhon Nina hatte während mehrerer Tage gewirkt und unter anderem innerhalb von 24 Stunden Niederschläge von mehr als 1000 Millimetern (!) gebracht, eine Menge, die normalerweise in einem Jahr fällt. Nachdem zunächst ein kleinerer Damm oberhalb des Banqiao-Damms geborsten war, hat das zusätzliche Wasser den Banqiao-Damm, der anscheinend einen Konstruktionsfehler hatte, durchbrochen. Eine 10 km breite, mehrere Meter hohe Flutwelle überflutete darauf die darunter liegenden Täler. In den folgenden Stunden und Tagen kamen 62 talabwärts liegende Dämme zum überfluten oder wurden bewusst bombardiert (darunter der 5.7 Mrd. Kubikmeter stauende Bantai-Damm), um die Wassermassen in die gewollte Richtung zu leiten. Offiziell starben 26'000 Personen direkt und 145'000 indirekt an Hunger oder Epidemien. 6 Millionen Gebäude brachen zusammen, 11 Millionen Personen wurden obdachlos.

Kohle verursacht in den Bergwerken Unfälle (Methan-Explosionen). Gas verursacht Unfälle beim Transport und im Falle von schlecht gewarteten Leitungen auch beim Kunden. Das Geothermie-Projekt Deep Heat Mining hat im Raum Basel mehrere harmlose Erdbeben der Stärken 0.9 bis 3.4 auf der Richterskala verursacht.

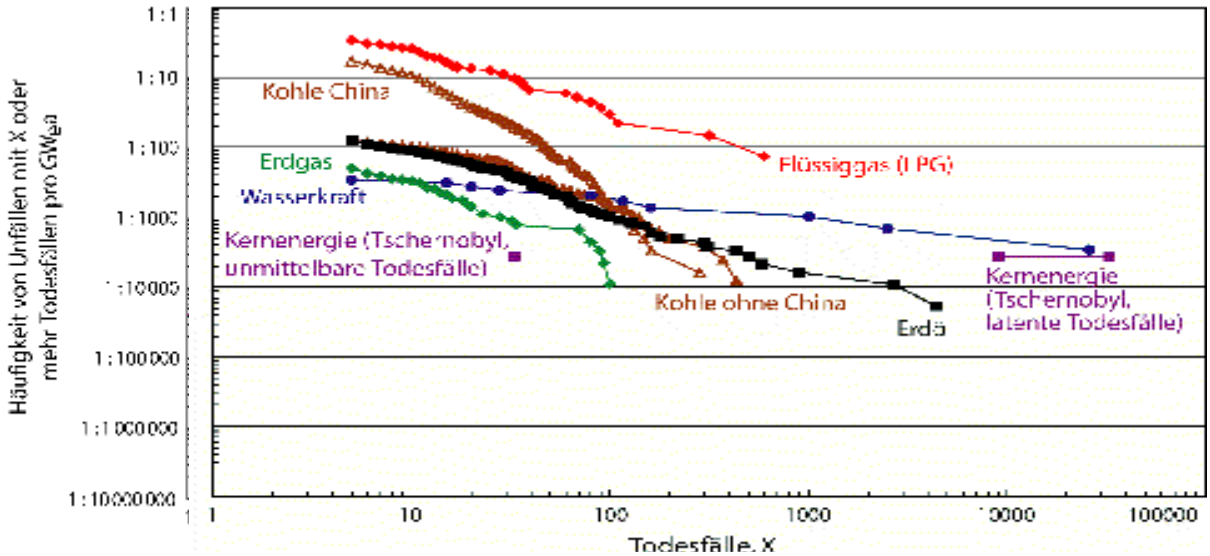
Das Paul Scherrer Institut (PSI) in Würenlingen hat einen Versuch unternommen, einen Quervergleich zwischen den Risiken der verschiedenen Energieträger zu erarbeiten. Es hat dabei die Schadenshäufigkeiten verschiedener Energietechnologien in der OECD und ausserhalb der OECD untersucht. Dieses Mass wird als Häufigkeit von Unfällen mit einer gegebenen Anzahl Todesfällen pro GWa (Gigawattjahr) produzierten Stroms angegeben. Gemäss dieser Untersuchung stammt das grösste Risiko vom Flüssiggas (LPG) in Gasflaschen, dies sowohl in OECD als auch in nicht-OECD-Ländern. Am sichersten ist in OECD-Ländern die Kernkraft (Tschernobyl ist nicht in einem OECD-Land). Ausserhalb der OECD gehört Erdgas zu den Energieformen mit den wenigsten Todesfällen im Verhältnis zum produzierten Strom.

Abbildung 11: Schadenshäufigkeitskurven verschiedener Energieträger

a) für OECD-Länder



b) für Nicht-OECD-Länder



Quelle: Energie-Spiegel (2005) "Schwere Unfälle im Energiebereich". Energie-Spiegel - Facts für die Energiepolitik von Morgen, Newsletter des PSI zur ganzeitlichen Betrachtung von Energiesystemen (Projekt GaBE), No. 13 / Mai 2005. Autoren dieser Ausgabe: Burgherr, P. & Hirschberg, S. Paul Scherrer Institut, Villigen, Online-Version: http://www.psi.ch/gabe/ .

Wie wird ein F-N Diagramm gelesen? Nimmt man beispielsweise eine Opferzahl von 10, so zeigt sich, dass in der OECD die Häufigkeit eines Unfalls mit 10 oder mehr Toten für Kohle rund eine Grössenordnung tiefer liegt als für LPG.

Unfälle sind Beeinträchtigungen Dritter. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen Massnahmen zu deren Verhinderung und, falls sie trotzdem eintreten, zu der Schadensbehebung vorsehen. Wirtschaftlich stellen Unfälle externe Kosten dar, welche wie Beeinträchtigungen der Umwelt internalisiert werden. Normen und Standards zur Vermeidung externer Kosten kamen im vorhergehenden Abschnitt zur Sprache. Für wirtschaftliche Massnahmen zur Internalisierung externer Kosten verweisen wir auf Abschnitt 5.7. des Buches.

Die Skepsis eines Teils der Bevölkerung gegenüber neuen Technologien ruft nach der systematischen Analyse der Folgen solcher Technologien. Dies wird mit der Technologiefolgeabschätzung angestrebt. 1991 sprachen sich der Bundesrat und Parlament dafür aus, der Schweizerische Wissenschaftsrat solle ein schweizerisches Modell für Technologiefolgen-Abschätzung (Technology Assessment, TA) aufbauen. 1996 konnte das Programm für Technologiefolgen-Abschätzung Schweiz, wie es damals hiess, bereits seine zweite vierjährige Arbeitsetappe in Angriff nehmen. In der Botschaft über die Förderung von Bildung, Forschung und Technologie in den Jahren 2000 - 2003 werden Mandat und institutionelle Einbindung des Zentrums für Technologiefolgen-Abschätzung TA-SWISS festgeschrieben. Unter anderem soll die gesellschaftspolitische Diskussion positiver und negativer Folgen der wissenschaftlichen Forschung und technologischen Entwicklung bzw. ihrer Unterlassung bereits im vorpolitischen Raum versachlicht werden.

Das Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung TA-SWISS ist dem Schweizerischen Wissenschafts- und Technologierat (SWTR) angegliedert. Der SWTR berät den Bundesrat und das Parlament in wissenschafts- und technologiepolitischen Belangen.

Neue Technologien bringen selbstverständlich nicht nur Risiken, sondern auch Chancen. Der wirtschaftliche Wettbewerb ist je länger je weniger nur ein Wettbewerb zwischen Wirtschaftsakteuren, sondern auch zwischen ihren Technologien. Eine Technologie kann für das Bestehen auf dem Markt essentiell sein. Das trifft in verschiedenen Sparten auch auf Energietechnologien zu.

