

# Zukunft der Energieversorgung

## Teil 1: Ökonomische und geologische Aspekte

Das Thema 'Energieverbrauch' hat seit der Vorveröffentlichung von drei Teilen des UNO-Weltklimaberichts Anfang des Jahres 2007 ein großes öffentliches Interesse erlangt. In diesem Zusammenhang werden bisher hauptsächlich die in der Vergangenheit beobachteten und für die Zukunft prognostizierten Klimaveränderungen diskutiert.

Eine momentan geringere Beachtung finden die außerordentlichen Veränderungen auf den Energiemärkten sowie deren Auslöser und Hintergründe.

Aus Ingenieur-Sicht war der Energiebedarf von Prozessen und Systemen in der Kälte- und Klimatechnik schon immer von großer Bedeutung. Aus Sicht vieler Betreiber war das Interesse daran gering – solange die Energiepreise niedrig waren. Doch das hat sich seit 2002 geändert:

Die Preise für elektrische Energie und für Heizöl in Deutschland sind, wie die in Abbildung 1 dargestellten offiziellen Statistiken<sup>1</sup> zeigen, deutlich gestiegen. Eine derartig langanhaltende und hohe Energiepreissteigerung hat es in der Vergangenheit noch nicht gegeben.

Auffallend ist die offensichtliche Abhängigkeit des Elektroenergiepreises vom Heizölpreis. Das erstaunt insofern, als die Elektroenergieversorger ihre Preissteigerungen in der Vergangenheit immer mit gestiegenen Rohstoffkosten bzw. steuerlichen Belastungen begründet hatten. Doch diese sind im betrachteten Zeitraum nicht in einem solchen Maß gestiegen, dass derartige Preiserhöhungen gerechtfertigt erschienen. Im Herbst 2006 allerdings war jene Argumentation offensichtlich nicht mehr aufrechtzuerhalten. Der Sprecher der Vereinigung der deutschen Elektrizitätswerke sagte in einer Diskussion in der ARD zu diesem Thema: „...die kostenbasierte Argumentation ist alte Welt“ und weiter „aufgrund der enormen internationalen Nachfrage steigen die Ölpreise..., und das ist dann eine Konsequenz letztendlich, warum in ganz Europa die Strompreise steigen...“<sup>2</sup>

### Ölpreisbindung bei Elektroenergie?

Beim Erdgas gibt es in Deutschland eine solche Ölpreisbindung seit den 1960er Jahren; sie ist nicht gesetzlich verankert, sondern eine internationale brancheninterne Vereinbarung zwischen ausländischen Lieferanten und

deutschen Importeuren (im Grunde ein klassisches Kartell); ursprünglich eingeführt zur Sicherung von Investitionen im Bereich der Förderung und des Transports von Erdgas. Inzwischen ist durch modifizierte Verträge sichergestellt, dass der Erdgaspreis dem Ölpreis nicht unter eine bestimmte Grenze nach unten folgen kann. Insofern handelt es sich bei der Ölpreisbindung um eine „Einbahnstraße“ – zu Lasten der Verbraucher, weshalb das Thema „Unbilligkeit von Gaspreisen“<sup>3</sup> in den letzten Jahren ausführlich diskutiert wurde. – Und eine ähnliche Ölpreisbindung ist offensichtlich auch für gewerblich genutzte Elektroenergie eingeführt – inoffiziell, aber auch zu Lasten der Verbraucher.

### Autoren

Dipl.-Ing.  
Jörn Schwarz

Kompetenzzentrum  
Energieeffizienz Kälte- und Klimatechnik  
(KEKK),  
ASPO Deutschland



Dr. Werner Zittel

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, ASPO  
Deutschland

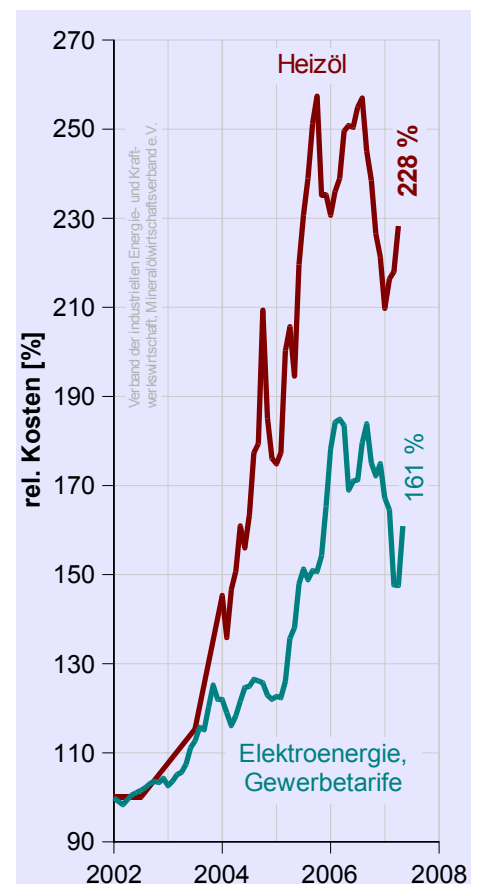


Abb. 1: Energiepreisentwicklungen in Deutschland

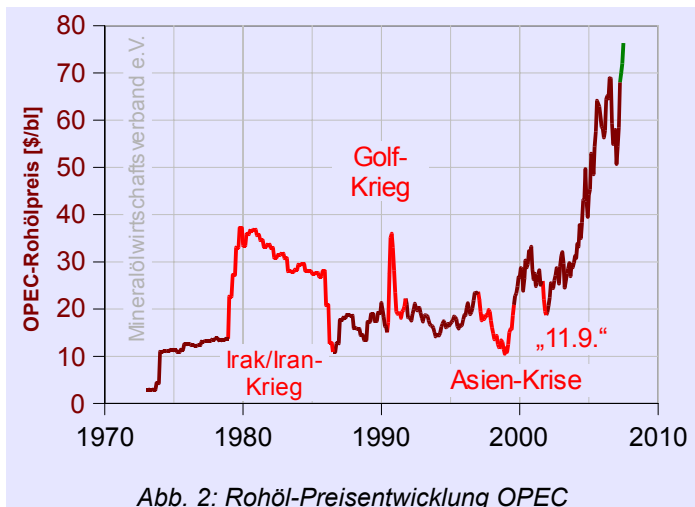


Abb. 2: Rohöl-Preisentwicklung OPEC

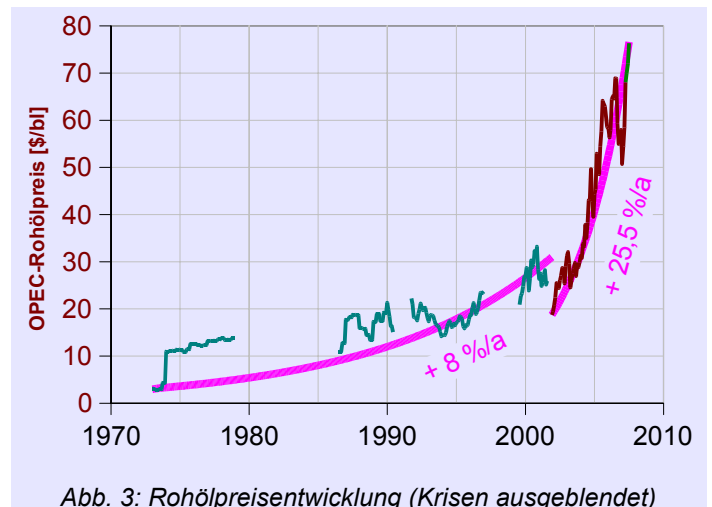


Abb. 3: Rohölpreisentwicklung (Krisen ausgeblendet)

Die Elektroenergiepreiserhöhung korrelierte also seit 2002 in Deutschland mit den Heizölpreisen. Und diese waren und sind abhängig vom Rohöl, dessen Preisentwicklung und Bedeutung daher im folgenden näher betrachtet werden sollen.

