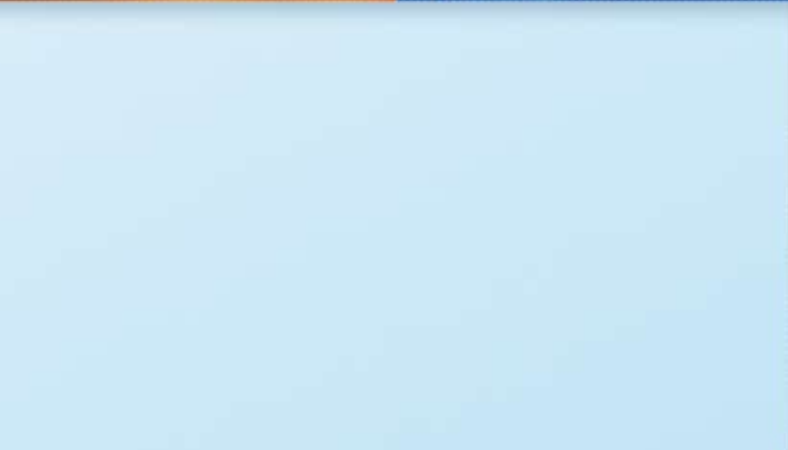




Deutscher Wasserstoff- und
Brennstoffzellen-Verband

Woher kommt die Energie für die Wasserstofferzeugung

-Status und Alternativen-



Für den Deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband
erstellt von J. Schindler, R. Wurster, M. Zerta, V. Blandow und W. Zittel
von der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH



3. Auflage
Mai 2011

Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V.
German Hydrogen and Fuel Cell Association

Tietzenweg 85/87
12203 Berlin
Germany

Telefon (030) 398 209 946-0
Fax (030) 398 209 946-9

E-Mail h2@dwv-info.de
Internet www.dwv-info.de

Layout: Young-Sook Blandow, choidesign.de

Einleitung

In der letzten Zeit wird wiederholt die Frage gestellt „Woher kommt der Wasserstoff?“ Diese Frage ist wichtig, andererseits aber nur zu beantworten, wenn man sich generell der grundlegenden Frage stellt „Woher kommt unsere Energie in den nächsten Dekaden?“ Heute kommt sie vor allem aus endlichen fossilen und nuklearen Energieträgern, langfristig wird sie aus erneuerbaren Energien kommen. Die elementare Frage der Verfügbarkeit der Energierohstoffe soll in dieser Broschüre betrachtet und einer Beantwortung zugeführt werden.

Hierzu muss zuerst einmal geklärt werden, wie lange bei Erdöl, Erdgas und Kohle die Förderrate der steigenden Nachfrage folgen und diese damit befriedigen kann. Ferner ist insbesondere für Kohle zu klären, ob, in welchem Umfang und über welchen Zeitraum die Abscheidung und sichere Lagerung von Kohlendioxid aus fossiler Verbrennung möglich ist – eine Grundvoraussetzung für eine kohlebasierte Energie-Erzeugung. Außerdem ist zu klären, welchen Beitrag die Kernenergie realistisch leisten kann.

Ferner werden die Potenziale erneuerbarer Energien für die Energiebedarfsdeckung abgeschätzt. Es werden Kostensenkungspotenziale für Windkraft und Photovoltaik präsentiert sowie Erzeugungspotenziale für regenerativ erzeugte Kraftstoffe mit besonderem Augenmerk auf Wasserstoff.

Als Resümee kann genannt werden, dass der bald zu erwartende Rückgang der Ölförderung eine Lücke hinterlassen wird, die nicht durch fossile und nukleare Energieresourcen geschlossen werden kann. Andererseits werden in den nächsten Jahrzehnten erneuerbare Energien zwar schnell zunehmen, aber noch einige Zeit zu wenig Beitrag leisten können, um diese Lücke zu schließen. Daher führt an einer effizienteren Nutzung der Energie über alle Erzeugungs- und Nutzungsschritte kaum ein Weg vorbei. Es zeigt sich ebenfalls, dass Biokraftstoffe die Welt nicht in Bewegung halten werden und daher im Verkehrssektor Wasserstoff zu einem wichtigen Kraftstoff werden wird. Nur wenn es gelingen sollte, Elektrofahrzeuge mit akzeptablen Eigenschaften (Speicherdichte, Lebensdauer, Kaltstartverhalten, Preis) zu entwickeln, würde sich der Einsatz von Wasserstoff erübrigen. Allerdings ist das aus heutiger Sicht äußerst unwahrscheinlich.

Als kurzfristige Einführungsstrategie für Deutschland bietet sich die Möglichkeit, Nebenproduktwasserstoff aus der chemischen Industrie für erste Fahrzeugflotten einzusetzen. Dieser Wasserstoff wird heute vornehmlich thermisch genutzt und meist zu Erdgas zugefeuert. Dieser Wasserstoff könnte ganz durch Erdgas substituiert werden. Es lassen sich so an einigen Standorten insgesamt über 500 Millionen Nm³ Wasserstoff pro Jahr verfügbar machen, was zum Betrieb von mindestens 300.000 effizienten Brennstoffzellen-PKWs ausreichen würde.



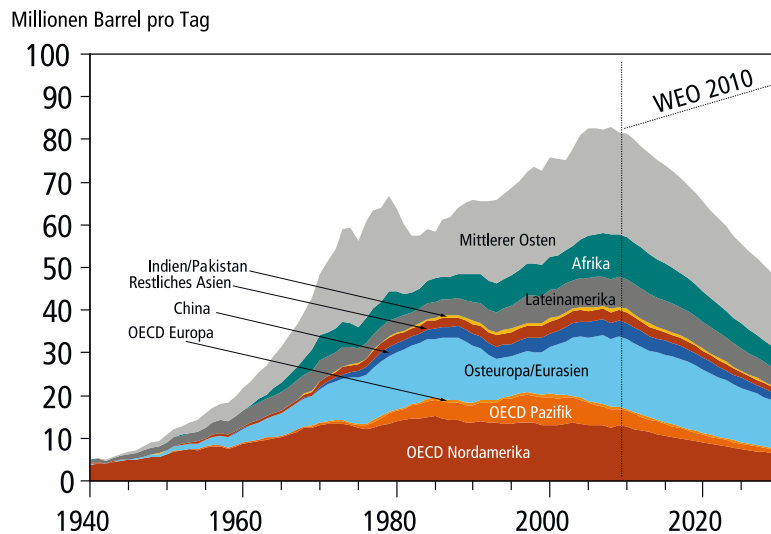
Inhaltsverzeichnis

Teil 1: Das Primärenergieangebot

- 6 Konventionelle Weltölproduktion
- 7 Nicht-konventionelle Ölproduktion aus Teersanden in Kanada
- 9 Die künftige Ölförderung aus Sicht der Internationalen Energieagentur
- 10 Welterdgasproduktion
- 11 Einzelfeldanalysen der russischen Erdgasproduktion
- 13 Weltkohleproduktion – Geschichte und Szenario
- 14 Kohlendioxid-Abscheidung und Speicherung bei der Nutzung fossiler Energieträger
- 15 Weltweite Kernkraftwerkskapazitäten
Vorhersage 1975 – 2004 der IAEA zu Welt-Kernkraftwerkskapazitäten
- 16 Welturanressourcen
- 17 LBST-Szenario
- 18 IEA Szenario (World Energy Outlook der IEA)
- 19 Weltweite Installationen bis 2030
- 20 Verschiedene Vorhersagen zur Entwicklung der Windkraft
- 21 Beitrag Erneuerbarer Energiequellen und Nutzung
- 22 Ein mögliches Weltenergieszenario

Teil 2: Von der Primärenergie zum Wasserstoff

- 23 Von der Primärenergie zum Wasserstoff
- 24 Technisches Potenzial verschiedener Biokraftstoffe in der EU-25
- 25 Technische Potenziale für Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in der EU-25
- 26 Ertrag je Hektar und Jahr für unterschiedliche Kraftstoffe im Transportsektor
Jährliche PKW-Laufleistung: 12.000 km
- 27 Kostensenkung für Erneuerbare Energien
- 28 Kraftstoffkosten „Quelle-bis-Tank“
- 29 Kraftstoffkosten und Treibhausgasemissionen „Quelle-bis-Tank“
Kraftstoffkosten und Treibhausgasemissionen „Quelle-bis-Rad“
- 30 Die Roadmap des europäischen HyWays-Projekts (1)
- 31 Die Roadmap des europäischen HyWays-Projekts (2)
- 31 Abkürzungen



Datenquelle

- Österreich, Deutschland, USA, Kanada, Niederlande, UK, Norwegen, Dänemark, Saudi Arabien, Brasilien: Statistiken nationaler Behörden/Firmen; Für andere Staaten US-EIA, soweit verfügbar. Für die verbleibenden Staaten BP Statistical Review und LBST-Schätzung
- Historische Zahlen bis 1970 bzw. für manche Staaten bis 2005: IHS-Energy soweit nicht aus oben genannten Quellen ermittelt; Analyse LBST November 2010

Das Bild zeigt den historischen Verlauf der Weltölförderung und die wahrscheinliche Entwicklung in der Zukunft. Die Förderung befindet sich nahe am Höhepunkt und wird in den nächsten Jahrzehnten deutlich zurückgehen – Das Maximum der Erdölförderung stellt einen entscheidenden Wendepunkt dar!

Eine Vielzahl von Indizien stützen diese These: Seit 1980 verbrauchen wir jedes Jahr mehr Öl als wir finden, und die Schere wird immer größer. Immer mehr Förderregionen haben ihr Fördermaximum schon überschritten. Das gilt insbesondere für alle großen alten Felder, die noch immer einen wesentlichen Beitrag zur Weltölförderung leisten. Es gibt auch deutliche Anzeichen, dass die ölreichen Länder des Nahen Ostens und die Länder der ehemaligen Sowjetunion ihre Förderung nicht mehr weiter ausbauen können.

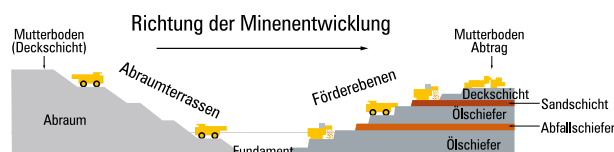
Dem steht die Erwartung einer weiteren Steigerung der weltweiten Nachfrage gegenüber, wie sie sich etwa in den Szenarien der IEA ausdrückt. Die sich abzeichnende Versorgungslücke wird zu schwerwiegenden Verwerfungen in der Weltwirtschaft führen. Peak Oil stellt einen Strukturbruch dar!

Die Suche nach nachhaltigen Strukturen der Energieversorgung kann nicht länger aufgeschoben werden. Es gibt Anlass zu der Sorge, dass die verbleibende Zeit nicht ausreichen wird, um einen verträglichen Übergang in eine postfossile Welt zu organisieren.