8 Anhang 8: Wirtschaftliche Risiken: Nachfrage- und Preisschwankung

Das produzentenseitige Gegenstück zur Versorgungssicherheit (vgl. Buch, Abschnitt 2.3.) ist die Nachfragesicherheit. Dieser Begriff wird vor allem von den stark monopolistischen Ländern geprägt, die damit zum Ausdruck bringen wollen, dass auch ihre Tätigkeit im Bereich der Energie ein gewisses Risiko birgt. Dies ist eigentlich klar, denn jedes Unternehmertum hat mit mindestens zwei Arten von wirtschaftlichen Risiken zu kämpfen: dem Nachfrage- und dem Preisrisiko.

Jeder Absatzmarkt hat ein gewisses Nachfragerisiko. Dieses kommt meistens vom unerwarteten Auftreten von Konkurrenzprodukten. Im Laufe der letzten zwei Jahrhunderte hat ein konkurrierender Energieträger (Erdöl) einen dominanten (Kohle) abgelöst. Die Experten sind sich letztlich nicht einig, ob die Ablösung preislich oder technisch bedingt war. Meistens spielten beide Faktoren eine Rolle. Demgegenüber ist Elektrizität eine Endenergieform, deren Ablösung heute nicht in Sicht ist, die jedoch in Zukunft noch Marktanteile zu Lasten anderer Energieträger gewinnen dürfte. Wie wir gesehen haben, ist auch Gas im globalen Markt eine – nicht zuletzt wegen seiner relativ guten CO_2-Bilanz – sehr gefragte Energie, welche eher andere ablösen dürfte als dass sie selber vom Markt verdrängt wird. Für diese beiden Energieformen sind derzeit keine nennenswerten spezifischen globalen Nachfragerisiken auszumachen.

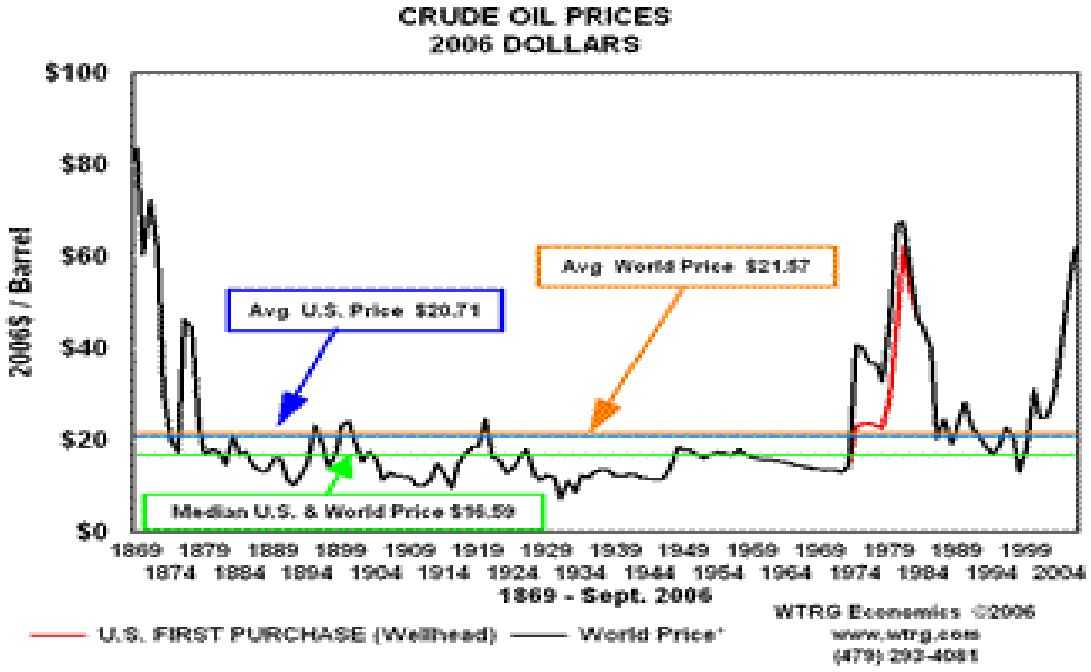
Die Situation ist kaum viel schlechter für die anderen herkömmlichen Energieträger. Praktisch alle Prognosen attestieren auch der Kohle und dem Erdöl in vielen Ländern beträchtliche Wachstumsperspektiven. Obwohl derzeit eine ganze Reihe alternativer Energieträger entwickelt wird, kann man heute nicht mit Sicherheit vorhersagen, ob Kohle oder Erdöl in absehbarer Zeit vom globalen Markt verdrängt wird.

Das Preisrisiko teilt sich in zwei verschiedene Risiken auf. Ein erstes bekanntes Risiko für fast alle Rohstoffproduzenten liegt in der langfristigen Verschlechterung der relativen Preise (terms of trade) der Rohstoffe verglichen mit den Produkten der Industrieländer, die immer teurer und technologisch fortschrittlicher werden. Dieses Phänomen wird weltweit seit den 60er Jahren beobachtet und kann mathematisch-theoretisch viel einfacher erklärt werden als seine eventuelle Abwesenheit oder eine Umkehr der Tendenz. Es kann gezeigt werden, dass in einer dynamischen Gleichgewichtsentwicklung, d.h. in einer sich ständig im Gleichgewicht befindenden wachsenden Wirtschaft mit mehreren unterschiedlichen Branchen, welche ihre Inputs je nach Preisevolution substituieren (sogenannte konstante Substitutions-Elastizitäten), einige Preise tendenziell steigen, andere tendenziell fallen. Per Definition hat nur der Numeraire einen konstanten Realpreis (vgl. Buch, Abschnitt 5.6.). Da der technologische Fortschritt die Produkte und nicht die Rohstoffe betrifft, ist es praktisch sicher, dass es notwendigerweise die Rohstoffpreise sein müssen, die fallen, und die Industriepreise, die steigen. In den 60er Jahren hat sich Erdöl relativ zu den Industrieprodukten verbilligt, ein Trend, der durch die Erdölschocks der 70er Jahre temporär unterbrochen wurde, sich jedoch zwischen 1986 und 1999 wieder fortsetzte und seither erneut unterbrochen ist. Heute ist zu beobachten, dass trotz des jüngsten Preisanstiegs von Rohöl die ressourcennahen Aktivitäten im Erdölsektor weniger Wertschöpfung generieren als die verbrauchsnahen (vgl. Buch, Abschnitt 2.3.).

Man müsste nun prüfen, ob sich die oben gemachte theoretische Aussage, dass die Rohstoffpreise langfristig tendenziell fallen verglichen mit den Preisen aller anderen Waren, auch für energetische Rohstoffe bewahrheitet. Die Analyse der langfristigen Preisentwicklung des realen Erdölpreises zeigt, dass dieser – vorbehaltlich einer korrekten

Berechnung langfristiger Inflationsindizes – eine Art „Badewanne“ durchzulaufen scheint, d.h. während der ersten drei Jahrzehnte der Erdölgeschichte im 19. Jahrhundert hoch, aber volatil war, danach im 20. Jahrhundert bis 1999 eher niedrig und weniger volatil, ausser während Kriegszeiten oder Zeiten verstärkter Preismanipulation (1890 – 1911, Rockefeller, und 1973 – 1986, OPEC), und nun wieder tendenziell steigt, mit steigender Volatilität. Es wäre nun grundsätzlich denkbar, dass der Erdölpreis für die drei bis vier nächsten Jahrzehnte eher hoch und volatil sein wird, wie am Anfang der Erdölgeschichte. Diese Art Preisverlauf wäre für Produkte typisch, jedoch für Rohstoffe eher die Ausnahme. Würde er für Erdöl zutreffen, so würde das bedeuten, dass sich Erdöl nun in der dritten Phase des Produktzyklus befindet, nämlich der Alterungsphase.