### Rohöl-Preisentwicklung

Die Rohölpreise<sup>4</sup> seit 1972 sind in Abbildung 2 dargestellt<sup>5</sup>. Zur besseren Unterscheidung sind Preisänderungen aufgrund von Krisen und solche aufgrund „normaler“ Marktmechanismen farblich unterschiedlich ausgeführt. Die Krisen haben jeweils zu einer lang- bzw. kurzfristigen Preisänderung geführt, danach pendelte sich der Preis ungefähr auf das vorherige Ausgangsniveau wieder ein.

Blendet man, wie in Abbildung 3 geschehen, die krisenbedingten Preisänderungen aus, zeigt sich in einer ersten Phase von 1972 – 2001 in sehr grober Näherung ein durchschnittlicher Preisanstieg von ca. 8 %/a. Danach folgt eine zweite Phase von 2002 bis in die Gegenwart mit einer exponentiellen Steigerung von insgesamt über 300 %, was einer durchschnittlichen Steigerung von über 25 %/a entspricht. Während dieser Zeit hat es zwar Ereignisse gegeben wie den 3. Golfkrieg, den Wirbelsturm Katrina im Golf von Mexiko, die Pipeline-Probleme im amerikanischen Ölfeld Prudhoe Bay etc., die die

Rohölpreise stark nach oben getrieben haben. Jedoch verharrten anschließend die Preise auf dem erreichten hohen Niveau oder gingen nur geringfügig zurück, und bei dem folgenden Auslöseereignis stiegen sie wieder stark an. Dieser Verlauf wurde von offiziellen Organisationen nicht andeutungsweise vorhergesehen:

- Die INTERNATIONALE ENERGIE AGENTUR (IEA), der Gegenpol der westlichen Verbraucherstaaten zur OPEC und die Organisation, auf die die Bundesregierung sich bezieht<sup>6</sup>, ist noch im November 2004 für das Jahr 2030 von einem Rohölpreis von 35 \$/bl<sup>7</sup> ausgegangen (bezogen auf die Preise des Jahres 2004).
- In einer Studie des BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT wurde im Mai 2005 für das Jahr 2030 ein realer Ölpreis von 37 \$/bl<sup>8</sup> angenommen (bezogen auf 2000).

Doch schon 2006 wurde erstmalig ein Preis von 75 US\$/bl erreicht, also mehr als das Doppelte dessen, was für einen Zeithorizont von ca. 25 Jahren prognostiziert worden war.

Auch beim Rohöl ist also festzustellen, daß es einen solchen Preisanstieg in der Vergangenheit nicht gegeben hat. Es ist daher zu fragen, warum die Rohölpreise nicht, wie in der Vergangenheit, nach einer gewissen Zeit zurückgegangen sind und welche Anhaltspunkte es für die weitere Preisentwicklung gibt.

### Bedeutung des Energieträgers Öl

Öl ist hinsichtlich der Speicherbarkeit, Energiedichte und Transportierbarkeit der optimale Energieträger, es ist Brennstoffgrundlage für mobile und stationäre Anwendungen und auch Grundlage der chemischen Industrie.

Wie Abbildung 4 zeigt, ist Öl mit Abstand auch der wichtigste Primärenergieträger, deutlich vor Kohle, Gas und Erneuerbaren Energieträgern (die Kernenergie spielt in globaler Betrachtung eine untergeordnete Rolle).

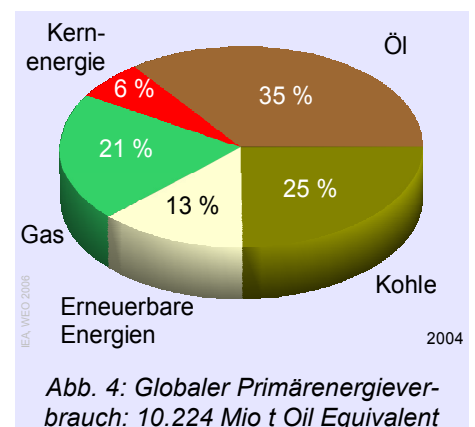


Abb. 4: Globaler Primärenergieverbrauch: 10.224 Mio t Oil Equivalent

Bei einem momentanen Rohölpreis von ungefähr 75 \$ pro Barrel (159 dm<sup>3</sup>) und einer „verbrauchten“ Menge von ca. 85 Mio. Barrel pro Tag beträgt der Umsatz ungefähr 6,4 Mrd. US\$/pro Tag.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass Öl der wichtigste Rohstoff der Industriegesellschaften ist und daher zu Recht als Preisführer im globalen Energieträger-Markt dient.

## Verfügbarkeit von Öl

Die begrenzte Verfügbarkeit des Energieträgers Öl ist spätestens seit dem Bericht des Club of Rome „Grenzen des Wachstums“ 1972 allgemein bekannt. Und ungefähr genauso lange gibt es Veröffentlichungen, in denen von einer *statischen* Reichweite (bei konstanter Förderung) der Ölreserven von etwa 40 Jahren geschrieben wird. Das ist auch heute noch so<sup>9</sup>.

Dazu zunächst eine theoretische Betrachtung: Bei einer natürlichen Ressource, wie Öl, Kohle oder Gas etc., ist nicht die Reichweite und schon gar nicht die statische das wichtigste Kriterium, sondern ein anderes: aufgrund geologischer und technischer Restriktionen wird ein Scheitelpunkt (engl. Peak) der Förderung erreicht, wenn ungefähr die Hälfte des Vorrats gefördert ist, anschließend nimmt die weitere Förderung ab. Dadurch tritt trotz großer Reserven eine Verknappung ein. Dieses natürliche Verhalten wird mathematisch als Ableitung  $f_L'$  einer in Abbildung 5 dargestellten logistischen Funktion  $f_L$  beschrieben.

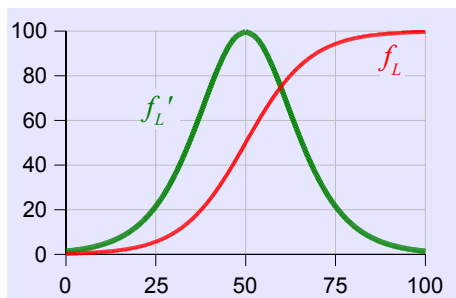


Abb. 5: Logistische Funktion, Ableitung

Die Phase des Anstiegs ist naturgemäß mit einem Überangebot verbunden, die Phase des Abstiegs mit einer Verknappung und daran orientierter Preisgestaltung.