Nicht-konventionelle Ölproduktion aus Teersanden in Kanada

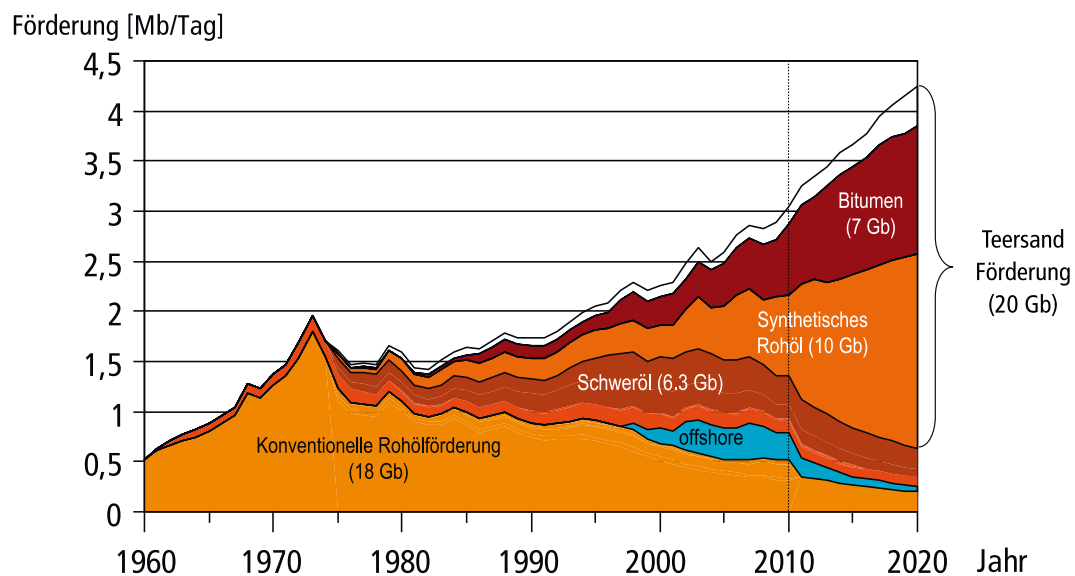


Konventionelle Schaufelverladung mit LKW-Transport



Die Ölressourcen, die in Schwerstölen wie in kanadischem Ölsand oder in Venezuela gebunden sind, kommen mengenmäßig in den Bereich der arabischen Ölreserven. Allerdings kann man daraus nicht schließen, dass Öl aus Ölsanden fehlendes konventionelles Erdöl ersetzen wird. Hier gilt es folgendes zu bedenken:

- (1) Dieses Öl ist nur in sehr geringer Konzentration im Erdreich angereichert. Seine Nutzung erfordert große bergmännische Aktivitäten. Innerhalb der günstigsten Schichten beträgt die Konzentration etwa 20%.
- (2) Die Abtrennung und Reinigung des Öls erfordert sehr viel Energie und Wasser; der Abbauprozess ist sehr langsam und gleicht eher der bergmännischen Erschließung von Erzen als der konventionellen Ölförderung. Zur Abtrennung des Schwefels und Aufbereitung des Öls wird sehr viel Wasserstoff benötigt, der aus Erdgas gewonnen wird.
- (3) Die Vorlaufzeiten für Projekte sind sehr lange, die Investitionen sind hoch. So müssen z. B. zur Erschließung einer neuen Mine mit einer Abbaurrate von 200 kb/Tag etwa 5-10 Mrd. Dollar investiert werden.
- (4) Die CO₂-Emissionen von Benzin aus Ölsanden sind mit denen der Kohle vergleichbar.
- (5) Die Nutzung von Erdgas zur Aufbereitung von Ölsanden steht zunehmend in Konkurrenz zur direkten Erdgasnutzung

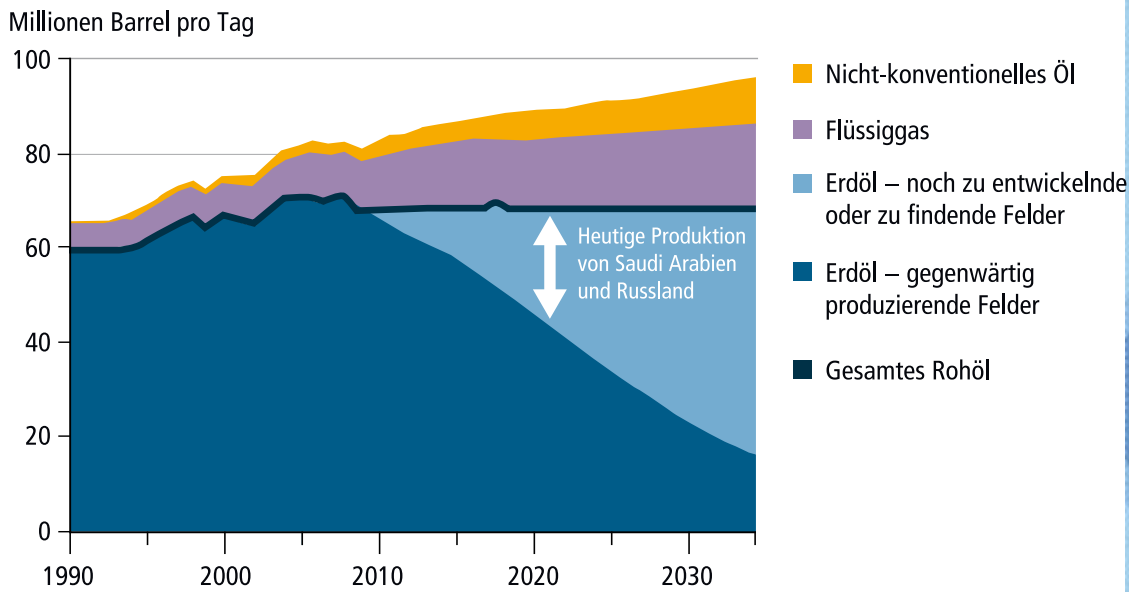


Datenquellen: • 1975-2010: National Energy Board, CDA März 2011
 • 1960-1974: US-DoE-Energy Information Administration
 • 2011-2020 Forecast, tar sands based on CERI-study, October 2005, conventional and heavy oil based on LBST estimate

Die Grafik zeigt die historische und zu erwartende Entwicklung der kanadischen Ölförderung. Seit 1970 geht die konventionelle Ölförderung zurück. Einige Funde im tiefen Meer östlich von Neufundland erbrachten eine kurzzeitige Entspannung. Die Ölproduktion aus Ölsanden hat heute einen Anteil von 40%. Allerdings wird nur etwa die Hälfte des abgebauten Bitumens auch in entsprechenden Raffinerien zu synthetischem Rohöl aufbereitet. Hierbei gehen etwa 10% des Energieinhalts des Bitumens verloren. Zusätzlich wird hierfür noch Erdgas benötigt.

Die Ausbaupläne lassen erwarten, dass bis zum Jahr 2020 etwa 3,2 Millionen Barrel pro Tag Bitumen gefördert werden, von denen etwa die Hälfte auch zu Erdöl aufbereitet werden wird. In Bilanz zur rückläufigen Rohölförderung wird damit netto das verfügbare Öl etwa konstant bleiben oder leicht ansteigen. Inklusive der Bitumenproduktion wird die Förderung von heute 2,5 Mb/Tag auf knapp 4 Mb/Tag ausgeweitet werden. Dieser Zuwachs entspricht knapp 2% der heutigen weltweiten Ölförderung. Bereits der Rückgang der Ölförderung in den USA ist stärker, so dass in ganz Nordamerika die Ölförderung trotz Ausweitung der kanadischen Förderung weiterhin zurückgehen wird. Die Ölsandförderung ist auf Seite 6 bei OECD Nordamerika bereits berücksichtigt.

Die künftige Ölförderung aus Sicht der Internationalen Energieagentur



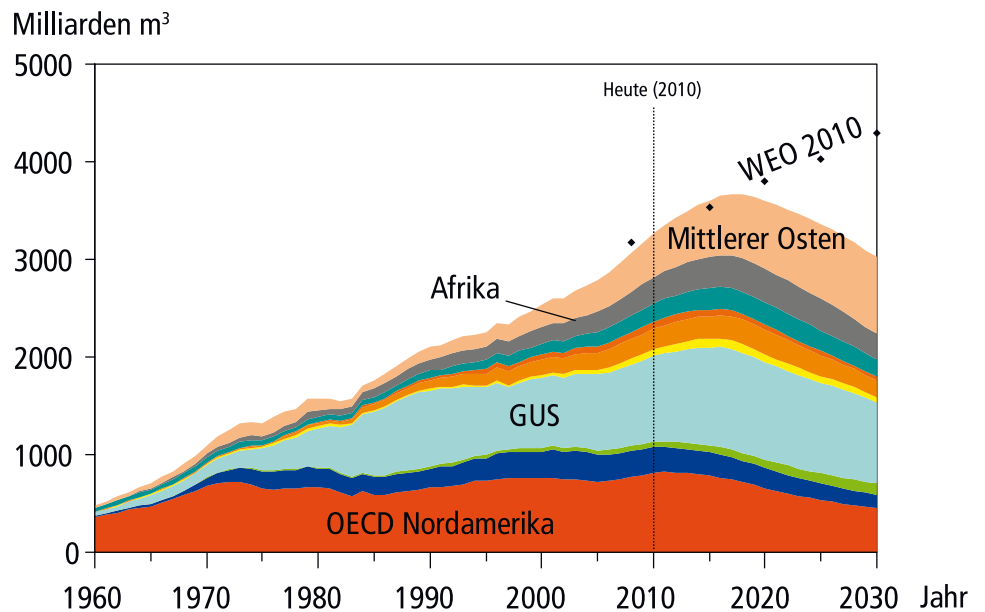
Quelle: World Energy Outlook 2010 der Internationalen Energieagentur (IEA)

Die IEA zeichnet in ihren Szenarien der künftigen Ölversorgung auf den ersten Blick ein optimistisches Bild. Analysiert man die Aussagen jedoch im Detail, dann fällt auf, dass eine Förderausweitung nur möglich wird, wenn

- die bestehenden Ölreserven tatsächlich so groß sind wie berichtet,
- die bestehenden Reserven tatsächlich so schnell erschlossen werden wie erhofft,
- neue Ölfördertechnologien eine wesentlich bessere Ausbeute von (allen) Ölfeldern erlauben, und
- noch viel neues Öl gefunden wird.

Hierzu sagt die IEA:

- „The reliability and accuracy of reserve estimates is of growing concern for all who are involved in the oil industry“ (WEO 2004, p. 104) [„Die Verlässlichkeit und Genauigkeit der Reservenschätzungen ist ein Grund zu wachsender Besorgnis für alle, die mit der Ölindustrie zu tun haben“]
- „The rate at which remaining ultimate resources can be converted to reserves, and the cost of doing so, is, however, very uncertain“ (WEO 2004, p. 95) [„Die Rate, mit welcher verbleibende letzte Ressourcen in Reserven übergeführt werden können und die damit verbundenen Kosten sind allerdings sehr ungewiss“]
- „By 2030, most oil production worldwide will come from capacity that is yet to be built“ (WEO 2004, p.103) [„Im Jahre 2030 wird weltweit die überwiegende Ölproduktion aus Kapazitäten kommen, welche erst noch errichtet werden müssen“]
- „In the low resource case, conventional production peaks around 2015“ (WEO 2004, p. 102) [„Für den Fall der niederen Ressourceneinschätzung hat die konventionelle Produktion ihr Maximum im Jahr 2015“]

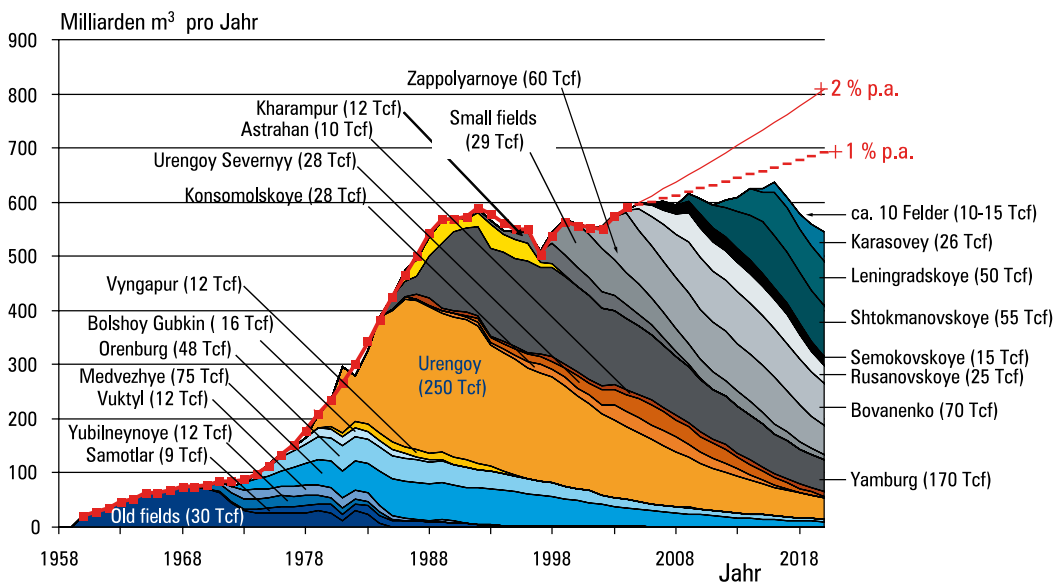


Quelle: LBST 2010

Das Szenario geht davon aus, dass die Weltgasförderung noch deutlich steigen kann und erst um das Jahr 2020 ihr Maximum erreichen wird. Dies stützt sich auf die Annahme, dass der Förderrückgang in Nordamerika und Europa durch einen Anstieg der Förderung in Russland und im Nahen Osten überkompensiert wird. Dies erfordert große und rechtzeitige Investitionen in diesen Regionen.