Abbildung 12: Rohölpreis 1869 – 2006, inflationsbereinigt



Quelle: http://www.wtrg.com/oil_graphs/oilprice1869.gif

Zugunsten dieser Interpretation von Energieressourcen als Produkte spricht, dass von den energetischen Rohstoffen – im Unterschied zu den meisten anderen Rohstoffen – anlässlich des Verbrauchs nichts erhalten bleibt. Die in fossilen Ressourcen enthaltene Energie verlässt nach dem Verbrauch innerhalb weniger Stunden die terrestrische Ökosphäre (langwellige Infrarotstrahlung, vgl. Treibhauseffekt, vgl. Buch Abschnitt 2.5.). Im Unterschied zu anderen Rohstoffen geht Energie bei deren Verbrauch definitiv ins Weltall verloren. Die Erdkruste verarmt durch den Verbrauch geologischer Energieressourcen. Der Erntefaktor der Erdölproduktion (vgl. Anhang 3) sinkt. Energetische Rohstoffe gleichen in diesem Sinn eher Industrieprodukten. Der physische Verbrauch ist normalerweise eine Charakteristik von Produkten, nicht von Rohstoffen. Bei nicht-energetischen Rohstoffen bedeutet Verbrauch meistens lediglich deren Verarbeitung in einem Industrieprodukt. Beim Lebensende des Industrieprodukts ist das Produkt verbraucht, es bleibt aber immerhin dessen Material erhalten, wenn auch in stark degradierter Form. Für viele nicht-energetische Rohstoffe werden daher die Abfalldeponien von heute die Goldgruben von morgen sein. Es wird mengenmässig immer mehr oder weniger gleich viel nicht-energetische Rohstoffe auf der Erde geben, einzig deren geographische Verteilung und chemische Struktur verändern sich.

Gegen die Interpretation von energetischen Rohstoffen als Produkte spricht indes die Erkenntnis, dass der seit 1999 beobachtete Preisanstieg nicht das Ergebnis abnehmender *Erdölvorkommen* in der Erdkruste ist. Der Glaube, die Rohstoffpreise würden mit der Ressourcenverknappung allgemein steigen, hat sich für die meisten Rohstoffe bisher als

falsch erwiesen. Ein beobachteter Preisanstieg ist vielmehr das Ergebnis der Verknappung des *Rohstoffflusses*, welcher auf den Markt kommt. Wenn dieser Rohstofffluss im Verhältnis zum Nachfragefluss zu gering ist, ist das vor allem Ausdruck ungenügender Investitionen. Hier bestehen weltweit bei vielen Rohstoffen rechtliche Hindernisse (künstliche Monopole), welche den Investitionszugang behindern. Eine Entmonopolisierung würde wettbewerbliche (d.h. tiefere) Rohstoffpreise bringen. Ein Preisanstieg konnte nämlich in jüngster Zeit z.B. auch bei Metallen wie Aluminium oder Eisen beobachtet werden, welche zu den häufigsten Elementen der Erdkruste gehören (vgl. http://de.wikipedia.org/wiki/Erdkruste). Bei diesen ist ressourcenseitig keine absolute Verknappung auszumachen. Ausserdem bestehen Märkte für den Schrott (Abfall) dieser Stoffe. Hier ist der beobachtete Preisanstieg eher das Ergebnis einer weltweit ungenügenden Entmonopolisierung der Investitionstätigkeit, da die betreffenden Industrien mit der plötzlich gestiegenen Nachfrage nicht standzuhalten brauchten.

Die Unsicherheit hinsichtlich der korrekten Interpretation von Rohöl – als Rohstoff oder als Produkt – dürfte die Volatilität des zukünftigen Preises erhöhen. Die zweite Art des Preisrisikos – neben der Verschlechterung der relativen Preise – ist eben diese Volatilität, d.h. ein chaotisch schwankender Preis. Dieser deutet auf Unsicherheit des Marktes hinsichtlich Preisfixierung. Volatilität ist eigentlich ein Stottern des Markts. Analysten erklären dieses Stottern mit divergierender Information zwischen Marktteilnehmern. Letztere haben dann z.B. divergierende Vorstellungen über eine zu erwartende Preisentwicklung. Hohe Volatilität kann als teilweises Marktversagen gewertet werden. Dann teilt nämlich der Markt ein weniger klares Signal mit als bei niedriger Volatilität. Manchmal ist Volatilität die Vorstufe eines Preisbandwechsels, bei dem sich der Preis in ein anderes (höheres oder tieferes) Preisband verschiebt. Bei volatilen Preisen verlangen Investoren höhere Rentabilität. Oftmals lässt sich die Volatilität eines Preises verringern, wenn auf dem entsprechenden Markt ein möglichst ungehinderter Informationsfluss besteht.

9 Anhang 9: Kostenvergleich verschiedener Stromszenarien

Welche Wahl auch immer zur Deckung der zukünftigen Stromversorgung der Schweiz getroffen wird, sie bedingt Investitionen (vgl. Buch, Abschnitt 1.7.). Der Bau von Kern- oder Gaskombikraftwerken sowie die Erhöhung der Stromproduktion durch Erneuerbare bedingen Investitionen in grosse oder kleinere Kraftwerke in der Schweiz. Zu einer Erhöhung der Stromeinfuhren müssen entsprechende Investitionen im Ausland sowie in die Verstärkung der Einfuhrleitungen getätigt werden. Bei der Verminderung der Stromnachfrage durch verstärkte Stromsparmassnahmen und Energieeffizienz müssen die Stromverbraucher selber die nötigen Investitionen vornehmen und alle ihre bestehenden Verbrauchsgeräte durch effizientere ersetzen. Die Investitionskosten jeder Variante sind jedoch unterschiedlich. Man kann diese jeweils durch Summierung der Kosten pro Anlage berechnen und ausfindig machen, welche Variante aus dieser Sicht die günstigste ist.

Zusätzlich zu den Investitionskosten hat jede Variante Betriebskosten unterschiedlicher Höhe. Die Gesamtkosten berechnen sich aus der Summe der Investitions- und Betriebskosten.

Die genaue Durchführung dieser Berechnungen ist im Grunde genommen Sache der investierenden Unternehmen. Die Energieperspektiven des Bundesamtes für Energie (vgl. Bibliographie) liefern detailliertere Hinweise über Kosten. Auch das Paul Scherrer Institut (PSI) in Würenlingen hat im Projekt Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (GaBe) zu den verschiedenen Energieszenarien ausführliche Berechnungen gemacht. Eines der Ergebnisse war unter anderem, dass Gaskombikraftwerke auf Grund ihres höheren Wirkungsgrades wirtschaftlich besser abschneiden als die kleineren WKK-Anlagen (Wärmekraftkopplung, vgl. http://gabe.web.psi.ch/pdfs/Dezentral_Bericht_August_2001.pdf).

Wir beschränken uns in der nachfolgenden Tabelle lediglich auf die qualitative Auflistung der Faktoren, welche bei diesen Berechnungen in Betrachtung gezogen werden müssen. Dabei wird klar, dass es – neben der oben gemachten Unterscheidung in Investitions- und Betriebskosten – noch eine andere wichtige Unterscheidung zwischen Kostenarten gibt, nämlich diejenige zwischen internen und externen Kosten. Interne Kosten sind diejenigen, welche in der Buchhaltung jeder Unternehmung ausgewiesen werden müssen. Dies sind die oben genannten Investitions- und Betriebskosten. Externe Kosten entstehen durch Beeinträchtigung der Umwelt oder Gesellschaft, müssen jedoch mangels gesetzlicher Grundlage (noch) nicht in allen Fällen vom Verursacher bezahlt werden und erscheinen daher auch nicht in der entsprechenden Unternehmensbuchhaltung. Externe Kosten stellen eine Art Quersubvention des Geschädigten an die betroffenen Produzenten dar. Es ist schwierig, ihre Höhe ohne einschränkende Vorgaben objektiv zu bestimmen. Expertenschätzungen unterscheiden sich je nach Annahme um einen Faktor 10 bis 100.