In Abbildung 6 sind die Förderkurven aller Ölförderländer<sup>10</sup> außerhalb Russlands und der OPEC-Staaten dargestellt. Sie entsprechen genau der Theorie und zeigen ein *bereits überschrittenes* Fördermaximum zwischen 1997 und 2002. Seitdem fällt in die-

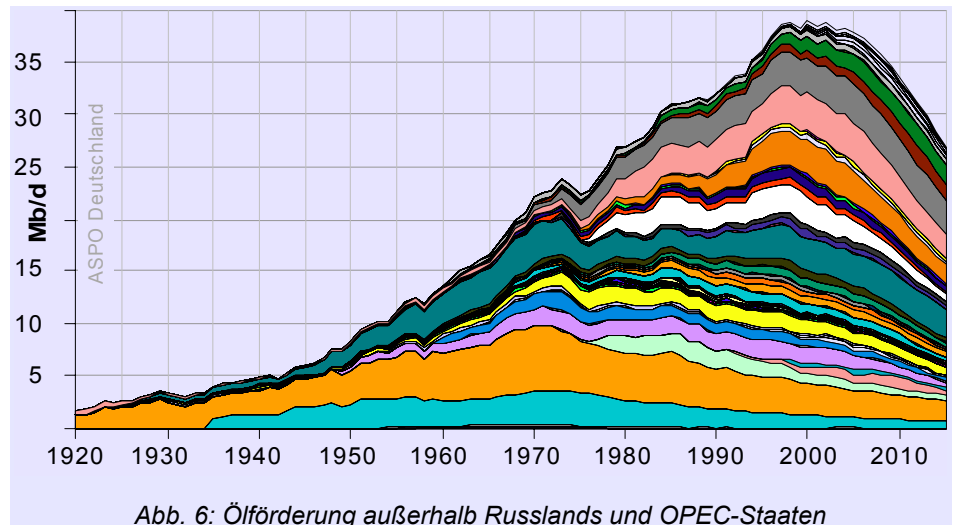


Abb. 6: Ölförderung außerhalb Russlands und OPEC-Staaten

sen Staaten die Förderung mit einer Rate von ca. 3 %/a. Und gleichzeitig stieg und steigt der Weltrohölbedarf. Die knapp 40 Millionen Barrel pro Tag stellen knapp die Hälfte der Weltrohölförderung dar. In dem Maße, in dem die Förderrate in den hier betrachteten Feldern seit 2002 abnimmt, muß die Förderrate in den anderen Feldern erhöht werden – bei konstanter globaler Förderung. Soll diese jedoch gesteigert werden, muß die Erhöhung in der anderen Hälfte der aktiven Ölfelder noch größer ausfallen.

## Prognosen

Die IEA veröffentlicht jedes Jahr den WORLD ENERGY OUTLOOK (WEO), in dem die globale Energieversorgungssituation sowie Prognosen des Bedarfs (engl. demand) für die nächsten Jahre und Jahrzehnte dargestellt und erläutert werden. Die 'Bedarfs'kurven werden für stabile wirtschaftliche Verhältnisse, also ein moderates Wirtschaftswachstum, für erforderlich gehalten.

Gemäß den WEO-Ausgaben 2004 bis 2006 würde die Fördermenge im Jahre 2030 auf Werte zwischen 112 und knapp 120 Mio. Barrel pro Tag ansteigen. Das entspricht einem jährlichen Zuwachs von 1,4 bis 1,6 %/a.

Ein Hinweis darauf, woher die großen Zuwächse kommen sollen, findet sich nur im WEO 2004<sup>11</sup>: Zunächst wird im Text geschrieben, der

überwiegende Teil der Ölförderkapazitäten für den betrachteten Zeitraum müsse erst aufgebaut werden (existiere also noch gar nicht!), und die dazugehörige Grafik zeigt, dass die Förderung aus *gesicherten* Vorkommen 2004 ein Maximum erreicht und dann mit einer sehr hohen Rate von ca. 7 %/a abnimmt.

Damit ist relativ beiläufig erwähnt, dass das Zeitalter des leicht verfügbaren Öls ab 2004 Vergangenheit und die Ölversorgung bis 2030 alles andere als gesichert ist.

Nicht nur die IEA veröffentlicht Prognosen zur globalen Energieversorgung, sondern auch Ölkonzerne, Consulting-Unternehmen und staatliche Institutionen. Die in der Vergangenheit veröffentlichten Ergebnisse solcher vom Auftraggeber abhängiger Studien sind aus wissenschaftlicher Sicht allerdings nicht unumstritten. Seit 2000 gibt es ein globales Netzwerk<sup>12</sup> von ehemals in Ölfirmen angestellten Erdölgeologen und Vertretern verwandter Disziplinen mit dem Namen ASPO (ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL AND GAS), das sich mit demselben Thema beschäftigt, jedoch keinem Auftraggeber direkt verpflichtet ist. Es befasst sich nicht nur mit den Fragen der o. a. statischen Reichweite, sondern auch mit dem Erreichen der Fördermaxima von Öl, Gas, Kohle und Uran.

Das wichtigste Ergebnis der Analysen von ASPO ist in Abbildung 7 grafisch dargestellt<sup>13</sup>. Sie zeigt den Verlauf der globalen Jahresförderung konventioneller und nicht-konventioneller Öle von 1920 bis in die Gegenwart, die Prognose bis 2050 sowie die 'Bedarfs'prognosen der IEA:

- Bei den konventionellen Ölen (dargestellt für verschiedene Regionen) zeigte sich bereits im Jahre 2005 ein Fördermaximum von ca. 24 Mrd. Barrel Öl. Seitdem geht die Förderung langsam zurück.
- Die nicht-konventionellen Öle (wozu auch Flüssiggase gerechnet werden) bewirken seitdem einen geringen Anstieg der globalen Förderung auf über 30 Mrd. Barrel Öl.
- Für die Förderung der konventio-

nellen Öle wird von der ASPO bis ins Jahr 2030 ein Rückgang der Förderung um ca. 3,1 %/a prognostiziert.

- Dieser starke Abfall kann von den nicht-konventionellen Ölen voraussichtlich nur bis ins Jahr 2010 ausgeglichen werden. Danach geht die Förderung bis ins Jahr 2030 um ungefähr 1,9 %/a zurück.

Gleichzeitig steigt jedoch gemäß IEA der Bedarf bis 2030 mit 1,4 bzw. 1,6 %/a, woraus eine Lücke zwischen Angebot und Nachfrage resultiert – die von Jahr zu Jahr größer wird.

#### IEA-Warnung im Juli 2007

Die Einschätzung eines moderaten Bedarfsanstiegs sowie die in der Vergangenheit vertretene These der pro-

blemlosen Verfügbarkeit von Rohöl bis 2030 wurde von der IEA im Juli 2007 korrigiert. Unter dem Titel „Energieagentur schlägt Alarm – neue Ölkrise in fünf Jahren“ wurde am 10. Juli 2007 berichtet<sup>14</sup>, „dass gemäß IEA die weltweite Ölnachfrage in den kommenden fünf Jahren jeweils um 2,2 % steigen werde und dass Öl in den kommenden fünf Jahren extrem knapp werden könne, weil die Nachfrage stärker als das Angebot steige. Dann gebe es nur zwei Wege, den Markt ins Gleichgewicht zu bringen: steigende Preise oder ein Rückgang der Nachfrage“. Der von der IEA veröffentlichte Verlauf des 'Bedarfs'anstiegs bis 2012 ist in Abbildung 7 zusätzlich dargestellt. Insgesamt, so die IEA, bestehe ab 2010 die reelle Ge-