Die Zukunft der Gasversorgung ist trotz dieses eher optimistischen Bildes von Risiken überschattet. Zu den Problemen der Produktionsausweitung in Russland und Nahost kommt die Notwendigkeit, die Infrastrukturen für den Transport von verflüssigtem Erdgas deutlich auszuweiten. Diese Investitionen erfordern erhebliche Mittel und brauchen sehr viel Zeit. Nur so könnten Ungleichgewichte zwischen den großen bisher unverbundenen regionalen Märkten (insbesondere Nordamerika, Eurasien/Nordafrika, Ferner Osten) ausgeglichen werden.

Das Szenario zeigt die mögliche Entwicklung gestützt auf die heutige Einschätzung der Reservesituation und beschreibt eher eine Obergrenze. Die tatsächliche Entwicklung in den kommenden Jahrzehnten kann durchaus von regionalen Engpässen geprägt werden.

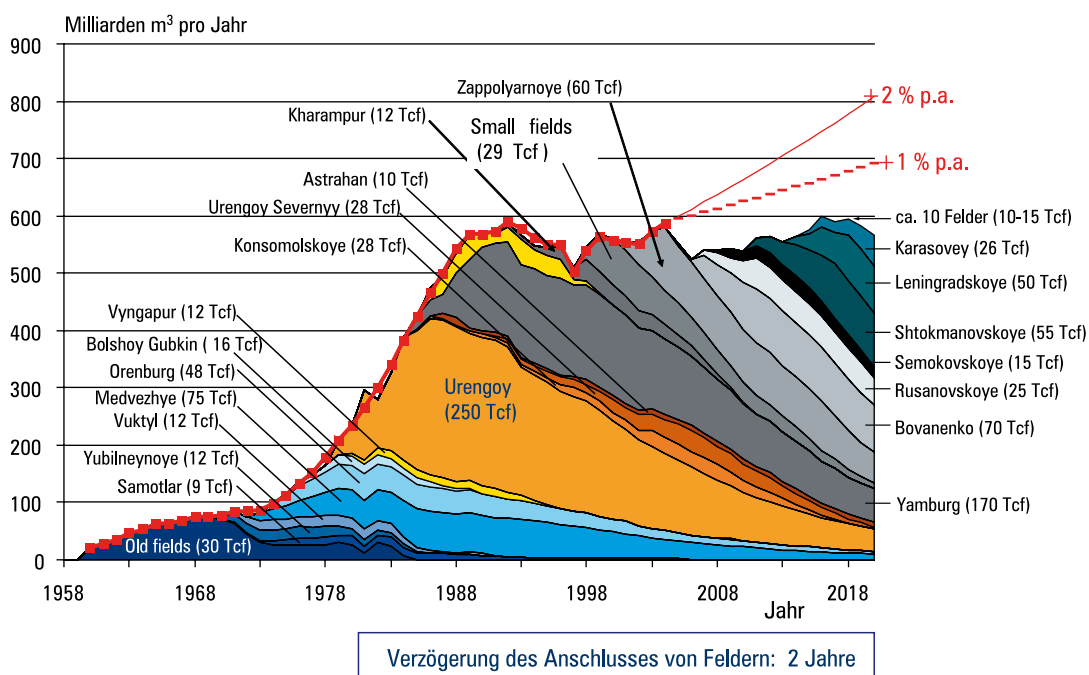


Datenquelle: Laherrere, LBST

Dieses und das folgende Bild zeigen die Risiken der künftigen Gasversorgung am Beispiel Russlands.

Das Bild beschreibt die Entwicklung der russischen Gasförderung und den Beitrag der großen Gasfelder zur Gesamtproduktion. Die meisten der in Produktion befindlichen großen Felder weisen eine zurückgehende Förderung auf. Dieser Rückgang konnte in der Vergangenheit durch den Anschluss neuer, aber kleinerer Felder ausgeglichen werden. Damit dies auch in Zukunft gelingt, müssen weitere neue bereits entdeckte Felder rechtzeitig angeschlossen werden (rechts im Bild dargestellt). Diese Felder befinden sich weiter östlich und nördlich abseits bereits bestehender Pipelines in schwierig zu erschließenden Regionen.

Erfolgt der Anschluss der neuen Felder rechtzeitig, so kann in den kommenden Jahren die Förderung vermutlich um etwa 1 % jährlich ausgeweitet werden. Ein jährliches Produktionswachstum von 2% über einen längeren Zeitraum erscheint demgegenüber nicht als realistisch.



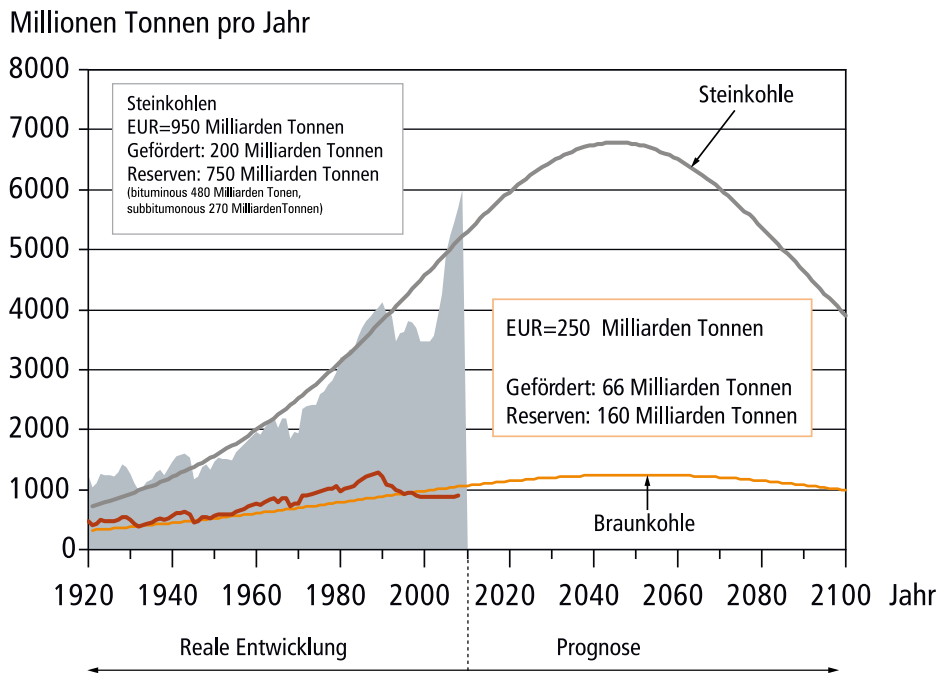
Datenquelle: Laherrere, LBST

Dieses Bild zeigt, was passieren kann, wenn der Anschluss der neuen Felder nicht rechtzeitig erfolgt.

Wenn wegen der Schwierigkeiten bei der Erschließung der neuen Felder und wegen des hohen Kapitalbedarfs sich der Anschluss nur um zwei Jahre verzögert, so ist ein Einbruch der Förderung während der nächsten zehn Jahre die Folge. Derartige Verzögerungen sind alles andere als unwahrscheinlich, man kann sie bei vielen großen Projekten in schwierigen Regionen beobachten (z. B. auf der Halbinsel Sachalin).

Dies hätte gravierende Auswirkungen auf die europäische Gasversorgung. Ein Rückgang des Gasangebots wäre wegen des gleichzeitigen Rückgangs der heimischen Förderung unvermeidlich. Ebenso würden die Preise für Erdgas vermutlich dramatisch steigen.

Dies zeigt auch, dass es realistischweise keinen Spielraum gibt, Erdgas als Kraftstoff für den Verkehrssektor in großem Stil einzuführen.



EUR=Estimated Ultimate Recovery (geschätzte maximale Fördermenge)

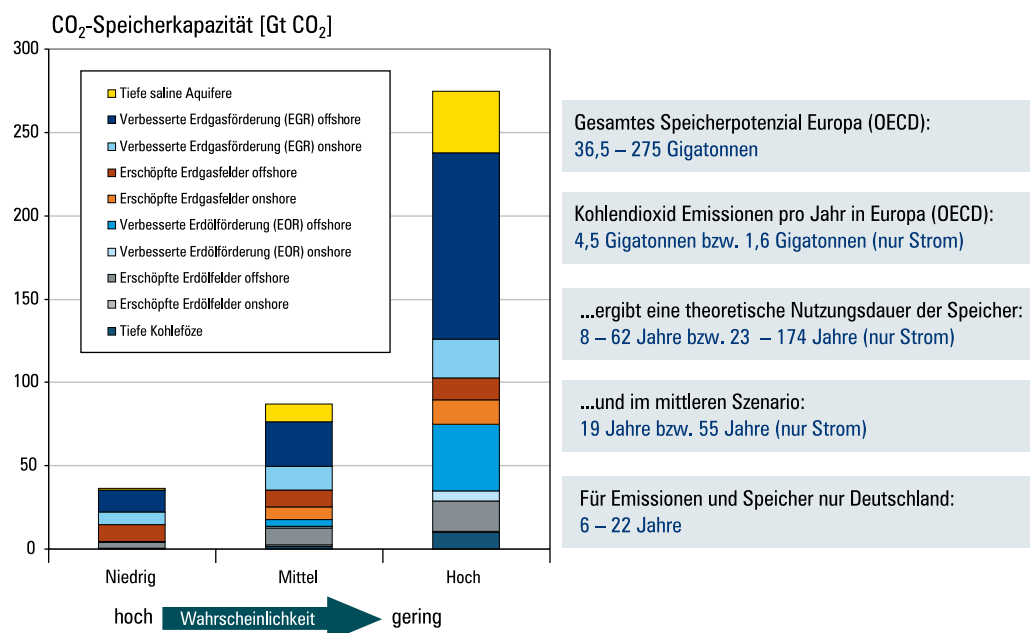
Quelle: 1993-2009, Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 2011

Das Bild zeigt die historische Entwicklung der Förderung von Steinkohle und Braunkohle. (Deutschland trägt etwa ein Drittel zur weltweiten Braunkohleförderung bei.)

Ausgehend von den aktuellen Angaben zu den weltweiten Kohlereserven ist ein Szenario der künftig möglichen Förderung dargestellt. Die kumulierte Förderung folgt einer logistischen Kurve (angepasst an die bisherige Förderung und die Reserven). Das Ergebnis ist, dass danach die jährliche weltweite Kohleförderung um 60% erhöht werden könnte und etwa um 2050 ihren Höhepunkt erreichen würde.

Der Rückgang von Erdöl und Erdgas könnte demnach theoretisch durch einen Zuwachs der Kohlenutzung auf Seiten der Primärenergie teilweise ausgeglichen werden. Bei der Umwandlung in nutzbare Endenergie, insbesondere Kraftstoffe, entstehen bei Kohle wesentlich höhere Verluste, so dass der Ersatz deutlich schwieriger wird.

Die spezifischen CO₂-Emissionen der Steinkohle und der Braunkohle liegen merklich höher als bei Rohöl oder gar bei Erdgas (für Europa in g CO₂ pro kWh: Erdgas 203, Benzin/Diesel 264, Steinkohle 346 und Braunkohle 414). Es werden also für jede Energieeinheit (1kWh) Erdgas, welche durch aus Kohle gewonnenen Wasserstoff oder Flüssigkraftstoff ersetzt wird, zwischen rund 700 und 800 g CO₂/kWh emittiert – also 3,5 bis 4 mal so viel (Wirkungsgrad etwa 50% respektive 45%). Eine Sequestrierung des entstehenden CO₂ ist also unumgänglich, ansonsten wäre die Kohlenutzung unter Klimaschutzbezogener Sicht völlig unverantwortbar. Diese aber – falls technisch machbar – reduziert den verfügbaren Energieanteil. Bislang gibt es keine erprobte Methode, CO₂ zuverlässig und umweltfreundlich für lange Zeit zu speichern.