Tabelle 7 gibt einen qualitativen Überblick über die verschiedenen Kostenarten. Dabei werden diejenigen Betriebskosten ausgelassen, welche allen Varianten (ausser der Variante Energieeffizienz) gemeinsam sind, nämlich Löhne und Steuern.

Obwohl in der Politik Kernkraft und Gas meistens als Alternativen dargestellt werden, sind sie nicht perfekte Substitute. Kernkraft hat hohe Fixkosten (Planung und Bau) und niedrige Betriebskosten. Bei Gaskombikraftwerken verhält es sich genau umgekehrt. Es ist nun auch aus diesem Blickwinkel ersichtlich, dass Kernkraft Basisstrom und Gaskombikraftwerke Spitzenstrom liefern. Produzentenseitig sind dies unterschiedliche Produkte mit unterschiedlichen Preisen. Allerdings ist dieser Unterschied konsumentenseitig nicht unbedingt nachvollziehbar. Auch im Sinne der Welthandelorganisation WTO kann diese

Unterscheidung nur dann gemacht werden, wenn das diese Produkte unterschiedlich gekennzeichnet werden (labelling, Produkteinformation, Abschnitt 5.7. im Buch).

Tabelle 7: Qualitativer Kostenvergleich alternativer Versorgungsszenarien

Variante	**Investitionskosten**	**Betriebskosten**	**Externe Kosten**
Kernkraft	Planung und Bau (wesentlich) Stilllegung falls Betriebsdauer > 50 Jahre (unwesentlich)	Brennstoff (unwesentlich) Entsorgung radioaktiver Abfälle falls Betriebsdauer > 50 Jahre (unwesentlich) Versicherungen einschl. Unfallkosten < 1 Mrd. CHF (Erhöhung auf 2 Mrd. CHF vorgesehen (unwesentlich)	Forschung und Entwicklung (unwesentlich) Unfallkosten > 1 Mrd. CHF (Erhöhung auf ca. 2 Mrd. CHF vorgesehen) Anteil Stillegungs- und Entsorgungskosten falls Betriebsdauer < 50 Jahre Verbrauch einer nicht-erneuerbaren Ressource
Gaskombi-kraftwerke	Planung und Bau (unwesentlich)	Brennstoff (wesentlich) 100 % Kompensation der CO2-Emissionen (wesentlich falls im Inland)	Forschung und Entwicklung Verbrauch einer nicht-erneuerbaren Ressource
Erneuerbare Energien	Planung und Bau (wesentlich für Wasserkraft) Flächenbedarf (wesentlich)	Wasserzinsen (für Wasserkraft)	Forschung und Entwicklung Marktferne Einspeisegebühren einiger Energieformen
Stromeinfuhren	Planung und Bau (wesentlich)	Leitungsverluste Engpasskosten (Auktionen an der Landesgrenze) Unterhaltskosten	Beeinträchtigung der Landschaft
Energieeffizienz	Anschaffungskosten neuer Geräte	Unterhaltskosten	Forschung, Entwicklung und Diffusion

Bei fossilen Energien können die verschiedenen Arten von Luftemissionen (z.B. Schwefeldioxid, SO_2, oder Kohlendioxid, CO_2) externe Kosten verursachen. Diese können Dritten Schaden anrichten, welcher wie externe Kosten wirkt. Die nun vom Parlament vorgeschlagene 100%-Kompensation gilt daher als Internalisierung der durch CO_2-Ausstoss verursachten Kosten des Klimawandels. Im Bereich SO_2 besteht schon eine Lenkungsabgabe, welche bezweckt, den Verbrauch von schwefelhaltigem SO_2 zu beschränken. Auch der Verbrauch einer nicht-erneuerbaren Ressource verursacht ganz allgemein für die zukünftigen Generationen externe Kosten, da ihnen diese Ressourcen vorenthalten werden, wodurch sie weniger Handlungsspielraum haben. Allerdings ist es schwierig, die Höhe der betreffenden Kosten zu beziffern. Methodologisch müsste man sich an den Grenzkosten der entsprechenden Menge erneuerbarer Energie orientieren, welche

zukünftige Generationen bezahlen müssen, um dieselben Möglichkeiten zu haben wie wir. Der Verbrauch nicht-erneuerbarer Ressourcen ist dem Verzehr eines Kredites gleichzusetzen. Um nachhaltig zu sein, müsste er mit entsprechenden Bedingungen erfolgen.

Forschung und Entwicklung von Energietechnologien werden durch die öffentliche Forschung namhaft mitgetragen. Auch dies stellt eine Subvention dar. Die Forschungskosten sind demnach externe Kosten, welche durch die Allgemeinheit getragen werden. Dies kann allerdings durch den Nutzen der Forschung für die Allgemeinheit begründet werden. Den externen Kosten steht ein externer Nutzen gegenüber, welcher darin besteht, dass eine Technologie lokal gemeistert wird und daher keine Abhängigkeit von Aussen bringt.

Etwas ähnlich steht es mit den Diffusionskosten. Um die Diffusion von neuen Technologien durchzusetzen, wird auf Anfang 2008 eine Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Quellen eingeführt. Die Einspeisevergütung stellt eine Art Quersubventionierung dar, welche umso höher ist, je weiter entfernt eine Technologie vom Markt ist. Eine derzeit noch weit vom Markt entfernte Technologie ist z.B. die Photovoltaik. Grob gesagt stehen ihre Kosten pro Kilowattstunde im Bereich Fr. 1.- bis Fr. 1.50 und sind daher deutlich höher als der heutige Strompreis aus anderen erneuerbaren Energien. Eine kostendeckende Einspeisevergütung bedeutet eine entsprechende Quersubvention. Diese soll in der Schweiz ab 2008 durch Abwälzung auf die Benutzer des Übertragungsnetzes, d.h. letztlich durch alle Stromverbraucher bezahlt werden.

10 Anhang 10: Anforderungen an Bewilligungsverfahren

Die Energiewirtschaft ist ganz speziell von der staatlichen Aktivität betroffen, wenn sie ein Projekt realisieren will. In diesem Falle kommen die verschiedenen Bewilligungsverfahren zur Anwendung. Es gibt zwei grundsätzliche Anforderungen an Bewilligungsverfahren: Die Kriterien für den Entscheid sollten nicht-diskriminierend, objektiv und transparent sein, und das Verfahren soll auf einer einzigen Anlaufstelle (one stop shop) beruhen. In einem Bundesstaat mit gemischten Kompetenzen zwischen dem Bund und den Kantonen, aber auch in der EU, wo das Verhältnis zu den Mitgliedstaaten ähnlich liegt wie zwischen dem Bund und den Kantonen, sind diese Anforderungen immer noch Herausforderungen.

Nicht-diskriminierende Kriterien zu haben bedeutet, dass die Kriterien nicht zwischen Investoren unterschiedlicher Nationalität diskriminieren und folglich auch ausländischen Investoren eine gleichberechtigte Investitionszulassung gewähren. Die Schweiz kennt Investitionszulassungsbeschränkungen bei Rahmenbewilligungen für Kernenergie, bei Rohrleitungskonzessionen und sowie beim Übertragungsnetz. Die Kantone haben in einem interkantonalen Konkordat eine Zulassungsbeschränkung für Schürfrechte im Bereich Erdöl und Erdgas vereinbart. Bei der Wasserkraft wurde die Nationalitätenbeschränkung aufgehoben.