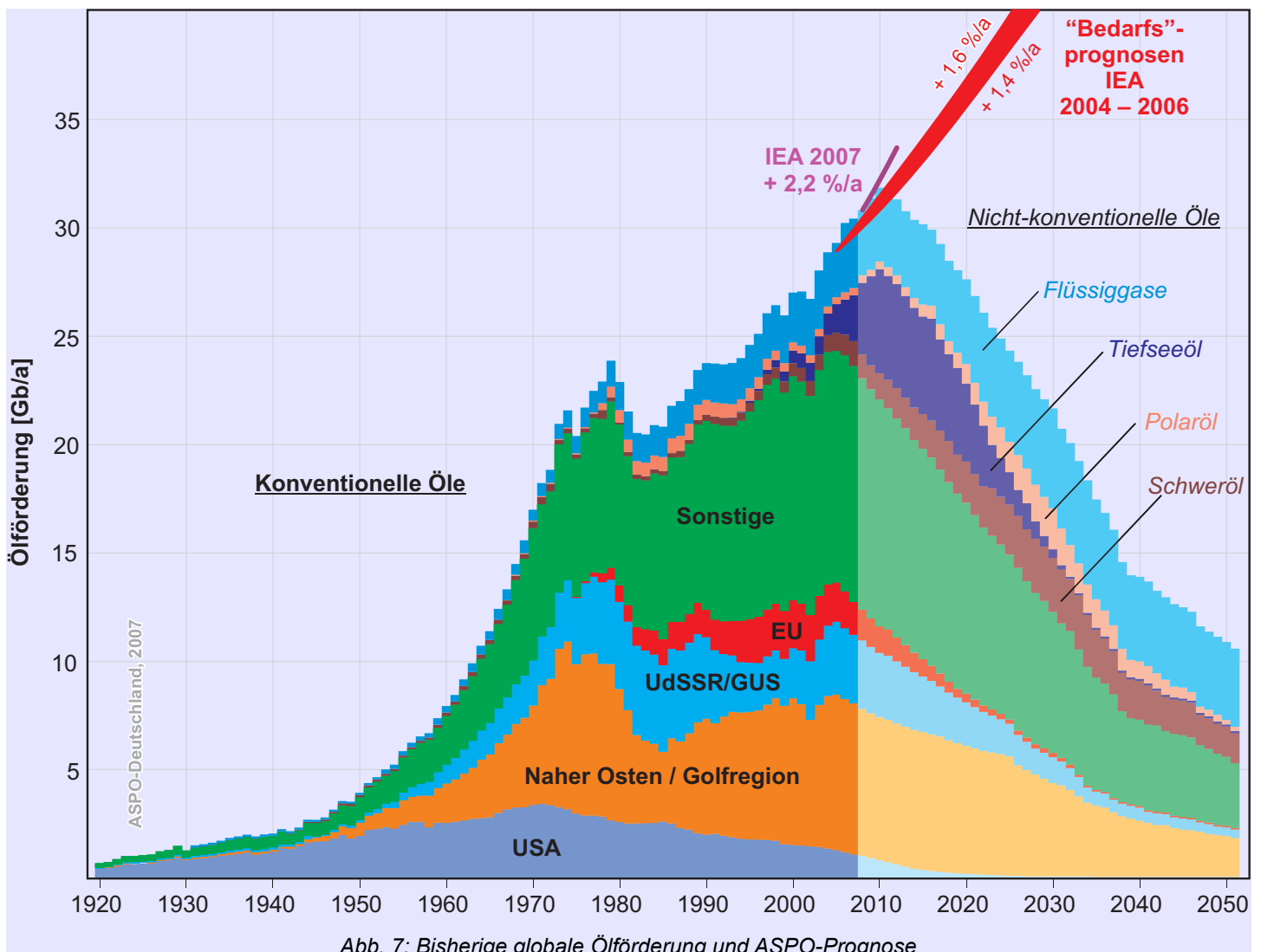


Abb. 7: Bisherige globale Ölförderung und ASPO-Prognose

fahr einer Ölknappheit. **Die Wahrscheinlichkeit, dass diese vermieden werden könne, sei nicht sehr hoch und nehme an jedem Tag ab, an dem keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden würden.** – Eine derartige Warnung ist ein Novum in der Geschichte der IEA.

Noch kritischer beurteilt die IEA unter Bezugnahme auf externe Untersuchungen die Situation bei Gas: „Manche Prognosen gingen von noch knapperen Erdgas-Märkten zum Ende des Jahrzehnts aus“.

### Peak Oil – das Ölfördermaximum

Die prinzipiellen Erkenntnisse hinsichtlich des Peak Oil sind inzwischen gesichert, in bezug auf den Zeitpunkt gibt es in verschiedenen Publikationen Differenzen<sup>15</sup>, die, gemessen an der bisherigen Geschichte der Ölförderung, vernachlässigbar gering sind.

Wann auch immer der Peak Oil erreicht wird, 2010 oder etwas später, werden globale, weitreichende Änderungen in allen Bereichen des Ölverbrauchs die Konsequenz sein.

Und das alles geschieht vor dem Hintergrund einer globalen, energiepolitischen Neuorientierung aufgrund des schon lange wirkenden und nicht mehr aufhaltbaren Klimawandels. Die notwendigen Maßnahmen, um beiden Entwicklungen zu begegnen, sind identisch, nämlich eine schnelle Abkehr aus der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern. Beim Klimaproblem erfordert die Abkehr ein großes Maß an Freiwilligkeit (das sich bisher nicht wirklich eingestellt hat). Beim Peak Oil wird jene Freiwilligkeit nicht mehr erforderlich sein<sup>16</sup>.

### Gas, Kohle und Kernenergie

Auch die anderen fossilen Energieträger Gas und Kohle unterliegen demselben Zusammenhang von Fördermaximum und Verknappung.

Auch dazu sind Untersuchungen von der ASPO durchgeführt und veröffentlicht worden (siehe Fußnote 16). Das Ergebnis ist, dass die Verknappung

bei Kohle und Gas etwas bzw. deutlich später als beim Öl eintreten, die ökonomischen Effekte jedoch die gleichen sind.

In Abbildung 8 sind die Kurven der maximalen Förderung aller fossilen Energieträger sowie Uran (auf Endenergie bezogen) übereinandergelegt. Es zeigt sich, dass sich auch bei dieser Betrachtung ein Gesamt-Maximum der verfügbaren fossilen und fissilen Energieträger um das Jahr 2010 einstellt, da der Niedergang des verfügbaren Öls durch Gas, Kohle und Kernenergie nicht kompensiert werden kann. – Aus dem Peak Oil wird damit ein Peak Energy.

### Zwischenergebnis

Damit sind Gründe und Hintergründe für die Entwicklungen auf den Energiemärkten der letzten 5 Jahre beleuchtet. Das Maximum der Förderung von konventionellem und kostengünstigem Rohöl ist erreicht. Die Förderung kann nicht mehr wie in der Vergangenheit kurzfristig erhöht werden. Die Preissteigerungen werden solange anhalten, wie die Nachfrage größer ist als das Angebot, also solange, wie es keine ausreichenden Alternativen gibt.

Was bedeutet dies nun für die Kälte- und Klimatechnik? Gefahr oder Chance? – Antworten zu diesen Fragen und Darstellungen weiterer Aspekte finden sich in einer Fortsetzung dieses Artikels in der nächsten *kk*.