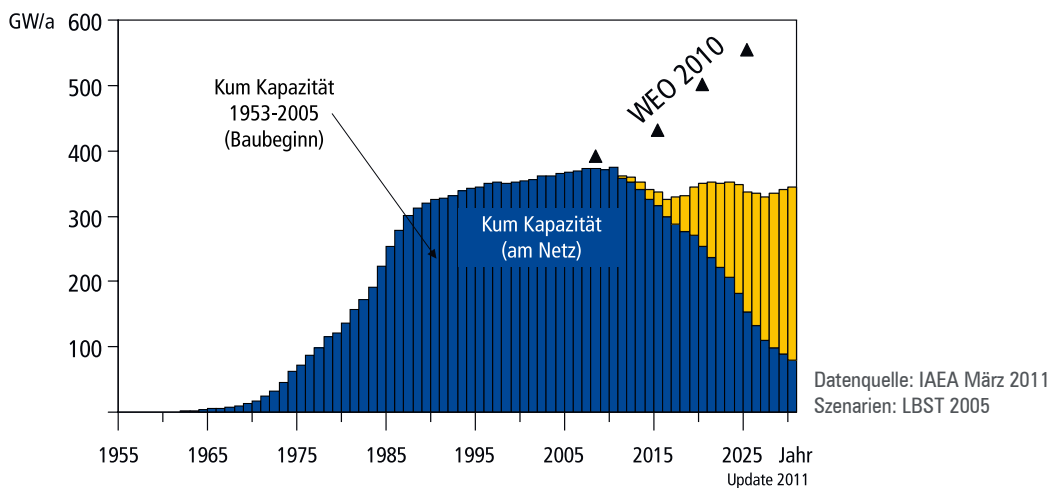
Datenquelle: ECOFYS 2004

Grundsätzlich existiert die Möglichkeit, das bei der energetischen Nutzung von fossilen Energieträgern wie Kohle, Öl und Erdgas entstehende Treibhausgas Kohlendioxid aufzufangen und in geeigneten geologischen Formationen zu lagern. Als geeignet erscheinen vor allem alte Öl- und Gasfelder entweder auf dem Festland oder „offshore“ unter dem Meeresgrund. Für die Abscheidung des Kohlendioxids gibt es zwei Ansätze: Das Auffangen der Abgase nach dem Verbrennungsprozess oder die vorgelagerte „Trennung“ (Reformierung) des fossilen Brennstoffs in Wasserstoff und Kohlendioxid. Insbesondere bei der Kohlenutzung – und hier liegt das wesentliche Potenzial dieser Technik – wird die Reformierung (Vergasung) der Kohle in Betracht gezogen, da nur mit einem gasförmigen Brennstoff ein hocheffizientes GuD-Kraftwerk möglich ist. Während bei konventionellen Kraftwerken ein maximaler Wirkungsgrad von 49% möglich ist, können GuD-Kraftwerke bis zu 60% erreichen. Vor der CO₂-freien Nutzung von Kohle steht also die großtechnische Wasserstoff-erzeugung. Wasserstoff, der sich prinzipiell natürlich auch als Kraftstoff verwenden lässt.

Zwei wesentliche Hürden gilt es zu beachten: die technisch-wirtschaftlichen Aspekte ebenso wie die Frage der Verfügbarkeit von sicheren Lagerkapazitäten. Für die Lagerkapazitäten existieren bisher nur grobe Abschätzungen (siehe Grafik), wobei der niedrigste Wert die höchste Wahrscheinlichkeit repräsentiert, während das optimistische Szenario einige hochspekulative Annahmen enthält.

Legt man die Potenziale der hohen bis mittleren Wahrscheinlichkeit zugrunde, so wären die Speicher in Europa nach 8 bis 19 Jahren gefüllt, wenn man die gesamten Kohlendioxid-Emissionen auffangen könnte. Berücksichtigt man nur die Emissionen aus der zentralen Stromerzeugung, würden die Speicher zwischen 23 und 55 Jahre zur Verfügung stehen.

Dies sind jedoch nur theoretische Werte, die das prinzipielle Potenzial aufzeigen sollen. Nicht berücksichtigt sind hierbei die geografische Lage der Speicher bzw. die Standorte der Kraftwerke. Nicht jedes Land verfügt über Speicherkapazitäten, und der Transport des Kohlendioxids über hunderte bis tausende Kilometer verursacht Energie- und Kostenaufwand. Daneben spielt auch der Zeithorizont eine wichtige Rolle. Eigentlich müssten bereits heute alle Neubauten von großen Kohlekraftwerken dem Aspekt der geografischen Nähe zu geeigneten Speichern genügen. Und obwohl große Kraftwerke für Laufzeiten im Bereich mehrerer Jahrzehnte geplant werden, kann man derzeit nicht beobachten, dass die Nähe zu Lagerstätten für Kohlendioxid ein gewichtiges Standortkriterium ist.



Die Altersstruktur der heute weltweit betriebenen Kernreaktoren bestimmt wesentlich die künftige Rolle der Kernenergie. Geht man von einer durchschnittlichen Laufzeit der Reaktoren von 40 Jahren aus, dann müssen bis zum Jahr 2030 75% der heute installierten Reaktoren vom Netz genommen werden. Soll die Zahl der Reaktoren konstant gehalten werden, dann müssten über diesen Zeitraum jährlich 14 Reaktoren in Betrieb genommen werden.

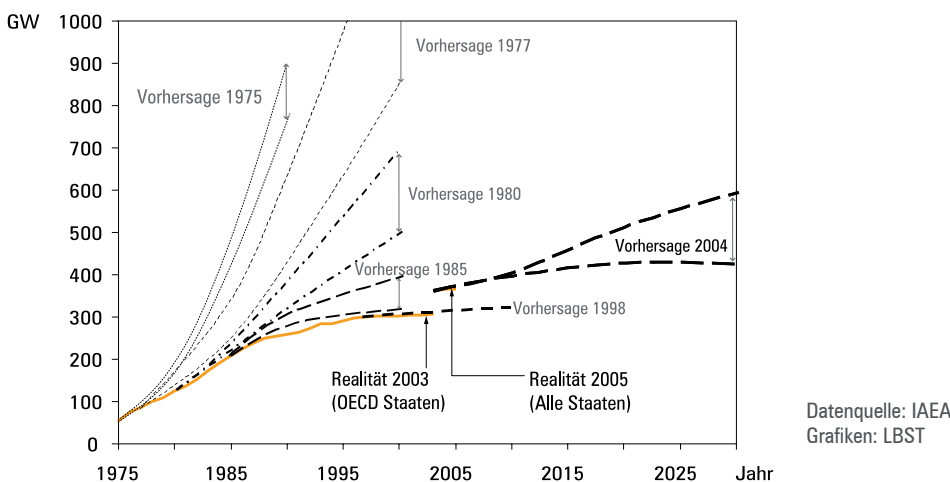
Weltweit sind gegenwärtig insgesamt etwa 60 Reaktoren im Bau (etwa 10% davon in der EU), die in den nächsten 5 bis 7 Jahren in Betrieb gehen können. Mehr als 10 dieser Reaktoren sind seit mehr als 20 Jahren „im Bau“. Von den 441 in Betrieb befindlichen Reaktoren produzieren die weniger als 20 Jahre alten weniger als 20% des Kernenergiestroms. Reaktoren 30 Jahre oder älter produzieren fast 30%

des Kernenergiestroms und die 20-29 Jahre alten etwa 50%. Unter diesen Umständen kann von einer Renaissance der Kernenergie noch nicht die Rede sein. [Quelle: IAEA Sept. 2010]

Wollte man weltweit den Beitrag der Kernenergie nennenswert ausweiten, so würde dies schnell an die Grenzen der Verfügbarkeit von Uranerz stoßen. Heute beträgt der Beitrag der Kernenergie primärenergetisch etwa 6% (wobei Strom mit dem Faktor 3 in Primärenergie umgerechnet wird), der Anteil an der Stromerzeugung beträgt etwa 18% - genau so viel wie der Beitrag der Wasserkraft.

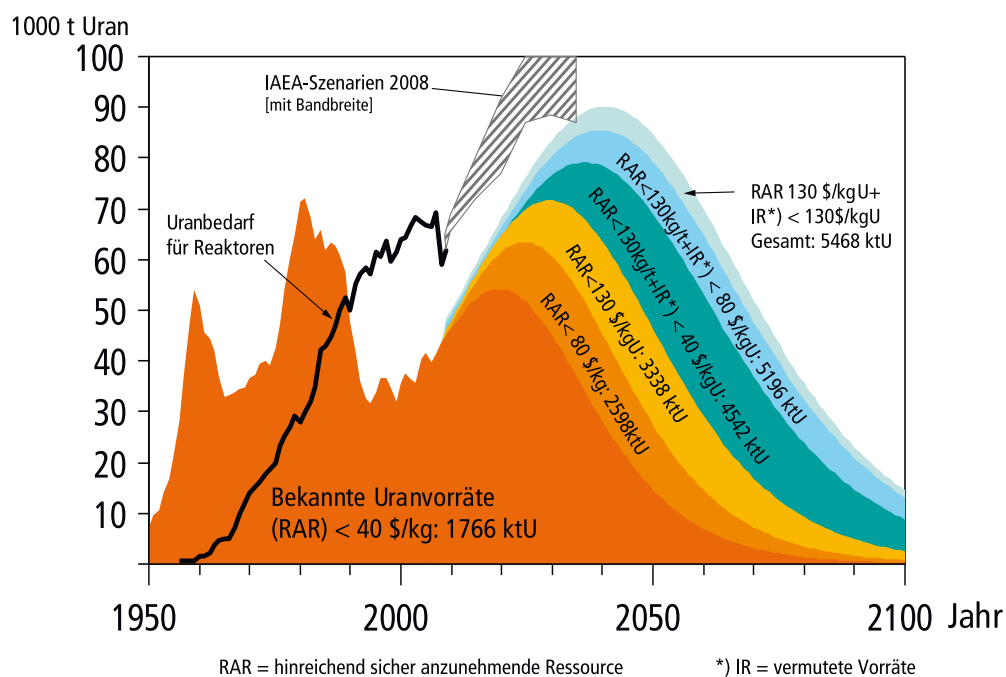
Einen Ausweg bietet nur der Einstieg in die Plutoniumwirtschaft unter Nutzung des schnellen Brütters. Dies ist eine bisher kommerziell nicht erprobte Technologie.

Vorhersage 1975 – 2004 der IAEA zu Welt-Kernkraftwerkskapazitäten



Die ehrgeizigen Prognosen der International Atomic Energy Agency (IAEA) zur weltweiten Entwicklung der Kernkraft sind bisher nie eingetroffen.

Bemerkenswert ist auch die Position der International Energy Agency (IEA), die in ihren Szenarien von einer künftig gleichbleibenden Rolle der Kernkraft ausgeht.

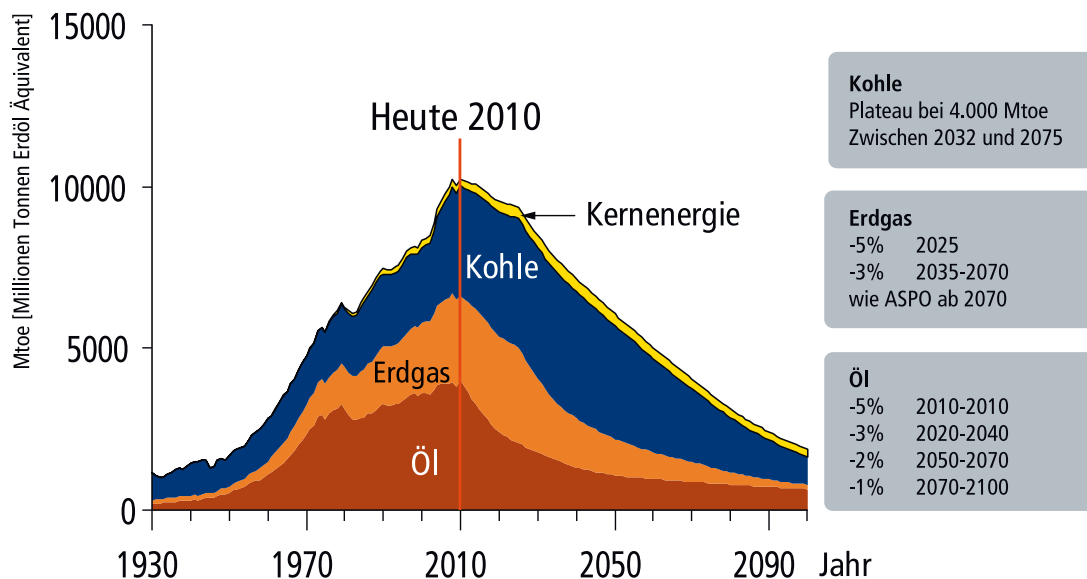


Vor dem Hintergrund des notwendigen Zubaus und der begrenzten Uranressourcen erscheint eine größere künftige Rolle der Kernenergie als sehr unwahrscheinlich.