Die Objektivität und Transparenz der Kriterien bedeutet, dass die Kriterien zum vornherein festgelegt und abschliessend sind. Wenn ein Investor diese erfüllt, sollte er das Projekt realisieren können. Die Prozedur sollte dabei nur dazu dienen, festzustellen, ob die Kriterien erfüllt sind. In der Schweiz tritt dieses rechtsstaatliche Postulat zu einem gewissen Grad in Konflikt mit der Demokratie. Ein Investor kann zwar alle festgesetzten Kriterien für ein neues Kernkraftwerk erfüllen, da aber die Prozedur ein fakultatives Referendum für neue Rahmenbewilligungen vorsieht, besteht dennoch eine erhebliche Unsicherheit. Auch beim Wasserrecht besteht eine gewisse Unsicherheit, da die Kriterien des Wasserrechtsgesetzes laut Vorgabe dieses Gesetzes nicht abschliessend sind. Die Erteilung einer Wasserkraftkonzession ist ein hoheitlicher Akt, auf dessen Erteilung der Gesuchsteller grundsätzlich kein Anrecht hat.

Was das Verfahren angeht, bedeutet der one stop shop, dass nur eine einzige Anlaufstelle besteht. Dieses Postulat wird in der Schweiz seit Anfang 2000 im Koordinationsgesetz umgesetzt, welches das koordinierte Verfahren an all denjenigen Bereichen einführt, in welchen der Bund zuständig ist. Dies betrifft den Netzbau und den Leitungsbau, die Kernkraft und die grenzüberschreitende Wasserkraft. Ein Problem könnte nur noch darin bestehen, dass bei Kraftwerken (ausser Kernkraft und grenzüberschreitende Wasserkraft) die Zuständigkeit für das Kraftwerk selber beim Kanton, jene für die Leitungen beim Bund liegt. Das Bundesgericht fordert hier aber eine Zusammenlegung der beiden Verfahren, so dass nur eine Verfügung für beide Teile erlassen wird. Dies vereinfacht den Instanzenzug ab der Zweitinstanz.

In jüngster Zeit wurde nun das Problem der Länge der Bewilligungskaskade thematisiert. Dabei geht es um die gesetzliche Vorgabe, vor Betriebsbeginn drei verschiedene Bewilligungen zu verlangen, nämlich eine Konzession oder Rahmenbewilligung, gefolgt von einer Baubewilligung und am Schluss einer Betriebsbewilligung. Am stärksten betrifft dieses Problem die Kernkraft. Zuerst muss die Rahmenbewilligung durch alle politischen Instanzen und kann auf Grund des fakultativen Referendums auch vors Volk kommen. Dies kann bis ca. 4 Jahre dauern. Danach wird über die Baubewilligung entschieden. Diese kann durch alle administrativen Instanzen hindurchgezogen werden und beim Bundesgericht enden. Dies dauert nochmals vier Jahre. Dann kann der Bau beginnen. Man rechnet ebenfalls mit etwa

vier Jahren. Nach der Fertigstellung muss die Betriebsbewilligung eingeholt werden. Diese ist ebenfalls anfechtbar und kann durch alle administrativen Instanzen hindurchgezogen werden und beim Bundesgericht enden. Dies könnte nochmals vier Jahre in Anspruch nehmen. Es fragt sich, ob das Verhältnis zwischen der gesamten Erstellungsdauer (ca. 16 Jahre) und der vorgesehenen Betriebsdauer eines Kernkraftwerkes (ca. 50 Jahre) stimmt. Bei der Wasserkraft werden Konzessionen normalerweise für 80 - 100 Jahre erteilt, wobei schon von vornherein festgelegt wird, dass die letzten 15 Jahre für die Erneuerung aufgewendet werden müssen.

Es gibt grundsätzlich sieben Möglichkeiten, die Bewilligungen zu straffen. Erstens können die Abläufe optimiert werden. Die Optimierung der Abläufe besteht in der Ausnutzung aller eingereichten Unterlagen zum frühest möglichen Zeitpunkt. Bei Vorliegen vollständiger Unterlagen im Rahmengesuch einschliesslich der genauen Bezeichnung der gewählten Materialien und Produkttypen können zusammen mit den Prüfpunkten der Rahmenbewilligung schon die entsprechenden Prüfpunkte der Baubewilligung untersucht werden. Obwohl die Baubewilligung formell bestehen bleibt, wird sie dadurch beschleunigt, dass ihre Beurteilung nur noch später eingereichte Änderungen oder Präzisierungen seitens der Gesuchsteller prüfen muss. Wenn die Unterlagen der Baubewilligung genügend detailliert sind und möglichst alle Aspekte des Betriebs umfassen, können zusammen mit der Baubewilligung bereits einige Prüfpunkte der Betriebsbewilligung begutachtet werden. Bei der Betriebsbewilligung werden dann nur noch die seitens des Gesuchstellers beantragten Änderungen oder Präzisierungen geprüft. Wenn die Bewilligungen auf diese Art gekoppelt werden, hat es der Gesuchsteller in der Hand, die Anzahl der Bewilligungen materiell auf eine oder zwei zu reduzieren, obwohl formell drei Bewilligungen bestehen.

Die zweite Straffungsmöglichkeit besteht in der Ausarbeitung entsprechender Sachpläne für verschiedene Arten industrieller Tätigkeiten. Sachpläne sind raumplanerische Massnahmen und legen den Bodenbedarf für diese Tätigkeiten fest. In der Schweiz sind sie behördenverbindlich. Wenn eine Anlage dem Sachplan entspricht, können einige Punkte eines entsprechenden Gesuchs von vornherein als bewilligt gelten. Für Kernkraftwerke kann kein Sachplan erstellt werden, da gemäss dem Kernenergiegesetz eine neue Anlage dem fakultativen Referendum unterstellt ist. Somit können die Behörden ihre Zustimmung zu einer Anlage erst nach erfolgter Volksabstimmung geben.

Eine dritte Möglichkeit zur Verfahrensstraffung besteht darin, alle Verfahren zu sogenannten „silence is consent“ oder „no objection“ Verfahren umzuwandeln. Bei vielen Verfahren benötigt nämlich die entscheidende Stelle materielle Stellungnahmen von anderen Stellen. Ein „silence is consent“ oder „no objection“ Verfahren besteht darin, dass nach Ablauf einer festgesetzten Frist (Verwirkungsfrist) eine nicht erhaltene Stellungnahme als Zustimmung gilt. Das Verfahren kann dann nach Ablaufen der Frist weitergehen. Um solche Verfahren einzuführen müssten in den entsprechenden Gesetzen verbindliche Verwirkungsfristen für die Lieferung von Stellungnahmen festgehalten werden.

Die vierte Möglichkeit der Verfahrensstraffung liegt in der Beschränkung möglicher Einsprachen. Dies wird vor allem im Zusammenhang mit den Einsprachemöglichkeiten der Umweltverbände verlangt. Volk und Stände werden noch über eine entsprechende Volksinitiative abzustimmen haben, welche die Einsprachemöglichkeit der Umweltorganisationen bei Projekten beschränkt, welche in einer demokratischen Abstimmung gutgeheissen worden sind. Diese Einsprachebeschränkung tritt in Konflikt mit dem europäischen Standard der Aarhus-Konvention (http://www.unece.org/env/pp/). Diese Konvention wurde von fast allen europäischen Ländern (ausser Irland, Island und der Schweiz) ratifiziert. Es muss hervorgehoben werden, dass Projekte vor allem durch Einsprachen der Anrainer oder anderweitig Betroffenen wesentlich verzögert werden.

Die fünfte Möglichkeit, Verfahren zu straffen, ist die Streichung von Rechtsmittelinstanzen. Wenn ein Entscheid nicht mehr oder nur noch beschränkt an höhere Instanzen weitergezogen werden kann, resultiert eine Verfahrensstraffung. Dies wird insbesondere für

die Betriebsbewilligung verlangt. Es ist nicht wirklich begründbar, warum diese durch Dritte anfechtbar ist. Besonders störend ist nämlich, dass auf Grund dieser Anfechtbarkeit zwischen der Fertigstellung des Baus und dem Betriebsbeginn unter Umständen noch mehrere Jahre vergehen können. Die Streichung der Anfechtbarkeit bringt eine Kürzung der Frist. Sie wirft aber auch rechtsstaatliche Probleme auf. Bei Energieanlagen liegt ein beträchtlicher Teil des Gefahrenpotentials nicht so sehr in der Bauweise der Anlage, sondern in ihrem Betrieb. Es ist daher insbesondere gerechtfertigt, die Betriebsbewilligung als eigenständige Bewilligung aufrecht zu erhalten.