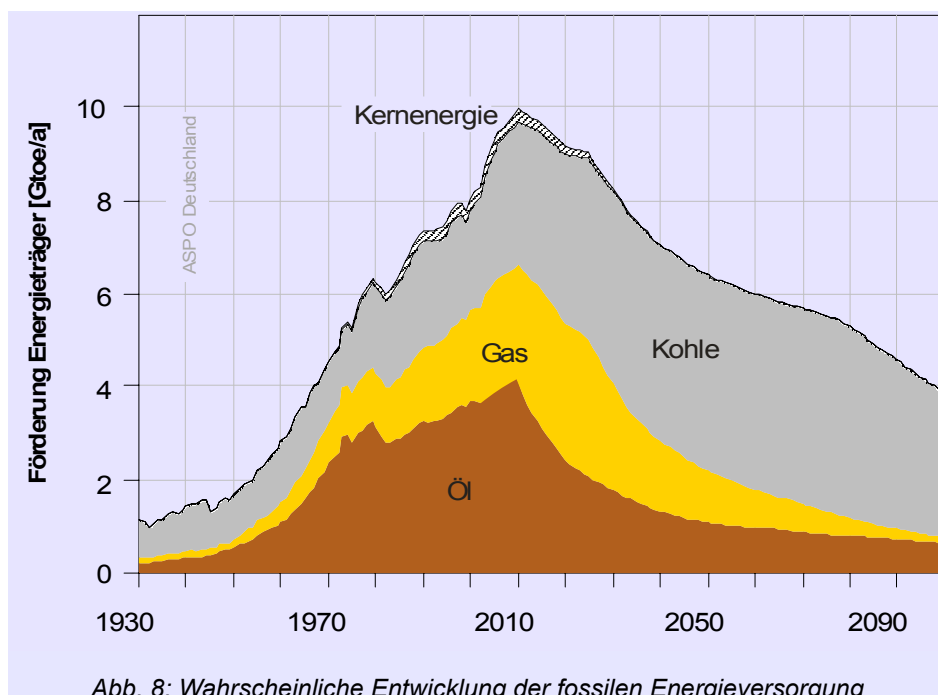


Abb. 8: Wahrscheinliche Entwicklung der fossilen Energieversorgung

- 1 VIK-Strompreisindex, Mittelspannung, Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., April 2007 sowie Mineralölwirtschaftsverband e.V., Statistiken
- 2 Roger Kohlmann, 8.10.2006, ARD, Sabine Christiansen
- 3 Aktuelle Rechtsfragen zur Unbilligkeit von Gaspreisen nach § 315 BGB, Newsletter Energy Nr. 4, Februar 2006, Clifford Chance Partnergesellschaft, Frankfurt am Main
- 4 Es sind hier die OPEC-Preise verwendet, da die OPEC-Staaten über die größten Reserven verfügen und daher in den nächsten Jahren und mit hoher Wahrscheinlichkeit die Preismaßstäbe setzen.
- 5 Die letzten Werte sind farblich anders dargestellt, da sie noch nicht das Ergebnis einer Mittelwertbildung sind.
- 6 „Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse des World Energy Outlook der IEA in Deutschland, Rede der PSt Dagmar Wöhrl, 20.11.2006, Berlin, [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)
- 7 Erdöl-/Energie-Informationsdienst Nr. 45 vom 1. November 2004 Seite 1
- 8 EWI/Prognos-Studie, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV – Kurzfassung
- 9 Bayerisches Wirtschaftsministerium (<http://www.stmwivt.bayern.de/energie>), „Krieg ums Öl“, 3 SAT, 2006
- 10 Die dargestellten Förderländer mit dem Jahr der Überschreitung des jeweiligen Fördermaximums sind: Österreich (1955), Deutschland (1967), Kanada (1974 konv. Öl), Texas (1971), Rest-USA (1971), Alaska (1989), Rumänien (1976), Indonesien (1977), Ägypten (1993), Indien (1995), Syrien (1995), Gabon (1997), Malaysia (1997), Argentinien (1998), Venezuela (1998; 1968), Kolumbien (1999), England (1999), Ecuador (1999), Australien (2000), Oman (2001), Jemen (2001), Norwegen (2001), Dänemark (2004), Mexiko (2004), Vietnam, Thailand, Äquatorial Guinea, Sudan, Tschad, Brasilien, Angola, China.  
Datenquellen: IHS 2006; PEMEX, petrobas; NPD, DTI, ENS (Dk), NEB, RRC, US-EIA, R&J (Venezuela); andere: für 2006: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn, Extrapolation aufgrund der Fördermonate Januar – August
- 11 World Energy Outlook 2004, Seite 103: Figure 3.20 sowie darüberstehender Text
- 12 ASPO-Australien, ~Kanada, ~Frankreich, ~Irland, ~Niederlande, ~Neuseeland, ~Portugal, ~Israel, ~Schweden, ~Italien, ~USA, ~Spanien, ~Schweiz, ~China: siehe [www.peakoil.net](http://www.peakoil.net)
- 13 Die Grafik der bisherigen und zukünftigen Ölförderung steht zum Download auf der Homepage der ASPO-Deutschland zur Verfügung: [www.aspo-deutschland.org](http://www.aspo-deutschland.org)
- 14 zitiert nach SPIEGEL ONLINE, [www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,493556,00.html](http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,493556,00.html), 10. Juli 2007
- 15 “Giant Oil Fields – Highway to Oil”, Fredrik Robelius, 2007, Promotion, Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group, UHDSG; „Erdöl – Reserven, Ressourcen und Reichweiten“, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR, 2005, „Der letzte Ölwechsel“, Prof. Claudia Kemfert (DIW): Bayerisches Fernsehen, 14.6.2007
- 16 Die hier skizzierten Fakten sind lediglich eine Kurzdarstellung größerer Zusammenhänge. Eine ausführliche Darstellung findet sich in „Ölwechsel! – Das Ende des Erdölzeitalters und die Weichenstellung für die Zukunft“, dtv, Januar 2007, ISBN-10 3-423-34389-3

# Zukunft der Energieversorgung

## Teil 2: Regenerative Energien und weitere Ressourcen

Der erste Teil der Betrachtungen zur Zukunft der Energieversorgung<sup>1</sup> hatte ergeben, dass bei Öl, dem wichtigsten Rohstoff der Industriegesellschaften, in naher Zukunft ein globales Ölfördermaximum bevorsteht, in dessen Folge sich ein Förder-Rückgang einstellen wird.

Gas, Kohle und Kernenergie können den Niedergang der Ölförderung nicht ausgleichen, deswegen wird es auch zu einem deutlichen Abfall der insgesamt verfügbaren fossilen und fissilen Energie kommen.

Damit stellen sich die Fragen nach den Konsequenzen und den Optionen.

Der bevorstehende Mangel in der globalen Energieversorgung wird die Einführung von Energieeffizienztechnologien und den Aufbau von Energie-Alternativen beschleunigen.

Die Potentiale, bei identischem Nutzen den Energieeinsatz zu reduzieren, sind angesichts des Weltbevölkerungs- und Wirtschaftswachstums begrenzt. Große Bedeutung kommt daher dem Aufbau von Alternativen zu. Im folgenden sollen zunächst die prinzipiellen Abläufe sowie die theoretischen Grenzen regenerativer Energien dargestellt werden.

### Wachstumsgesetz

Die wichtigste Energiequelle der Zukunft ist neben Geothermie und Kernfusion<sup>2</sup> in erster Linie die Sonne, deren emittierte Energie mittels technischer und biologischer Prozesse gewandelt und nutzbar gemacht werden muss. Der Verlauf der über der Zeit bereitgestellten Alternativenergie genügt dem Gesetz des natürlichen Wachstums innerhalb gegebener Grenzen, das in Abbildung 2 grafisch dargestellt ist. Ein solches natürliches Wachstum ist gekennzeichnet durch einen exponentiellen Anstieg bis zu einem Wendepunkt und anschließend

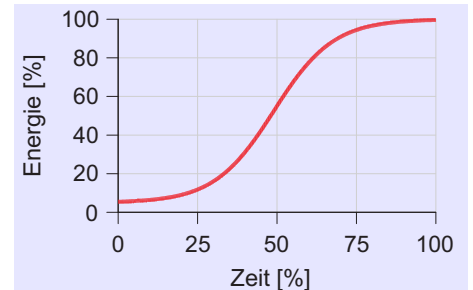


Abb. 2: Natürliches Wachstum innerhalb von Grenzen

durch eine Umkehr des Funktionsverlaufs bis zum Maximum. Das Wachstum ist zu Beginn zwar exponentiell, die absoluten Werte sind jedoch niedrig und erreichen erst nach beträchtlicher Zeit eine nennenswerte Größe.

Abbildung 1 zeigt eine mögliche Entwicklung der regenerativen Energieversorgung. Diese kann hinsichtlich der Gewichtung der Alternativen und hinsichtlich der zeitlichen Abfolge durchaus etwas anders verlaufen. Nicht beliebig verkürzt werden kann jedoch die relativ lange Anlaufzeit, bis Energie in nennenswerter Höhe zur Verfügung steht, verteilt und genutzt wird. Die materiellen Kapazitäten dafür müssen erst geschaffen werden, und zwar auf Basis fossiler Energie – die immer kostenintensiver wird.