Auch die Ausbaupläne Chinas ändern nichts an dieser Einschätzung. Dort sind bis 2020 rund 30 GW an Kernkraftkapazität geplant. Bei einem jährlichen Erweiterungsbedarf der Stromerzeugungskapazität von etwa 14 GW würden diese 30 GW im Jahre 2020 nur etwa 3,5-4% des chinesischen Strombedarfs abdecken.

Kernenergie scheint damit keine mittel- bis langfristige Option zur Erzeugung von Wasserstoff zu sein – außer in den wenigen Fällen, wo bereits jetzt der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung besonders groß ist und Strom in Schwachlastzeiten verfügbar gemacht werden kann, wie z. B. in Frankreich.

Protagonisten der Kernenergie sehen für die Zeit nach 2030 Kernreaktoren der 4. Generation, die mit einem Hochtemperaturprozess Wasserstoff direkt erzeugen.



Datenquelle: Oil, Gas, Coal- Nuclear Szenario, LBST 2011

Das Bild im LBST-Szenario zeigt die künftige Verfügbarkeit von fossilen und nuklearen Energieträgern.

Nach heutigem Wissen ist ein starker Rückgang der Ölproduktion nach dem Produktionsmaximum sehr wahrscheinlich. Der Grund liegt in den heute eingesetzten Technologien bei der Ölförderung, deren Ziel es ist, die Felder so schnell wie möglich auszufördern. Das führt dazu, dass nach Überschreiten des Fördermaximums die Förderraten schnell einbrechen.

Das Produktionsmaximum bei Öl und später bei Erdgas wird eine spürbare Lücke in der Weltenergieversorgung hinterlassen, die nicht durch andere fossile Primärenergiequellen ausgeglichen werden kann.

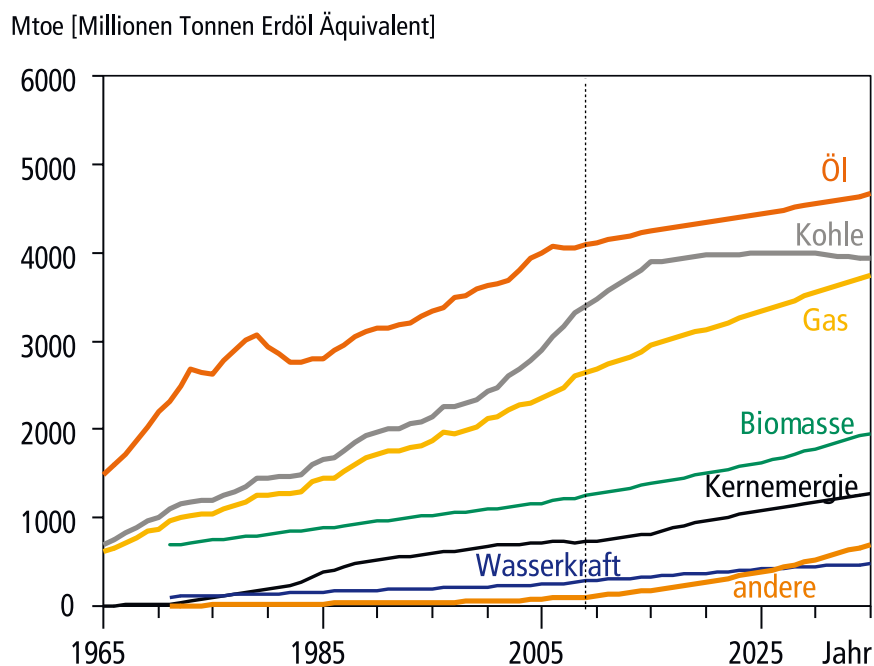
Die heute bekannten Kohlereserven mit einer Reichweite von etwa 160 Jahren werden zwar bis etwa 2050 eine steigende Förderung erlauben.

Hierbei sollte man allerdings berücksichtigen, dass die Datenqualität schlechter als bei Erdöl ist. So berichtet China seit 1992 jedes Jahr exakt dieselben Reservezahlen. In dieser Zeit wurden etwa 20% der „nachgewiesenen“ Reserven bereits verbraucht.

Heute wird in China weltweit am meisten Kohle gefördert (fast doppelt so viel wie in den USA). China hat aber nur halb so hohe Reserven wie die USA. Für Kanada werden heute exakt dieselben Reservezahlen veröffentlicht wie im Jahr 1986.

Deutschland hat in seinem Bericht an das World Energy Council im Jahr 2004 die „nachgewiesenen“ Steinkohlereserven um 99% (von 23 Mrd. auf 183 Mio. Tonnen), die Braunkohlereserven um 85% (von 43 Mrd. auf 6,5 Mrd. Tonnen) abgewertet.

Eine wachsende Kohlenutzung hat steigende Kohlendioxid-Emissionen zur Folge.



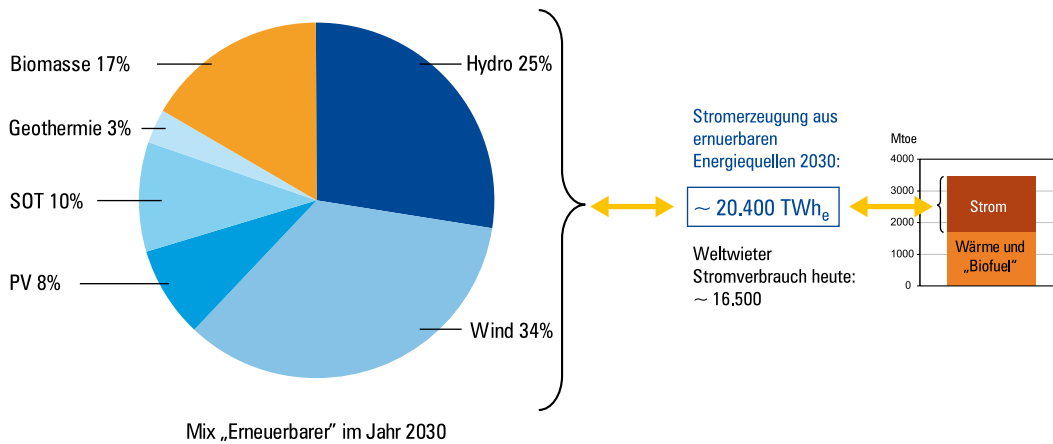
Datenquelle: Historische Daten - BP Statistical Review of World Energy
Vorausschau - International Energy Agency 2010

Die Kernbotschaften des World Energy Outlook der IEA lauten:

- Die Energieversorgung der kommenden 20 Jahre wird den Trend der vergangenen 20 Jahre fortschreiben.
- Es wird keine Begrenzung bei Öl, Gas oder Kohle geben, weder aus Gründen der Ressourcenverknappung noch aus Gründen des Klimaschutzes.
- Es gibt keinen Grund, Erneuerbare Energien in den Markt zu bringen – der Anteil sog. Neuer Erneuerbarer Energien (Sonne, Wind, Geothermie) wird im Jahr 2030 bei 2% gesehen.
- Einzig der Anteil der sogenannten Traditionellen Biomassenutzung wird im Trend der vergangenen Jahrzehnte ansteigen.

Hierbei wird vollständig ignoriert, dass

- Fossile Energien zunehmend schwerer zu erschließen und dadurch teurer werden.
- Ein zunehmender Druck entstehen wird, aus Klimagründen das Verbrennen von Kohle, Öl und Gas einzuschränken.
- Erneuerbare Energien im Mittel der vergangenen 15 Jahre Wachstumsraten von weit mehr als 10% p.a. aufweisen und zunehmend kostengünstiger werden; die Preisschere zwischen konventioneller und nichtkonventioneller Energieversorgung wird kleiner.



Datenquelle: LBST- „Alternative World Energy Outlook 2005“

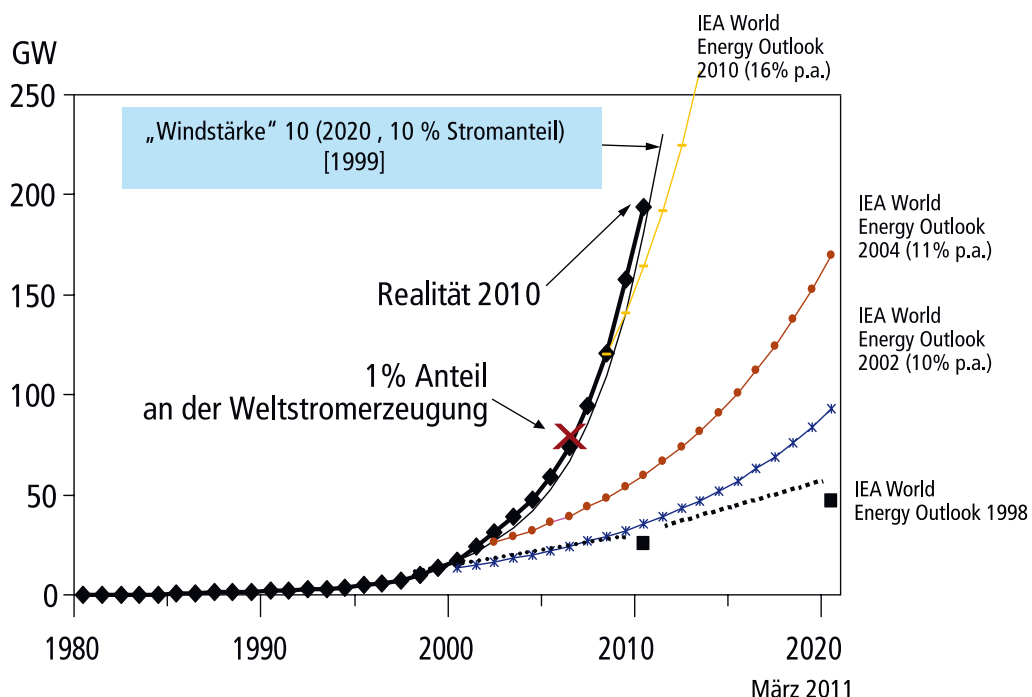
Das LBST-Szenario „AWE0 2005“ beschreibt das mögliche weltweite Wachstum der erneuerbaren Energien bis 2030, differenziert nach Energiequellen. Nach Auffassung der LBST beschreibt dieses Szenario eher die Obergrenze einer möglichen Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien in den kommenden Jahrzehnten. Es handelt sich nicht um eine Prognose der wahrscheinlichen Entwicklung. Es ist auch keine Aussage darüber, dass für jeden Energieträger eine dem Szenario entsprechende Ausweitung auch wünschenswert wäre.

Das Bild zeigt die mögliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2030 gemäß dem AWE0 2005 Szenario der LBST. In diesem Szenario werden im Jahr 2030 knapp 3.400 Mtoe an Endenergie (Strom, Wärme und Kraftstoffe) erzeugt. Die erzeugte Strommenge beträgt etwa 20.400 TWh_e (dies ist mehr als die heute weltweit erzeugte Menge von 16.500 TWh_e).

Wärme und Brennstoffe zur Wärmeerzeugung werden vor allem von solarthermischen und geothermischen Anlagen sowie durch Biomasse bereitgestellt (den überwiegenden Anteil an dieser alternativen Wärmeerzeugung hat die Biomasse mit ca. 94%).

Wasserkraft und auch Geothermie weisen die geringsten Zuwächse auf. Wasserkraft wird bereits seit Jahrzehnten intensiv genutzt. Bis 2030 werden über 40% der (ökologisch nachhaltigen) Potenziale erschlossen sein.

Das solarthermische Stromerzeugungspotenzial (SOT) für Asien wurde nicht detailliert ermittelt. Seine Berücksichtigung würde des Gesamtpotenzial von SOT nochmals deutlich erhöhen.