Die sechste Möglichkeit, Verfahren zu straffen, liegt in der Streichung oder Verminderung von Schutzanforderungen. Solche werden z.B. im Umweltschutzgesetz USG (SR 814.0, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c814_01.html), im Gesetz über Natur- und Heimatschutz NHG (SR 451, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c451.html) oder im CO_2-Gesetz (SR 641.71, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c641_71.html) festgehalten. Dabei geht es nicht einmal unbedingt darum, Schutzanforderungen zu streichen, es kann in diesen Gesetzen auch einfach ein entsprechendes Nutzungsinteresse festgehalten werden, welches von der Bewilligungsinstanz gegenüber dem entsprechenden Schutzinteresse abgewogen werden muss. Reine Schutzgesetze wie die oben erwähnten können in Schutz- und Nutzungsgesetze umgewandelt werden. Betreffend Wasserkraft haben wir schon im Abschnitt 4.8. im Buch eine Forderung festgehalten, die drei anwendbaren Gesetze (Wasserrechtsgesetz WRG, SR 721.80, das Wasserbaugesetz, SR 721.100, und das Gewässerschutzgesetz, SR 814.20) in ein einziges Schutz- und Nutzungsgesetz zu vereinigen. Abschnitt 5.5. im Buch legt dar, dass die Festlegung eines quantitativen desaggregierbaren Nutzens von der Wirtschaftswissenschaft eine alternative Definition des Wirtschaftsprodukts erfordert.

Die siebte Möglichkeit zur Straffung des Bewilligungsverfahrens besteht darin, allen beteiligten Instanzen genügende personelle Ressourcen für die rasche Behandlung der Gesuche zur Verfügung zu stellen. Diese Forderung betrifft nicht nur die unmittelbar mit der Entscheidung betrauten Stellen (beim koordinierten Verfahren sind dies die zuständigen Bundesstellen), sondern auch alle Drittstellen, welche in der Behandlung des Gesuches Stellungnahmen liefern müssen. Damit sind vor allem die Kantone gemeint, da ihre Stellungnahme auch bei bundesseitigen Verfahren unabdingbar ist. Kantone können u. U. Verfahren durch mangelnde Ressourcen verzögern. Die Verzögerung durch Drittstellen könnte allenfalls auch damit verhindert werden, dass Verfahren zu sogenannten „no objection“ Verfahren umgewandelt werden (vgl. oben).

11 Anhang 11: Ökologischer Fussabdruck

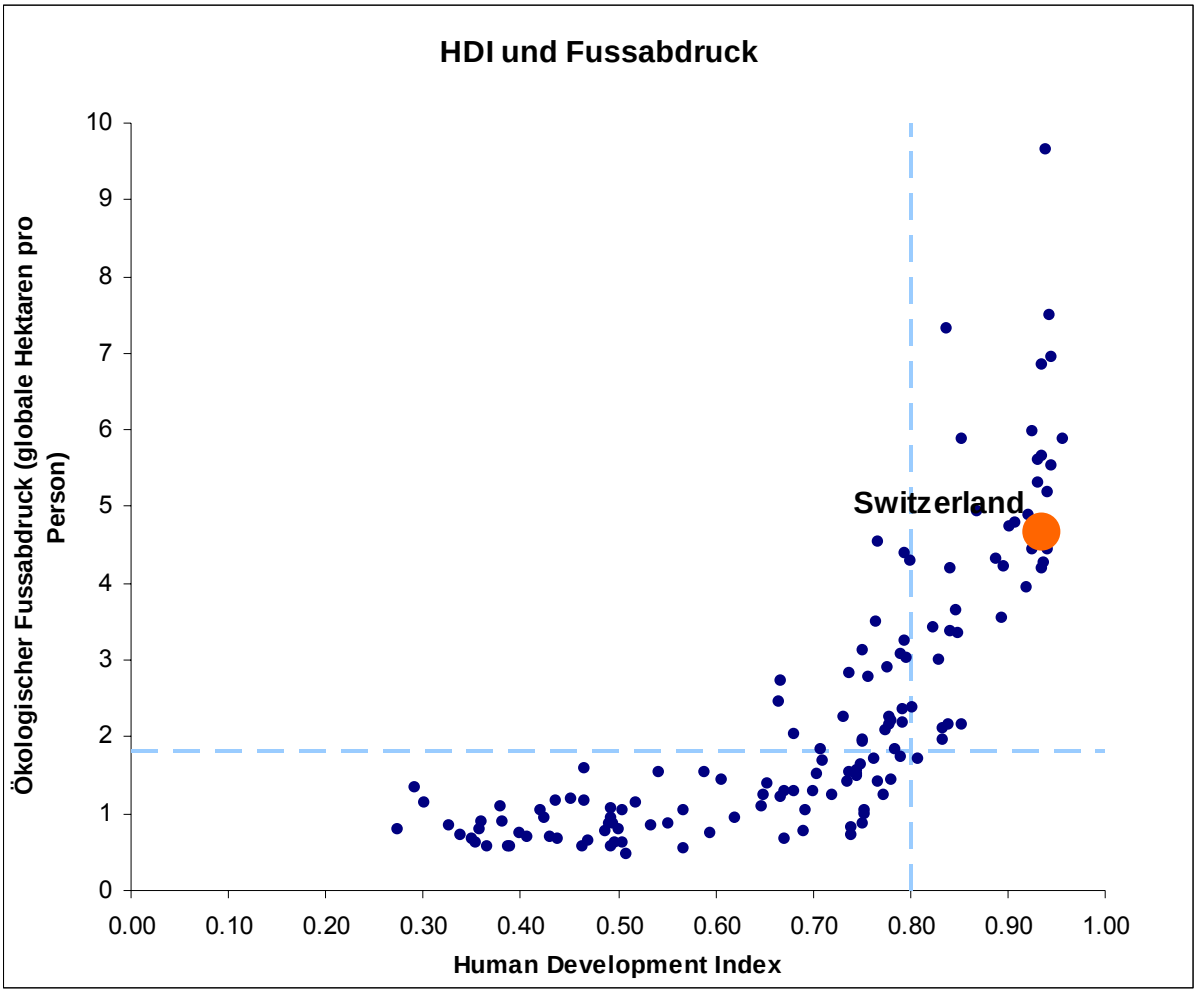
Die grossmaschige Nutzbarmachung erneuerbarer Energien verlangt einen neuen Denkansatz bei der Bodennutzung. Dies kommt im Begriff des ökologischen Fussabdrucks zum Ausdruck. Die Schweiz hat im Dezember 2006 als eines der ersten Länder ihren ökologischen Fussabdruck offiziell berechnet (vgl. komplementäre Bibliographie am Schluss der Anhänge). Der ökologische Fussabdruck wird darin definiert als: „ein Mass, das den Verbrauch von unterschiedlichsten natürlichen Ressourcen wie fossile Energien, Holz oder Ackerland in Flächeneinheiten (globale Hektaren, gha, siehe unten) umrechnet. Der Fussabdruck zeigt anschaulich, wie viel Land- und Wasserfläche eine Region, ein Land, oder die ganze Menschheit tatsächlich benötigen würde, um den Ressourcenbedarf auf eine erneuerbare Art zu decken und die Abfälle zu neutralisieren. Der ökologische Fussabdruck kann durch die Bevölkerungszahl geteilt und als Pro-Kopf-Mass verwendet werden. Dadurch lassen sich unterschiedliche Regionen besser vergleichen."