### Autoren

Dipl.-Ing.  
Jörn Schwarz



Kompetenzzentrum  
Energieeffizienz  
Kälte- und Klimatechnik (kek),  
ASPO Deutschland

Dr. Werner Zittel



Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, ASPO  
Deutschland

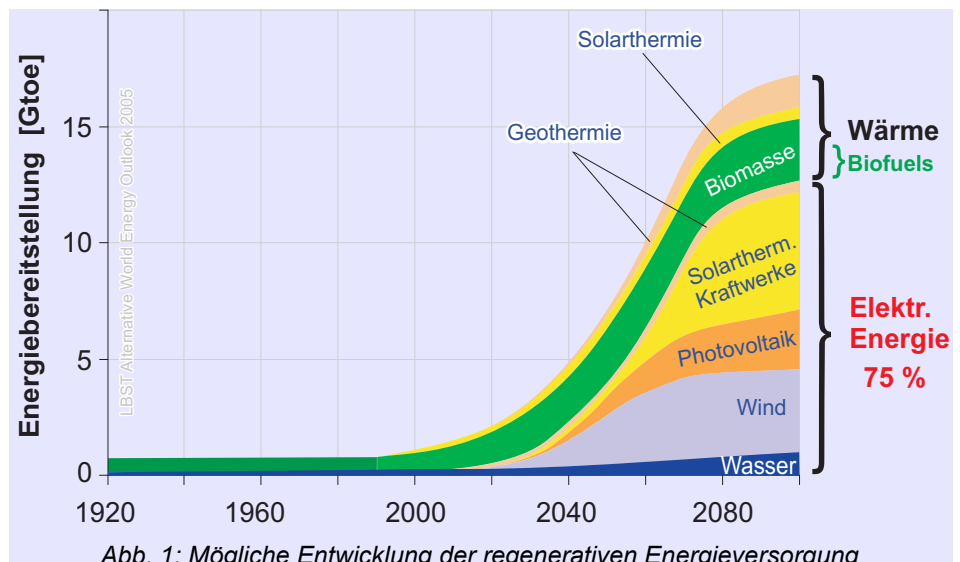


Abb. 1: Mögliche Entwicklung der regenerativen Energieversorgung

## Gesamtprognose

Damit stellt sich die Frage, ob die regenerativen den Niedergang der fossilen Energien ausgleichen können. – Die Frage beantwortet sich durch Addition der Verläufe der prognostizierten regenerativen und fossilen Energiebereitstellung (letztere aus Teil 1 dieses Artikels<sup>1</sup>). Grafisch wiedergegeben ist das Ergebnis in Abbildung 3.

Auch in dieser Darstellung zeigt sich ein Maximum der weltweit zur Verfügung stehenden Energie um das Jahr 2010, gefolgt von einem Rückgang ungefähr bis ins Jahr 2030. Erst danach steigt die Energiebereitstellung wieder an.

Der Aufbau der regenerativen Energien wird also soviel Zeit erfordern, dass der Rückgang der verfügbaren fossilen Energieträger nicht ausgeglichen werden kann. Daraus resultiert eine Energiemangel-Phase von mehreren Jahrzehnten. Gleichzeitig steigt jedoch der für ein wirtschaftliches Wachstum für nötig gehaltene globale Energiebedarf deutlich an, und zwar gemäß IEA<sup>3</sup> zwischen 2005 und 2030 um knapp 50 % auf ca. 17 Gigatonnen Öläquivalent.

Damit bekommen Energieeffizienz-Technologien, obwohl, wie einleitend bemerkt, ihr Potential begrenzt ist, eine außerordentlich große Bedeutung.

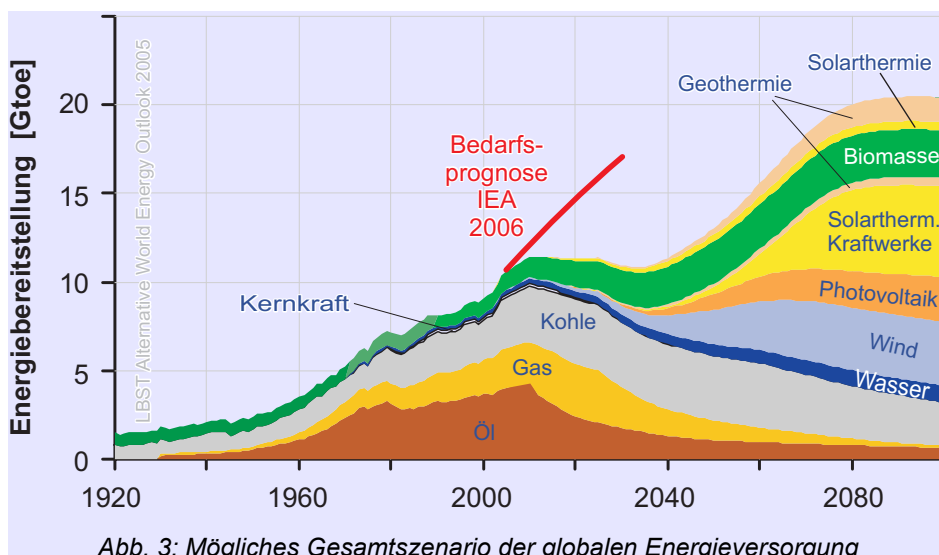


Abb. 3: Mögliches Gesamtszenario der globalen Energieversorgung

## Energieeffizienz in der Kaldampfkompressionstechnik

Die Kälte- und Klimatechnik ist einer der großen Energie'verbraucher' in Deutschland. 14 % der Elektroendenergie werden für die Bereitstellung von Kälte aufgewendet, entsprechend 5,8 % der Primärenergie. Abbildung 4 zeigt die Aufteilung der 14 % Elektroendenergie in Anwendungsbereiche.

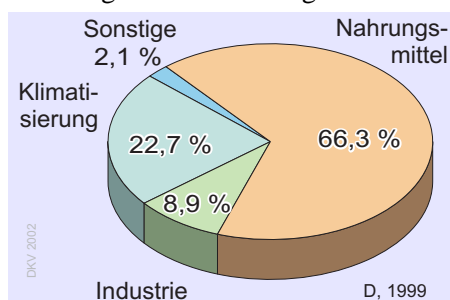


Abb. 4: Elektroendenergie für die Bereitstellung von Kälte, 66 Mrd. kWh/a

Insgesamt sind es ca. 66 Mrd. kWh Elektroenergie, entsprechend 12 fossil-thermischen Kraftwerken. Hinzu kommen 11 Mrd. kWh nichtelektrischer Energie, hauptsächlich zum Antrieb mobiler Kälteanlagen. Diese für das Jahr 1999 erhobenen Daten stammen aus einem Statusbericht des DEUTSCHEN KÄLTE- UND KLIMATECHNISCHEN VEREINS<sup>4</sup> von 2002. Für die folgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass die Anteile seitdem konstant geblieben sind und sich auch in der nahen Zukunft nicht wesentlich ändern.

## Potentiale Kälte-/Klimatechnik

Das größte Energieeffizienz-Potential besteht bei den individuell von Anlagenbauern gefertigten Einzelanlagen. In der Vergangenheit standen hier bei niedrigen Elektroenergiekosten nicht die laufenden Betriebskosten im Vordergrund, sondern die dominierenden Investitions- und Installationskosten. Energiespartechiken, die seit Jahren bekannt sind, hätten zu unakzeptabel langen Amortisationszeiten geführt und wurden deshalb nur in seltenen Fällen eingesetzt. Wie in Teil 1 dieses Artikels ausgeführt <sup>Fehler: Referenz nicht gefunden</sup>, sind die Elektroenergiekosten in den letzten Jahren jedoch auf Rekordhöhe angestiegen, und ein Ende der Steigerungen ist nicht abzusehen. Energieeinspartechiken, die sich in der Vergangenheit nur nach langer Zeit amortisierten, bekommen dadurch eine immer größere Bedeutung.