Datenquelle: LBST, März 2011

Das Bild zeigt verschiedene Prognosen zur weltweiten Entwicklung der Windkraft und die tatsächliche Entwicklung.

Alle Vorhersagen der IEA zur Installation von Windkraftenerzeugungskapazitäten haben sich in der Vergangenheit als zu pessimistisch erwiesen. Sie lagen regelmäßig hinter der realen Entwicklung zurück (so wie die IEA den künftigen Beitrag der Erneuerbaren Energien anscheinend systematisch unterschätzt).

Bereits im Jahr 2007 hat die Windkraft erstmals 1% der weltweiten Stromerzeugung überschritten.

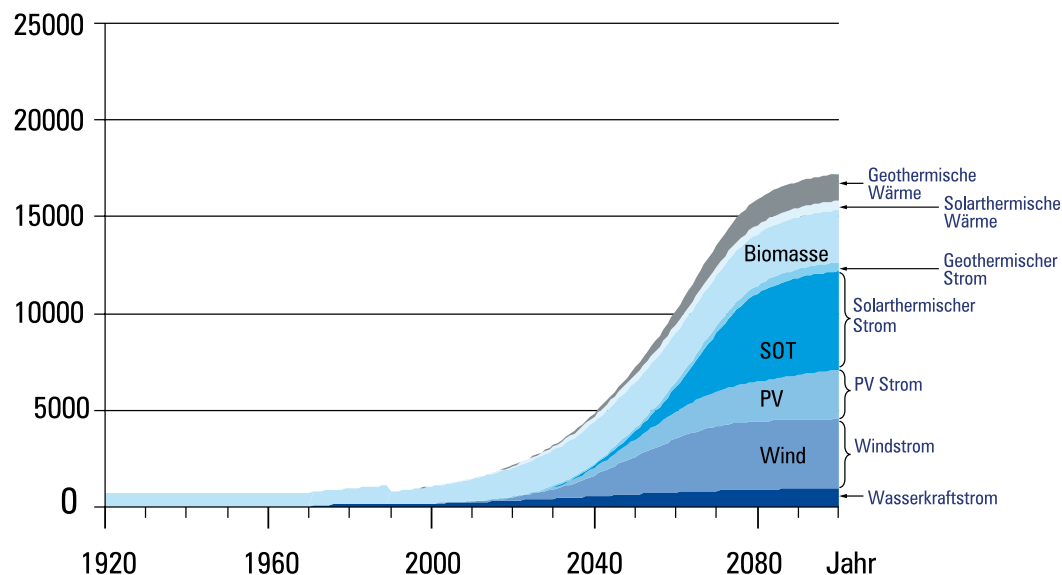
In China wird die erneuerbare Stromerzeugungskapazität bis 2020 etwa 60 GW erreichen, davon vermutlich die Hälfte durch Windenergie.

Die gelbe Kurve zeigt die Annahmen des LBST-AWE0 2005 Szenarios.

Das Szenario „Windstärke 10“ von Greenpeace beschreibt den notwendigen Ausbau der Windkraft, wenn im Jahr 2020 etwa 10% des prognostizierten Stromverbrauchs durch Windenergie gedeckt werden sollen.

Das dänische Consulting-Unternehmen BTM prognostiziert für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von 120 Gigawatt.

Mtoe [Millionen Tonnen Erdöl Äquivalent]



Datenquelle: LBST Alternative World Energy Outlook 2005

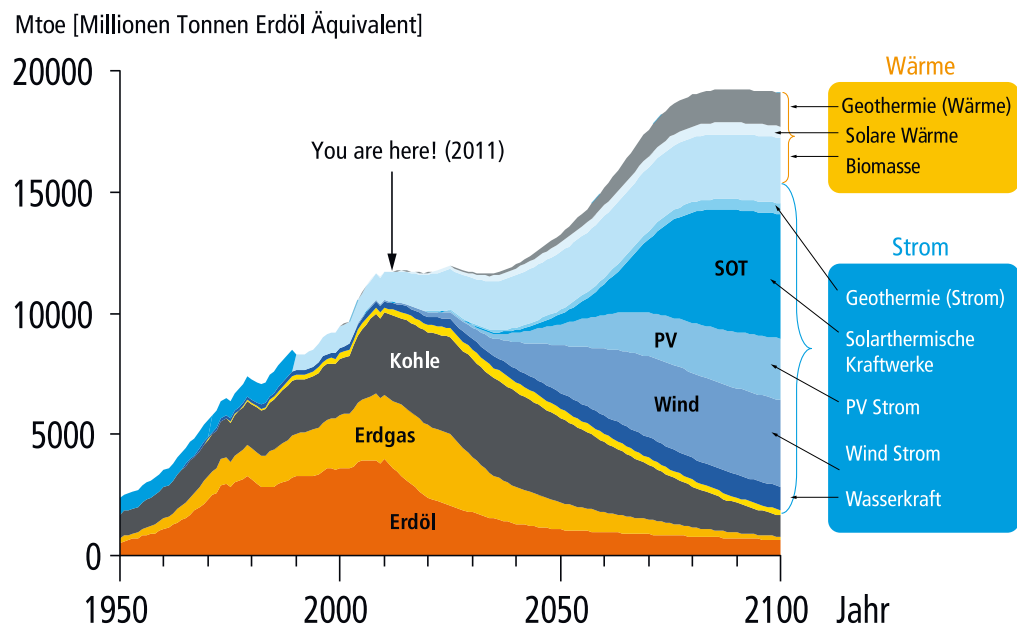
Fast jede erneuerbare Energiequelle hat das Potenzial, den gegenwärtigen Weltstrombedarf von etwa 18.000 TWh/a (entsprechend 1550 Mtoe im obigen Bild) abdecken zu können.

Solarstrom (entweder aus Photovoltaik oder aus solarthermischen Kraftwerken – SOT) hat bei weitem das größte Potenzial. Es übertrifft den Weltstrombedarf um den Faktor zehn.

Das Stromerzeugungspotenzial der Biomasse ist aufgrund des Wettbewerbs hinsichtlich Landnutzung und anderer Biomasseverwendungen sehr ungewiss.

Seit 1990 ist die erneuerbare Stromproduktion um 40 % angestiegen, wobei der überwiegende Teil dieses Wachstums aus Wasserkraft und Biomasse resultiert. Andere Erneuerbare befinden sich absolut betrachtet noch auf einem sehr niedrigen Niveau, wohingegen ihr Potenzial sehr groß ist, wie auch ihre Wachstumsraten während des vergangenen Jahrzehnts. Gegenwärtig hat die erneuerbare Stromproduktion einen Anteil von 18 % an der gesamten Stromerzeugung von ca. 18.000 TWh.

Der erneuerbare Anteil an der Primär-Energiebereitstellung liegt heute bei etwa 15-16%.



Datenquelle: LBST Alternative World Energy Outlook 2011

Die meisten Weltenergieszenarien für die nächsten 20 bis 50 Jahre sind auf drei Prämissen aufgebaut:

- (1) Basierend auf dem Bevölkerungswachstum und der Wirtschaftsentwicklung wird für den Bedarf ein Anstieg prognostiziert.
- (2) Fossile Energien reichen aus, um diesen Bedarfsanstieg abzudecken.
- (3) Wachstumsraten für erneuerbare Energien sind wegen der im Vergleich zu fossilen Energien höheren Kosten sehr niedrig.

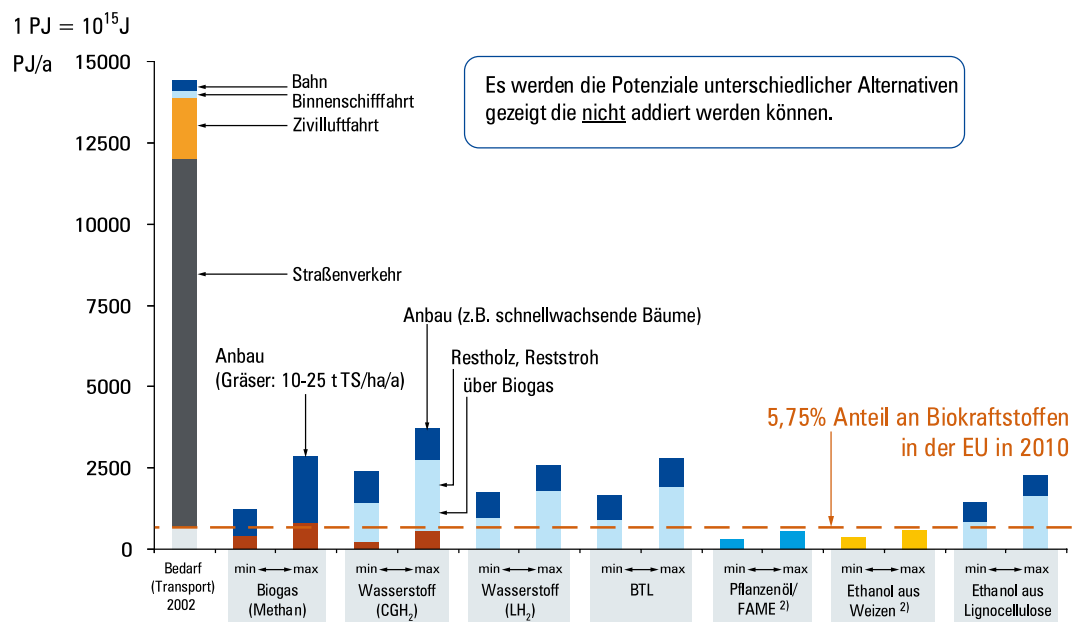
Diese Ansätze übersehen wesentliche Aspekte:

- (1) Die Klimaänderung beschleunigt sich. Damit steigt der Druck, zu Brennstoffen mit niedrigen Emissionen zu wechseln.
- (2) Fossile Brennstoffe sind begrenzt: Das Produktionsmaximum des konventionellen Erdöls war im Jahre 2006, das von Erdgas folgt in ein bis zwei Jahrzehnten, und die Kohleressourcen reichen nicht, die Lücke zu füllen.
- (3) Kernenergie leistet im globalen Kontext keinen nennenswerten Beitrag.
- (4) Im Gegensatz dazu haben erneuerbare Energietechnologien ein großes und dauerhaftes Potenzial. Die Markteinführung braucht Zeit, schreitet aber voran, begleitet von kontinuierlichen technischen und wirtschaftlichen Fortschritten.

Das im Bild dargestellte Szenario berücksichtigt diese Aspekte. Die Verfügbarkeit von Öl und Gas wird jedoch vermutlich schneller zurückgehen als erneuerbare Energien zugebaut werden können. Daher ist es wahrscheinlich, dass das gesamte Energieangebot in den kommenden Jahrzehnten zunächst abnehmen wird.

Wasserstoff als Kraftstoff. Bisher wurden die Möglichkeiten der künftigen Bereitstellung von Primärenergie betrachtet. Dies ist die Grundlage. Im Folgenden werden die Möglichkeiten der Wasserstoffbereitstellung diskutiert. Hier geht es vor allem darum, welche Energiekette die geringsten Umwandlungsverluste und das größte Bereitstellungspotential hat. Daneben wird aber die Beachtung von Nutzungskonkurrenzen entscheidend. Die Gesellschaft wird entscheiden müssen, wie viel von dem begrenzten Energieangebot sie für die jeweiligen Endanwendungen zulassen will.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen der heutigen und künftigen Energieversorgungsstrukturen ist zu beachten. Heute werden Kraftstoffe mit geringen Verlusten aus der Primärenergie erzeugt, wohingegen Strom mit hohen Umwandlungsverlusten von 50-70% erzeugt wird. Langfristig wird sich das Verhältnis umdrehen: Strom aus Erneuerbarer Energie wird den Status einer Primärenergie erlangen, die mit geringen Verlusten erzeugt wird, hohe Verluste werden dagegen bei der Erzeugung von Kraftstoffen in Kauf genommen werden müssen.