Die biologische Produktivität eines Landes wird als Biokapazität bezeichnet. Die Biokapazität schliesst alle Flächen mit ein, auch jene, die nicht genutzt werden – sei es aus geographischen, wirtschaftlichen oder naturschützerischen Gründen. Die Biokapazität eines Landes steigt, wenn die Produktivität pro Flächeneinheit zunimmt oder die produktiven Flächen zunehmen. Sowohl der ökologische Fussabdruck als auch die Biokapazität werden im selben Flächenmass, in so genannten globalen Hektaren (gha), gemessen. Eine globale Hektare ist eine Hektare produktiver Fläche, welche eine Produktivität aufweist, die dem weltweiten Durchschnitt entspricht.

Die Schweiz hat eine Biokapazität von 1.6 gha pro Kopf und einen dreimal höheren ökologischen Fussabdruck von 4.7 gha pro Kopf. Letzterer erklärt sich zu 35% durch den Verbrauch eingeführter fossiler Energien, zu 17% durch den Verbrauch von eingeführten Kernbrennstoffen, und zu 15% durch den Verbrauch von eingeführter grauer Energie (d.h. energieintensive Güter, welche durch Verbrauch nicht-erneuerbarer Energien hergestellt wurden). Der direkte und indirekte (graue) Energieverbrauch machen zusammen also 67% des Fussabdrucks aus. Ohne diese drei Rubriken wäre der ökologische Fussabdruck ausgeglichen. Das Defizit wird im Fall Schweiz im Wesentlichen durch das Ausland gedeckt (Einfuhren). Ein globales Defizit (Naturübernutzung) besteht, wenn es insgesamt mehr Defizite als Überschüsse gibt. Seit Ende der 80er Jahre ist die Situation global defizitär mit verschlechternder Tendenz. Auch auf globalem Niveau ist die gesamte Verschlechterung auf den Verbrauch nicht-erneuerbarer Energien zurückzuführen. Ein globales Defizit wird durch die zukünftigen Generationen gedeckt, da sie über weniger Naturkapital verfügen werden als wir.

Der ökologische Fussabdruck vermittelt eine Belastung der Natur. Er kann in Abhängigkeit des dadurch produzierten Nutzens gestellt werden. Als Nutzen wird heute der Index der menschlichen Entwicklung (HDI, Human Development Index) angegeben. Dabei handelt es sich um einen Index, welcher die Lebenserwartung bei Geburt, die Alphabetisierungsrate von über 15-Jährigen, die Schulbildung (Primar-, Sekundar-, Tertiärschulbildung) und das Bruttoinlandprodukt pro Kopf umfasst. Im Buch wird in den beiden Abschnitten 5.5. (Energieintensitäten und Energiepreise) und 5.8. (Nachhaltigkeit beim Management fossiler Ressourcen) ein alternatives Mass für den Nutzen des Ressourcenabbaus vorgestellt.

Abbildung 13: Index der menschlichen Entwicklung (Human Development Index, HDI) und Ökologischer Fussabdruck



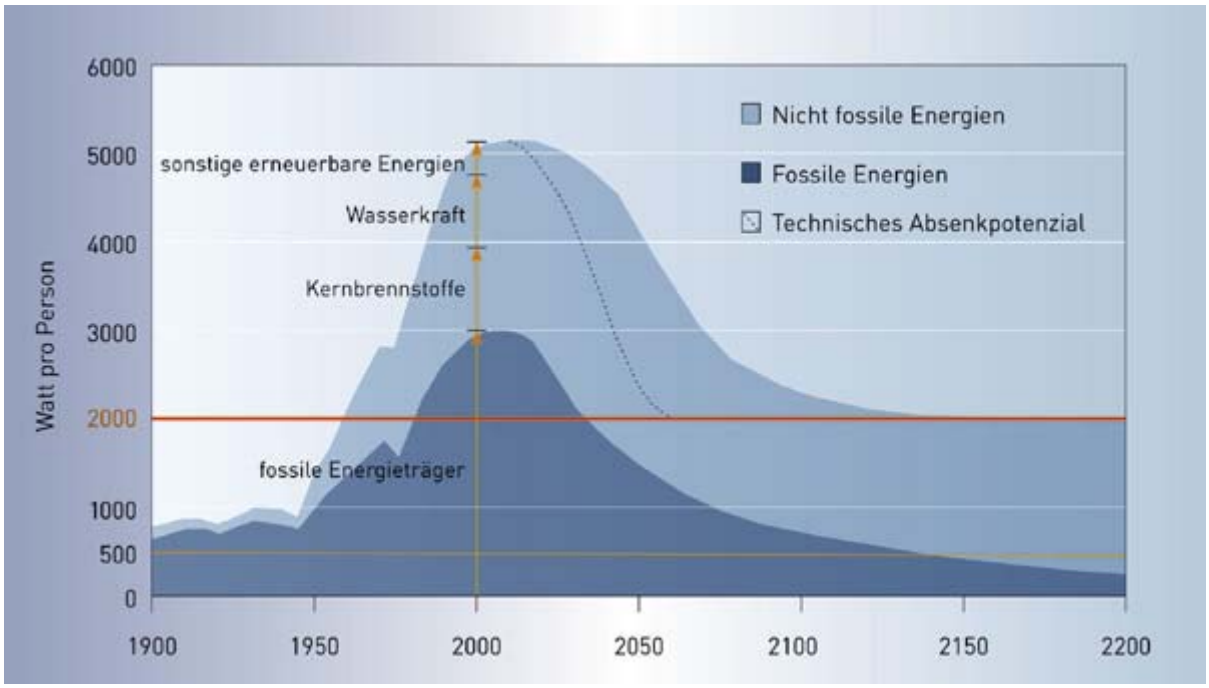
Quelle: Global Footprint Network (www.footprintnetwork.org)

Siehe auch http://www.news-service.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/7982.pdf

12 Anhang 12: Langfrist-Visionen, z.B. 2000-Watt-Gesellschaft

Die langfristige Vision einer 2000-Watt-Gesellschaft wurde vom ETH-Rat seit 1998 im Rahmen des Projektes Novatlantis (http://www.novatlantis.ch/) entwickelt. Sie beschreibt ein langfristig und global erreichbares Niveau des jährlichen Energieverbrauchs pro Kopf. In der Schweiz liegt der durchschnittliche Verbrauch heute bei ca. 5000 Watt pro Person, in den USA bei über 10'000 Watt pro Person, während er weltweit heute um ca. 2300 Watt pro Kopf liegt.

Abbildung 14: Vision 2000-Watt-Gesellschaft, Energieverbrauch der Schweiz



Quelle: http://www.novatlantis.ch/frames_d.html

Es ist kein Zufall, dass diese Vision in ihrer absoluten Höhe etwa einem Drittel des heutigen pro Kopf-Verbrauchs der Schweiz entspricht. Dies ist etwa gleich viel, wie ein ökologischer Fussabdruck erlauben würde, welcher durch die einheimische schweizerische Biokapazität gedeckt werden soll. Ein Verbrauch von 2000 Watt pro Person entspricht ausserdem gut 30 Mal dem physiologischen Grundverbrauch einer Referenzperson (62 Watt-Verbrauch des schlafenden Dornröschens, vgl. Abschnitt 5.6. im Buch) oder gut 12 Mal dem physiologischen Verbrauch einer erwachsenen arbeitenden Person. Dieses Verbrauchsniveau kann so interpretiert werden, dass die Natur für jede Person Tag und Nacht gut 13 erwachsene arbeitende Sklaven zur Verfügung stellt (13 Mal 150 Watt macht 1950 Watt). Das mag nach viel aussehen, ist aber angesichts unseres heutigen Lebensstandards in Tat und Wahrheit eher bescheiden.