Berechnungen des KOMPETENZZENTRUMS ENERGIEEFFIZIENZ KÄLTE- UND KLIMATECHNIK (*kek*) haben ergeben, dass durch Einsatz moderner kälte- und regelungstechnischer Komponenten in Verbindung mit angepassten Regelungsstrategien mindestens 30 % der Antriebsenergie eingespart werden können<sup>5</sup>. Die Amortisationszeiten für die neue Technik liegen in der Größenordnung von 2 – 3 Jahren.

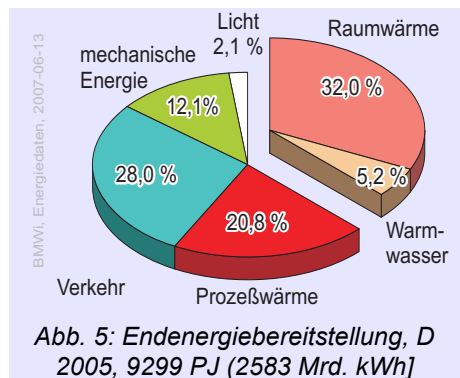
Hochgerechnet auf den Bestand in Deutschland, bedeutet dies ein mögliches Einsparpotential von knapp 10 Mrd. kWh, entsprechend 2 fossil-thermischen Kraftwerken mit einer Nennleistung von 600 MW. Bei einem Arbeitspreis für gewerbliche Anwendungen von 0,10 €/kWh bedeutet dies in der Summe eine finanzielle Entlastung der Betreiber von 1 Mrd. €a und bei einer spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission von 616 g/kWh<sub>el</sub><sup>6</sup> eine Minderemission von 6,16 Mio. t CO<sub>2</sub>/a.

Für die Umsetzung der Modernisierungsmaßnahmen würde Zeit sowie Material und Personal benötigt. Bei theoretisch zur Verfügung stehenden 20 Jahren mit einer jährlichen Um-

rüstrate von 5 %, resultierte daraus für die Anlagenbauer nach überschlägigen Berechnungen ein Zusatz-Umsatz von ca. 100 Mio. €a und für die Komponentenhersteller von ungefähr 30 Mio. €a.

### Potentiale Wärmebereitstellung

Der Nutzen der Kaltdampfkompressionstechnik muß aber nicht nur auf der Seite des Verdampfers liegen, er kann ebenso auf der Seite des Verflüssigers liegen – nämlich bei der Wärmebereitstellung.



Wie Abbildung 5 zeigt, wird mehr als 37 % der Endenergie in Deutschland für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet (knapp 960 Mrd. kWh), wovon mehr als 90 % aus fossilen Energiequellen und mehr als 75 % aus Gas und Öl stammen<sup>7</sup>.

Mit dem Rückgang der weltweit zur Verfügung stehenden fossilen Energieträger wird der Bedarf an alternativen Techniken zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme deutlich steigen. Wärmepumpen beziehen ca. 75 % des Nutzens Heizwärme aus der Umwelt und benötigen zum Antrieb keine fossilen Energieträger, sondern Elektroenergie<sup>8</sup>. Die Umweltverträglichkeit der Wärmepumpen hängt damit von derjenigen der Elektroenergiebereitstellung ab.

In der Vergangenheit hatten Wärmepumpen aufgrund des elektrischen Antriebs und der damit in Deutschland verbundenen, hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen keine sehr günstigen Randbedingungen (in Ländern mit anderem Energiemix waren die Verhältnisse

besser). In den letzten Jahren hat sich dies jedoch grundlegend geändert, was auf die Energiepreisentwicklungen, eine Steigerung der Jahresarbeitszahlen neuer Wärmepumpensysteme sowie auf die geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Bereitstellung von Elektroenergie zurückzuführen ist. Letztere sind von 727 g CO<sub>2</sub> im Jahre 1990 auf 616 g CO<sub>2</sub> pro kWh<sub>el</sub> im Jahre 2007 reduziert worden<sup>6</sup>, wodurch die Wärmepumpen hinsichtlich der Umweltbelastung den mit fossilen Energieträgern betriebenen Konkurrenten inzwischen überlegen sind.

Die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen geht jedoch weiter. Nach den Veröffentlichungen des UNO-Weltklimaberichts im Frühjahr 2007 und einer Vielzahl politischer Forderungen wurde das Thema 'CO<sub>2</sub>-Emission und Elektroenergiebereitstellung' intensiv in der Wirtschaft und in der Öffentlichkeit diskutiert. Am 31. Mai 2007 veröffentlichten die RHEINISCH-WESTFÄLISCHE ELEKTRIZITÄTWERK AG (RWE) ihr Ziel hinsichtlich der zukünftigen Reduzierung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emission: Bis ins Jahr 2030 sollen die Emissionen auf einen Wert von 360 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub> reduziert werden, was, bezogen auf den momentanen Wert, einer Verringerung um 42 % entspricht. Wie dieses Ziel technisch erreicht werden soll, ist noch nicht im Detail veröffentlicht. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass nicht

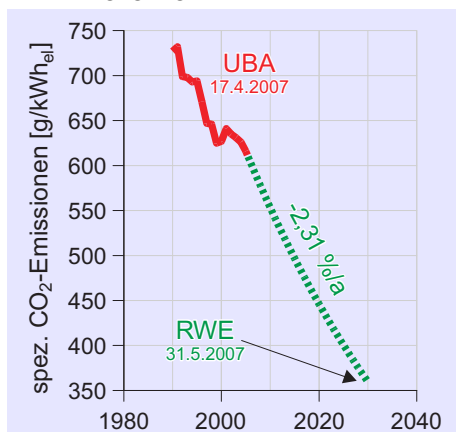


Abb. 6: Möglicher Verlauf zukünftiger CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Bereitstellung von Elektroenergie (RWE / k&kk)

nur ein, sondern alle Energieversorgungsunternehmen dieses Ziel anstreben. In Abbildung 6 ist die Entwicklung der bisherigen CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie auf der Basis der RWE-Ankündigung ein möglicher Verlauf der Emissionswerte bis 2030 dargestellt. Daraus ergibt sich, dass Wärmepumpenheizsysteme in Zukunft aufgrund der geringer werdenden CO<sub>2</sub>-Emissionen immer umweltverträglicher werden – während die mit fossilen Energieträgern betriebenen Heizsysteme zukünftig konstante Emissionen aufweisen werden.

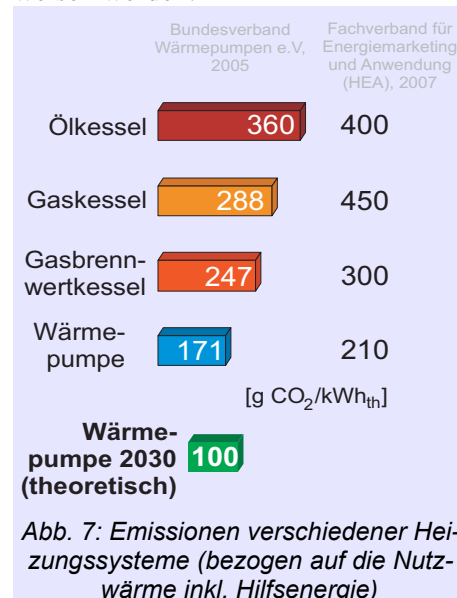


Abb. 7: Emissionen verschiedener Heizungssysteme (bezogen auf die Nutzwärme inkl. Hilfsenergie)

Abbildung 7 zeigt die spezifischen Emissionswerte der mit fossilen Energieträgern betriebenen Heizsysteme mit Daten des BUNDESVERBANDES WÄRMEPUMPEN E.V. und der HEA. Die Daten dieser beiden Organisationen weisen erhebliche Unterschiede auf (die hier nicht näher erörtert werden sollen).