Datenquelle

1) IEA-Statistik 2001-2002

2) Brutto (ohne Energieaufwand für die Kraftstoffbereitstellung, z. B. der Einsatz externer Energie für die Ethanolanlage)

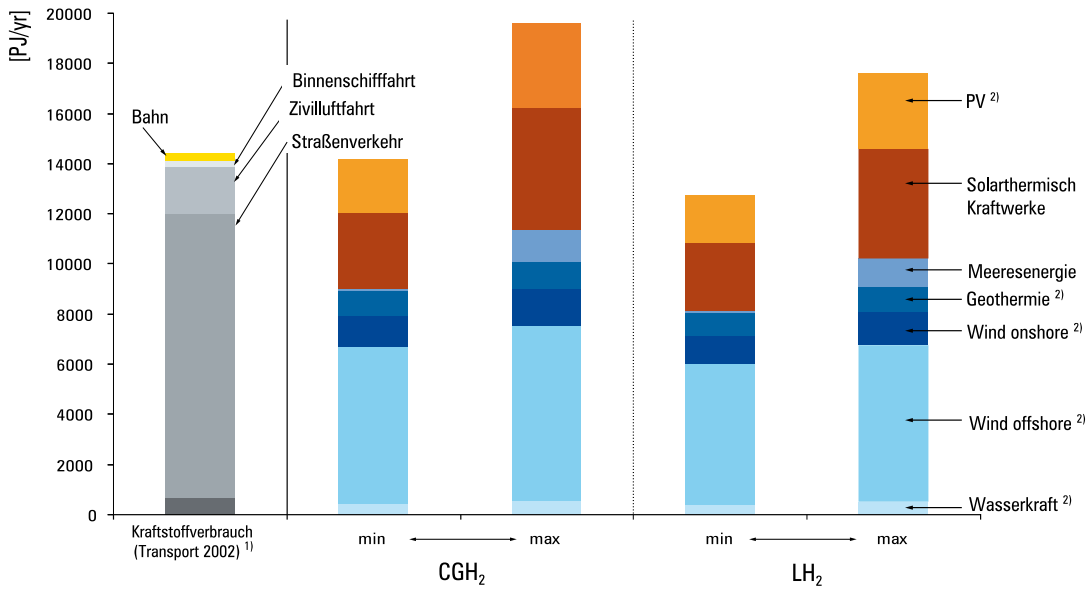
Das Bild zeigt den möglichen Beitrag biogener Kraftstoffe zur Deckung des europäischen Kraftstoffbedarfs. Die dargestellten Potenziale berücksichtigen nicht die Nutzungskonkurrenz der Biomasse für die stationäre Nutzung

Der Energiebedarf für den Transportsektor in der EU-25 lag im Jahr 2002 bei etwas über 14.000 PJ/a, davon rund 12.000 PJ/a für den Straßenverkehr.

Die für die EU-25 als belastbar anzunehmenden Biomassepotenziale erlauben je nach der Art des erzeugten Kraftstoffs (Pflanzenölester, Ethanol, BTL, Biogas oder Wasserstoff) günstigstenfalls eine Deckung des Kraftstoffbedarfs des Straßenverkehrs zwischen 5% (RME), 25% (Biogas, BTL, Ethanol aus Lignocellulose) und fast 30% (Druckwasserstoff).

Dies zeigt, dass auch die Biokraftstoffe der sogenannten „2. Generation“ langfristig nicht in der Lage sein werden, große Mengen fossiler Kraftstoffe zu ersetzen. Soll ein vergleichbarer Mobilitätsgrad insbesondere im Individualverkehr in gewohnter Weise aufrechterhalten werden, müssen Fahrzeugkraftstoffe aus mehr Quellen als nur aus Biomasse erzeugt werden können. Hier bietet sich Wasserstoff mit seiner Primärenergieflexibilität in geradezu idealer Weise an. Insbesondere für all jene Fälle, in welchen die Mobilität nicht mit Strom direkt oder indirekt (Batterie) gesichert werden kann.

Beim langfristigen Ersatz von Erdöl bleiben also zwischen 70% und 95% aus anderen Quellen zu decken oder sind einzusparen.



Datenquelle

1) IEA-Statistik, 2001-2002

2) noch erschließbar in der EU

Das Bild zeigt den möglichen Beitrag von aus erneuerbarem Strom erzeugten Kraftstoffen zur Deckung des europäischen Kraftstoffbedarfs.

Im Gegensatz zu den verfügbaren Biomassepotenzialen in der EU-25 sind die erneuerbaren Strompotenziale zur Herstellung von Kraftstoffen wesentlich größer. Gezeigt ist die Herstellung von Druckwasserstoff und Flüssigwasserstoff.

Sowohl der Kraftstoffbedarf des gesamten Straßenverkehrs wie auch der Bedarf der anderen Transportarten könnte bereits im konservativen Szenario voll abgedeckt werden. Im optimistischen Szenario wird der Bedarf sogar deutlich (+40%) übererfüllt.

Einschränkend ist zu bemerken, dass für erneuerbaren Strom die Nutzungskonkurrenz zu den stationären Anwendungen besteht. Es ist daher nicht klar, wie die Aufteilung letztlich aussehen wird.

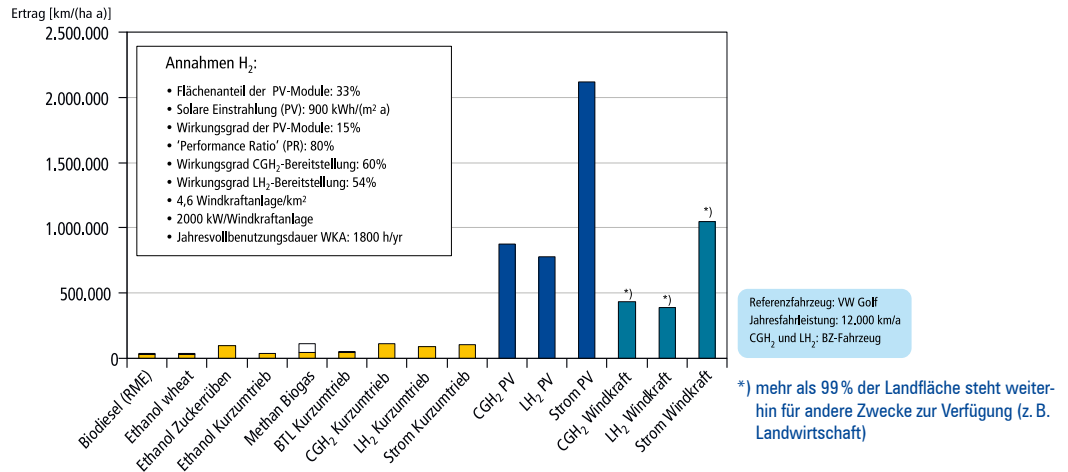
In jedem Fall wird die Bedeutung von Wasserstoff als Kraftstoff deutlich. Wasserstoff wird dominieren, solange nur erneuerbare Energiequellen in Betracht kommen. Deren bei weitem größten Potenziale führen zu elektrischer Energie. Energie, die gespeichert als Wasserstoff, im Fahrzeugsektor große Verbreitung finden könnte.

Die mögliche Rolle alternativer Kraftstoffe aus fossilen Quellen bleibt zu untersuchen. Erdgas als Kraftstoff wird vermutlich keine bedeutende Rolle erlangen. Es bleiben die CTL (Coal-to-Liquids) oder der aus Kohle mit CCS erzeugte Wasserstoff als Fahrzeugkraftstoffe.

Auf dem Weg zu einer energetisch optimierten Welt wäre es sinnvoll, erneuerbare Energien zur Stromerzeugung und fossile Energien direkt zur Kraftstofferzeugung einzusetzen. Die Verluste bei der Verstromung fossiler Energieträger sind höher. Das aber würde bedingen, dass Kohlekraftwerke abgeschaltet werden und die Kohle zur Kraftstofferzeugung verwendet wird.

Regenerative Potenziale für Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien

Ertrag je Hektar und Jahr für unterschiedliche Kraftstoffe im Transportsektor



Das Bild zeigt einen Vergleich der spezifischen energetischen Flächenenerträge von biogenen Kraftstoffen mit Wasserstoff, der aus Wind- bzw. Photovoltaik-Strom erzeugt wird.

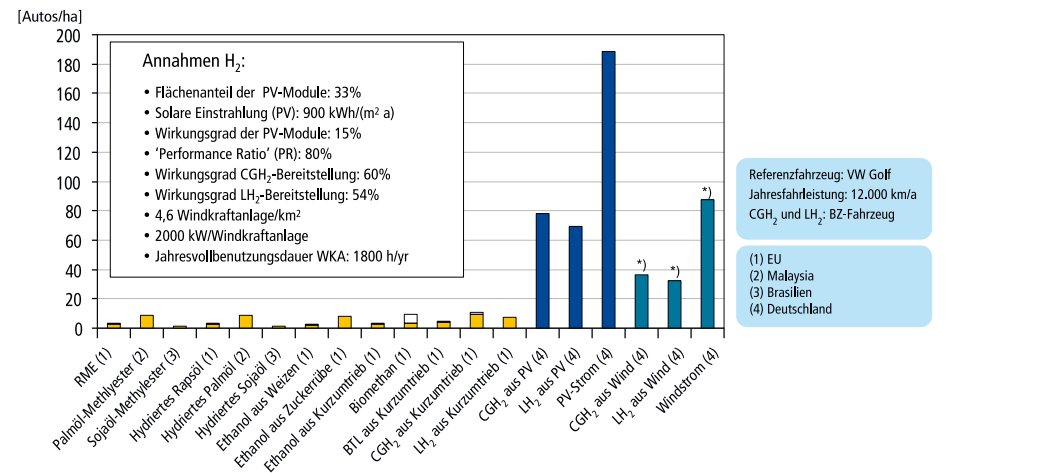
Selbst im ungünstigsten Fall schneidet Wasserstoff aus Windkraft mindestens so gut ab wie Biogas (und deutlich besser als alle anderen biogenen Kraftstoffe).

Wasserstoff aus Photovoltaik übertrifft in seiner flächenbezogenen Effizienz alle Konkurrenten um mehr als den Faktor 3 (H₂ aus Wind bzw. Biogas) bzw. um den Faktor 6-7 (alle anderen Biokraftstoffe).

Die Technologie „onshore Wind“ und begrenzt auch Photovoltaik haben den Vorteil, dass die Fläche auch noch für den Anbau von Biomasse genutzt werden kann.

Anzahl an PKWs (hybrid), die je Hektar versorgt werden können

Jährliche PKW-Laufleistung: 12.000 km



Das Bild zeigt, wie viele Fahrzeuge pro Hektar abhängig von Kraftstoff, Erzeugungspfad und Antriebstechnologie mit Kraftstoff versorgt werden können.

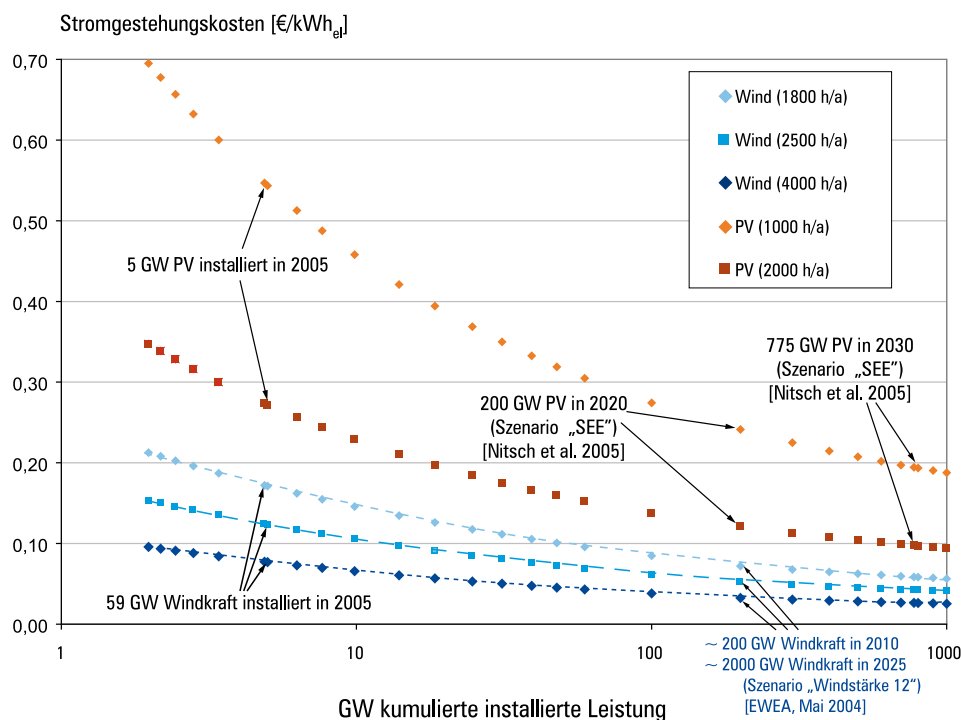
Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen ist die effizienteste Alternative:

- Biogener Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen ist so gut wie Biogas in Hybridfahrzeugen mit Verbrennungsmotor.
- Wasserstoff aus Windkraft in Brennstoffzellenfahrzeugen bringt mindestens 1,5 mal so viel Ertrag pro Hektar.