Die Vision der 2000-Watt-Gesellschaft wird heute vermehrt politisch thematisiert. Sie ist allerdings nicht eine Zielsetzung und ist daher nicht vergleichbar mit den Zielsetzungen, welche im Kapitel 2 des Buches beschrieben werden. Allerdings kann sie mit der einen oder anderen dieser Zielsetzungen grundsätzlich einen Zielkonflikt aufweisen. Die Vision einer 2000-Watt-Gesellschaft kann aber auch mit der Energieeffizienz in Konflikt treten (Haldi und Favrat, 2006, vgl. komplementäre Bibliographie hiernach). Dies insbesondere, wenn man die neuerdings gemachte Verfeinerung der Vision in 1500 Watt erneuerbarer und 500 Watt

nicht-erneuerbarer Energie berücksichtigt. Diese Unterteilung vermindert die Möglichkeiten, den effizientesten Mix zu finden.

In anderen Ländern wurden zum Teil ähnliche Visionen entwickelt. Das Wuppertal Institut in Deutschland hat z.B. die Vision des Faktor vier (bzw. Faktor zehn) propagiert, gemäss welcher die Energieffizienz langfristig um einen Faktor vier (bzw. zehn) zunehmen muss (http://www.wupperinst.org/FaktorVier/FaktorVier_praxisbeispiele.html). Im Unterschied zur Vision der 2000-Watt-Gesellschaft, welche einen Zielwert für den Energieverbrauch setzt, legt die Vision des Faktors vier (bzw. zehn) etwas mehr Gewicht auf den zu durchlaufenden Weg.

Als langfristige Vision kann auch die Vision einer klimaneutralen Schweiz gelten, wie sie von Bundesrätin Doris Leuthard am 28. September 2007 an der ETH Zürich präsentiert wurde (http://www.evd.admin.ch/dokumentation/00379/00397/00399/index.html?lang=de&msg-id=14891). Schon zuvor hatte die norwegische Regierung ihre Absicht bekannt gegeben, bis 2050 CO_2-neutral zu sein (White Paper, Report No. 34, 2006 – 2007, April 2007, http://www.norway.org.uk/policy/news/carbon-neutral.htm). Die Klimaneutralität ist ein Unterziel der Umweltverträglichkeit, die im Buch als Ziel dargestellt wird. Angesichts der übermässig grossen Abhängigkeit der Weltwirtschaft von fossilen Brenn- und Treibstoffen ist es gerechtfertigt, die Klimaneutralität auch als Vision darzustellen. Es ist nämlich absehbar, dass deren Realisierung mehrere Generationen beanspruchen wird.

Im Buch (Abschnitt 6.5.) wird auch die Vision der Eidgenössischen Energieforschungskommission (Commission fédérale pour la recherche énergétique, CORE) für 2050 beschrieben. Dabei handelt es sich um eine technologische Vision.

Als technologische Visionen können ferner die seit einigen Jahren von der Technik beschriebenen Optionen einer Wasserstoff-Wirtschaft angesehen werden (Abschnitt 5.1. oben, sowie die Webseite http://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_technologies). Es ist heute noch zu früh, um abzuschätzen, ob Wasserstoff überhaupt jemals die Hauptrolle unseres Energiesystems spielen wird und, falls ja, in welcher Form (flüssig, komprimiert oder als Metallhydrat) Wasserstoff eingesetzt werden wird, und ob Kernenergie eine Voraussetzung für die Wasserstoffherstellung sein wird.

Eine technologische Vision ist ferner das in Abschnitt 5.2. oben beschriebene System von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) durch ganz Europa hindurch sowie in den Atlantik, in die Sahara und nach Eurasien, an welches Grosskraftwerke angeschlossen werden sollen, die auf Basis erneuerbarer Energien funktionieren. Über grosse Distanzen kann Energie derzeit noch besser in anderer Form als Strom transportiert werden, weshalb dieses System heute noch nicht wirtschaftlich ist. Ähnlich visionär ist eine Stromtransport-Infrastruktur basierend auf supraleitenden Stromkabeln zwischen dem Pazifik durch Nordasien nach Europa, wie sie eine in der Schweiz niedergelassene japanische Hochtechnologiefirma projektiert.

Auf lokaler Ebene (Städte, Gemeinden) wurden manchmal im Zusammenhang mit den lokalen „Agenden 21“ Visionen entwickelt. Das Buch (Abschnitt 1.7.) erwähnt die technische Vision der englischen Gemeinde Woking. In Tat und Wahrheit ist dies keine blosse Vision mehr, sondern bereits eine Realität. Dies zeigt, dass die Realisierungschancen für lokale Visionen grösser sind als für nationale oder globale. Dies trifft insbesondere für technische Visionen zu.

13 Komplementäre Bibliographie

Bossel, U.; Eliasson, B.; Taylor, G.: The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak? Final Report, European Fuel Cell Forum, April 15th, 2003.

Brunetti A.: Volkswirtschaftslehre. Eine Einführung für die Schweiz. Ott Verlag, 2006.

Bundesamt für Statistik: Der ökologische Fussabdruck der Schweiz. Ein Beitrag zur Nachhaltigkeitsdiskussion. Neuchâtel, Dezember 2006.

Bundeskanzlei: Botschaft zum Bundesgesetz über die Stauanlagen, EDMZ, Bern, 9. Juni 2006.

Campbell, Colin: The Twenty First Century. The World's Endowment of Conventional Oil and its Depletion, 1996 (http://www.hubbertpeak.com/campbell/cen21.htm).

Campbell, Neil A.: Biologie. Spektrum Lehrbuch, 6. Auflage (2003), Hrsg. J. Markl.

ESTI (Eidgenössisches Starkstrominspektorat): Bericht des Eidgenössischen Starkstrominspektorates an das Bundesamt für Energie über die Leitertemperatur- und Durchhangsberechnungen der Höchstspannungsleitungen in der Schweiz, 17. September 2004.

ETH-Rat: 2000-Gesellschaft Modell Schweiz, 1998.

Frei, Christoph W.: Bottomline Decisions, Concerns about reliable supply will always trump the call for cleaner energy, Newsweek International, Sept. 6-13 issue, 2004, p. 83 (http://msnbc.msn.com/id/5852177/site/newsweek/).

Frei, Christoph W.: The Kyoto protocol-a victim of supply security? or: if Maslow were in energy politics. Energy Policy, Vol. 32, Issue 11, July 2004, pp. 1253-1256, Elsevier, ISSN: 0301-4215.

Gold, Thomas: The deep hot biosphere; Springer, 1998.

Haldi, P.-A., Favrat, D: Methological Aspects of the definition of a 2 kW society, ScienceDirect, Energy 31 (2006), 3159 – 3170 (http://www.sciencedirect.com/).

Hirschberg Stefan, G. Spiekermann, R. Dones: Severe Accidents in the Energy Sector. PSI Bericht Nr. 98-16. Villigen 1998.

Linden, David, Reddy, Thomas B. (Hrsg.): Handbook of Batteries. 3. Auflage. McGraw-Hill, New York 2002.

Meadows, Dennis L., et al.: Die Grenzen des Wachstums - Berichte des Club of Rome zur Lage der Menschheit, 1972.

Meadows, Dennis L., et. al.: Die neuen Grenzen des Wachstums, 1993.

Meadows, Dennis L., et al.: Limits To Growth - The 30-Year Update, 2004.

Michal Gerhard (Hrsg.): Biochemical Pathways – Biochemie-Atlas. Spektrum Verlag, Heidelberg, 1999.

Spreng Daniel und Marco Semadeni: Energie, Umwelt und die 2000 Watt Gesellschaft. CEPE Working Paper Nr. 11, Dezember 2001 (http://www.ag.ch/fachstelle_energie/shared/dokumente/pdf/fe_cepe_wp11.pdf).

World Commission on Dams: Dams and Development: A New Framework for Decision-Making. Earthscan Publications Ltd., London, 2000 (www.dams.org).

World Energy Council: The Challenge of Rural Energy Poverty in Developing Countries; London 1999 (http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/default/launches/rural/report_info.asp).

World Energy Council: Alleviating Urban Energy Poverty in Latin America; London, 2006.

Yergin, Daniel. The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power. New York: Simon & Schuster, 1991.