Entscheidend ist, daß beide Organisationen die Wärmepumpe als das Heizsystem mit den gegenwärtig geringsten CO<sub>2</sub>-Emissionen ansehen. Dieser Vorteil wird noch größer, wenn die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke, wie von der RWE angegebenen, in Zukunft deutlich reduziert werden. Die Wärmepumpe wird damit das eindeutig 'umweltverträglichste' Heizsystem.

## Gedankenspiele

Diese Zahlen sind bei weitem noch nicht Realität, und angesichts technischer Probleme und politischer Unwägbarkeiten auf dem Weg zu einem derartig anspruchsvollen Ziel sind Zweifel durchaus angebracht. Gleichwohl bieten Wärmepumpen schon jetzt Emissionsvorteile gegenüber den fossil betriebenen Heizsystemen. Vor diesem Hintergrund soll eine Abschätzung der theoretisch möglichen Emissionsminderung vorgenommen werden, die sich bei einem vollständigen Ersatz aller fossil betriebenen Heizsysteme durch solche mit Wärmepumpen ergibt. Damit soll nicht einem sofortigen Weg dorthin das Wort geredet werden, sondern es soll nur das Potential bestimmt werden, was dann in Relation zu anderen Emissionsminderungsmaßnahmen zu sehen ist.

Für Raumwärme und Warmwasser wurden im Jahr 2005 gemäß Abbildung 5 in Deutschland knapp 960 Mrd. kWh aufgewendet. Die durchschnittliche Emission bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Haushalten beträgt 0,281 kg CO<sub>2</sub>/kWh<sup>7</sup> (es sei davon ausgegangen, dass diese spezifischen Emissionswerte auch für gewerblich genutzte und geheizte Räume gilt). Daraus resultiert dann eine absolute CO<sub>2</sub>-Emission für Raumwärme und Warmwasser von knapp 270 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr (zum Vergleich: die gesamte Emission in Deutschland lag 2006 bei ca. 1012 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent<sup>9</sup>).

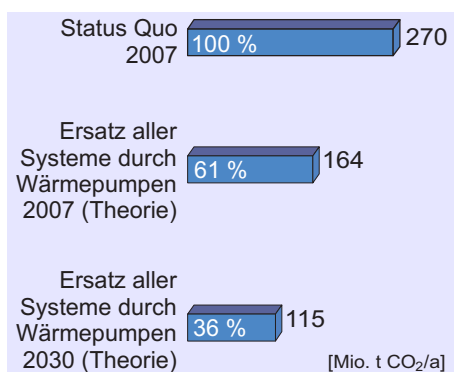


Abb. 8: CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenwärtiger und möglicher zukünftiger Heizsysteme

Abbildung 8 belegt das außerordentliche Emissionsminderungspotential der Wärmepumpen. Theoretisch könnten Emissionen in Höhe von ca. 155 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr eingespart werden. Keine andere Technik bietet ein derartig hohes Potential.

Die Deutsche Bundesregierung hat auf der Kabinettsitzung in Meseberg am 23. und 24. August 2007 ein Minderungsziel bei der CO<sub>2</sub>-Emission von 36 % bis 2020 beschlossen (bezogen auf 1990), was insgesamt 226 Mio t CO<sub>2</sub>-Äquivalent entspricht. Wie obige Gedankenspiele belegen, könnten Wärmepumpen zu einer zukünftigen großen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung beitragen. Der einfachste Weg dorthin wäre der Ersatz herkömmlicher Heizsysteme in Einfamilien- und in geeigneten Mehrfamilienhäusern sowie Industriegebäuden. Parallel dazu sollten die Gebäude besser isoliert werden, was auch im Konzept der Bundesregierung vorgesehen ist. Für die Sanierung bestehender kleiner Gebäude steht eine Luft/Wasser-Wärmepumpentechnologie mit Economizerschaltung und Jahresarbeitszahlen von 3,8 zur Verfügung<sup>10</sup>, bei denen keine kostenintensive Installation von Erdreichwärmeübertragern mehr erforderlich ist.

## Fazit

**Angesichts der in nicht allzu ferner Zukunft bevorstehenden Verknappung der fossilen und fissilen Energieträger werden sich erhebliche Änderungen in allen Bereichen der Energiewandlung ergeben. Für die Branchen der Kaltdampfkompensationstechnik ergeben sich dadurch mehr Chancen als Risiken:**

**Kälte-/Klimatechnik** Modernisierungsmaßnahmen an individuell gefertigten Kälteanlagen könnten bei Amortisationszeiten von 2–3 Jahren Betriebskosteneinsparungen von 30 % und mehr ermöglichen, was zum Vorteil aller Beteiligten wäre:

- der Betreiber durch langfristig geringere Kosten,
- der Kälteanlagenbauer und der Zulieferindustrie durch eine höhere Wertschöpfung sowie
- der Umwelt durch geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen.

**Heizungstechnik** Wärmepumpenheizungs-systeme bieten vor dem Hintergrund neuer, angekündigter Kraftwerke mit deutlich reduzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen das größte Einsparungspotential überhaupt. Und die Emissionen werden in Zukunft sogar noch weiter zurückgehen, wenn im zweiten Drittel des Jahrhunderts ein immer größer werdender Anteil der bereitgestellten Energie aus Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik und Solarthermischen Kraftwerken stammt und daher Elektroenergie sein wird.

- 1 'Zukunft der Energieversorgung – Teil 1: Ökonomische und geologische Aspekte'; Schwarz, Jörn; Zittel, Werner; Die KÄLTE & Klimatechnik 9/2007; Gentner-Verlag
- 2 Die Kernfusion ist gemäß mündlicher Information des Instituts für Plasmaphysik, Greifswald, voraussichtlich nicht vor 2060 verfügbar (Schauer, F.; Vortrag am 6.7.2007 in Greifswald), und das Potential ist derzeit noch nicht abschätzbar. Aus diesem Grund ist die Kernfusion in der vorliegenden Betrachtung (noch) nicht berücksichtigt.
- 3 World Energy Outlook 2006, International Energy Agency, Paris
- 4 'Energiebedarf für die technische Erzeugung von Kälte'; Deutscher Kälte- und Klimatechnische Verein; Statusbericht 2002; ISBN 3 932 715-06-3
- 5 Eine Einsparung durch optimierte Regelung in Höhe von 23 % des Jahresenergieverbrauchs ist bereits nachgewiesen bei identischen Anlagen des neuesten Standes der Technik: 'Optimierte Arbeitstemperaturregelung'; Wendelborn, Horst; Die KÄLTE & Klimatechnik 8/2007; Gentner-Verlag. Die Mehrzahl der in Deutschland in Betrieb befindlichen Anlagen entspricht jedoch nicht dem neuesten Stand der Technik, so dass deren Energieeinsparpotential höher anzusetzen ist.
- 6 'Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix', Umweltbundesamt, 2007-04-17
- 7 'Energieverbrauch in Deutschland – Daten, Fakten, Kommentare'; Tzscheutschler, Peter; Nickel, Michael; Wernicke, Ingrid; BWK · Das Energie-Fachmagazin, Springer VDI Verlag, 5/2007,
- 8 Sorptionswärmepumpen mit thermischer Verdichtung des Kältemittels seien in diesem Zusammenhang aufgrund der sehr geringen Marktbedeutung nicht betrachtet.
- 9 Klimaagenda 2020, April 2007, Bundesumweltministerium, [www.bmu.de](http://www.bmu.de)
- 10 'Verbesserung des COP bei Luft-Wasser-Wärmepumpen'; Bertuleit, Reiner; Die KÄLTE & Klimatechnik 1/2007; Gentner-Verlag