- Wasserstoff aus Photovoltaik ist sogar 6-7 mal effizienter je Hektar als die biogenen Pfade.

Angesichts der zuvor dargestellten Potenziale für biogene und aus Elektrizität gewonnene Kraftstoffe werden die mittel- und langfristigen Vorteile und Chancen von Wasserstoff offensichtlich.

Diese Aussage bleibt trotz der etwa 2,3 fach höheren Stromenergieeffizienz des Batteriefahrzeugs bei Fahrzeugen mittlerer und großer Reichweite, für Vielfahrer und für schwere Fahrzeuge richtig.



Datenquelle: EWEA, Mai 2004

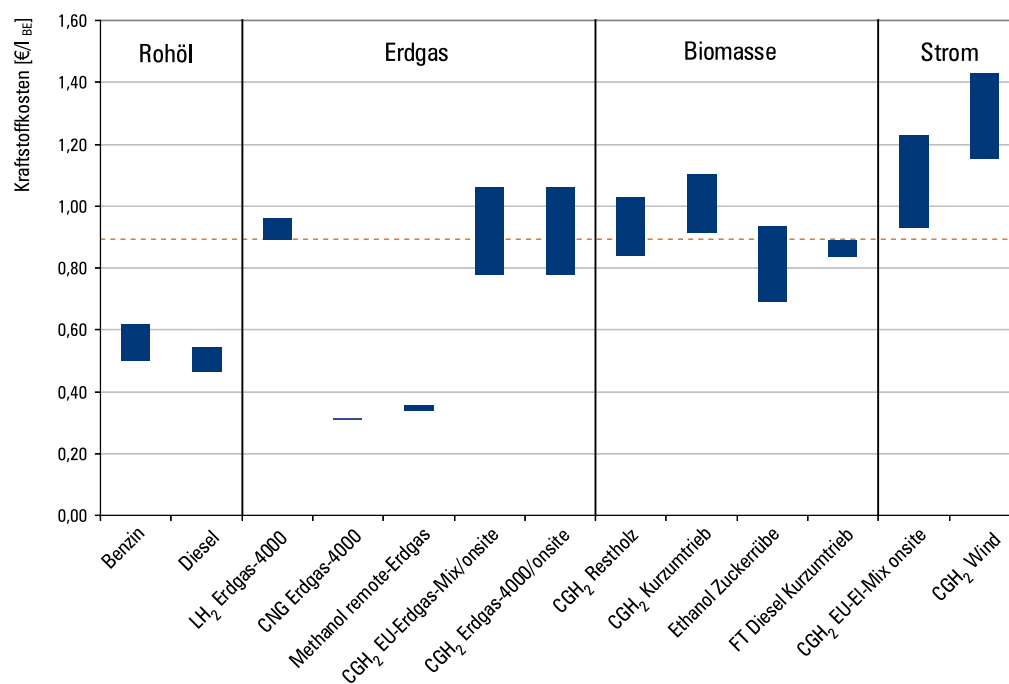
Das Bild zeigt den Verlauf der Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in der Vergangenheit und die zu erwartenden Kostendegressionspotenziale in der Zukunft.

Die Stromerzeugungskosten in €/kWh_{el} sind in Abhängigkeit der kumulierten installierten Leistung in GW_{el} für die Photovoltaik und die Windkraft dargestellt.

Insbesondere für die noch am Beginn der breiten Kommerzialisierung stehende Photovoltaik (PV) werden große Kostenreduktionen erwartet. Bereits in der Vergangenheit konnte eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten beobachtet werden. Im Bild ist der Verlauf der Stromgestehungskosten für verschiedene Standortqualitäten dargestellt. 1000 kWh pro kW Spitzenleistung oder eine Jahresvollbenutzungsdauer von 1000 h/a wird z. B. in Bayern erreicht. Eine Jahresvollbenutzungsdauer von 2000 h/a wird in Nordafrika erreicht. Heute sind mehr als 5 GW installiert. In einer vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) erstellten Studie wird für das Jahr 2020 im Szenario „Solar Energy Economy (SEE)“ eine installierte Leistung von etwa 200 GW erwartet.

Bei der Windkraft ist ebenfalls eine weitere Kostenreduktion zu erwarten.

Im Bild ist der Verlauf der Stromgestehungskosten für verschiedene Standortqualitäten dargestellt. Ende 2005 waren mehr als 59 GW_{el} installiert. In einer vom Europäischen Windenergieverband (EWEA) und Greenpeace erstellten Studie („Windstärke 12“) wurde für das Jahr 2010 eine installierte Leistung von etwa 200 GW erwartet. Diese ist 2010 knapp erreicht worden. Für 2025 werden zwischen 1.500 und 2.000 GW erwartet.



Rohöl-basiertes Benzin und Diesel: Preis frei Tankstelle ohne Steuern im Juni 2006

Das Bild zeigt die Kraftstoffgestehungskosten frei Tankstelle der Referenzkraftstoffe Benzin und Diesel sowie von Erdgas (und aus Erdgas hergestellter Kraftstoffe) und der verschiedenen erneuerbar produzierten Kraftstoffe (jeweils ohne Steuern).

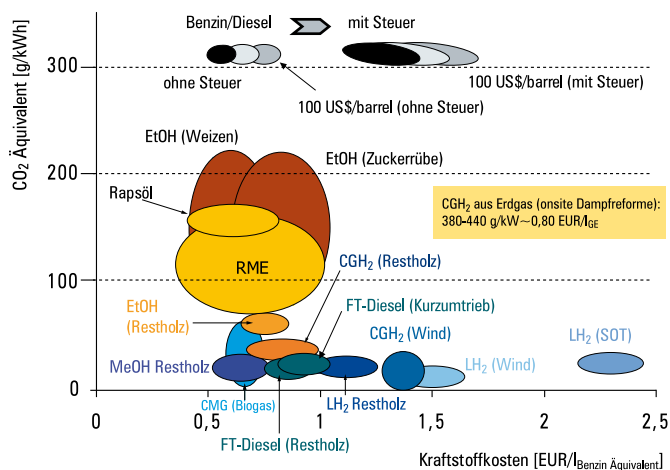
Erdgas kann etwa für die Hälfte bis 2/3 der Kosten von Benzin und Diesel bereitgestellt werden. Alle anderen alternativen Kraftstoffe liegen bei nahezu den doppelten Erzeugungskosten. Druckwasserstoff aus Erdgas sowie aus Restholz wie auch Fischer-Tropsch-Diesel aus Kurzumtrieb liegen preislich auf vergleichbarem Niveau. Ethanol kann gleich oder etwas günstiger liegen, Druckwasserstoff aus Kurzumtrieb ist etwas teurer, Druckwasserstoff aus erneuerbarem Strom kostet bis zu 50% mehr.

Eine detaillierte Analyse der Kosten ergibt, dass z.B. die Erzeugung von Fischer-Tropsch-Diesel aus Kurzumtrieb relativ kostspielig ist, wohingegen Wasserstoff aus Kurzumtrieb frei Konversionsanlage deutlich preiswerter ist.

Wasserstoff verliert diesen Vorteil bis zur Tankstelle aufgrund der aufwändigeren Infrastruktur für Lagerung, Transport, Verteilung und Tankstelle.

Letztlich aussagefähiger sind jedoch die später dargestellten Kosten Quelle-bis-Rad.

Kraftstoffkosten und Treibhausgasemissionen – Bereitstellung und Nutzung

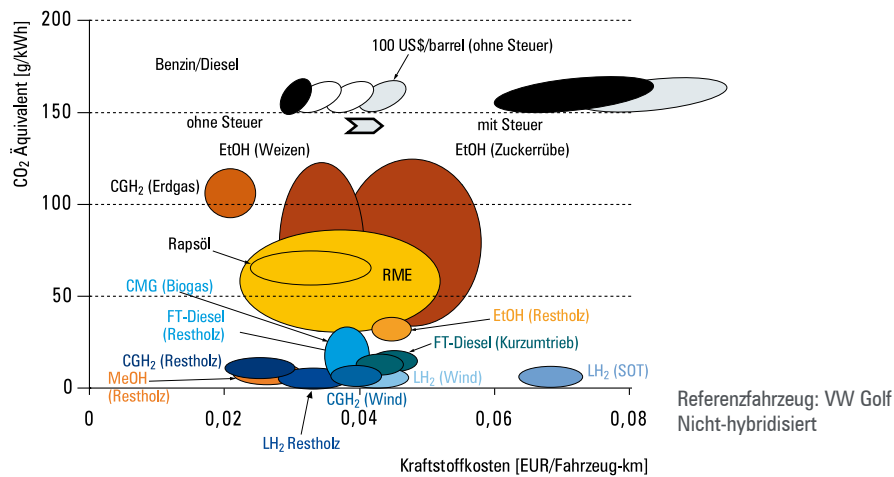


In diesem Bild sind die Kraftstoffkosten frei Tankstelle den Treibhausgasemissionen der Kraftstoffe gegenüber gestellt.

Biogene Kraftstoffe der ersten Generation (RME, Ethanol) weisen einen hohen Streubereich bei den Emissionen auf und liegen teilweise nur wenig unter den Referenzkraftstoffen.

Biogene Kraftstoffe der zweiten Generation (BTL, Methanol und Ethanol aus Lignozellulose) sowie Wasserstoff aus erneuerbarem Strom bringen deutliche Emissionsminderungen.

Kraftstoffkosten und Treibhausgasemissionen „Quelle-bis-Rad“



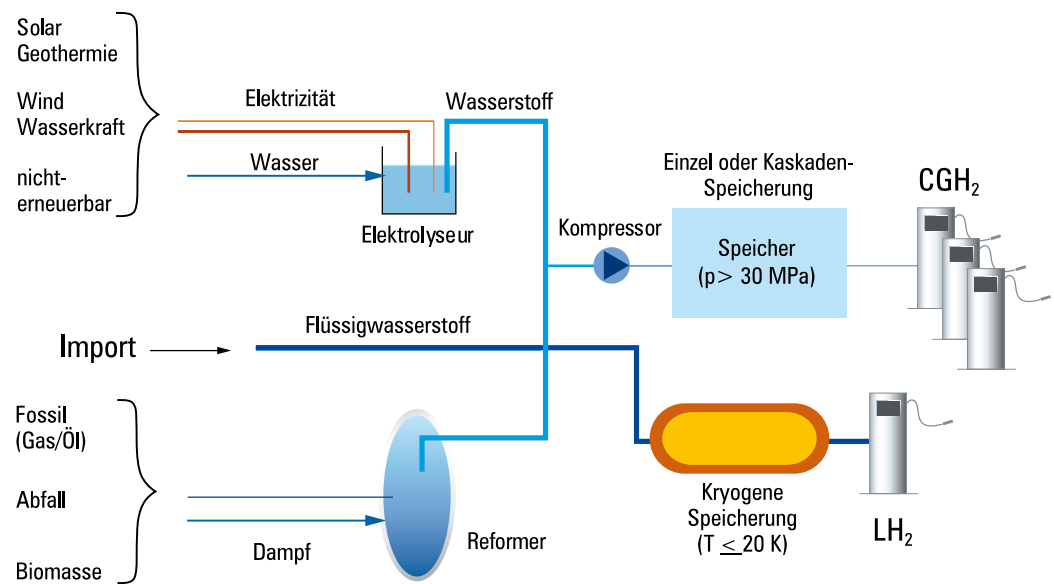
Vergleicht man die Kosten der verschiedenen Kraftstoffe „Quelle-bis-Rad“, so ergibt sich ein anderes Bild, wenn man den effizienten Brennstoffzellenantrieb für die Fahrzeuge mit Wasserstoff einbezieht.

Es ergeben sich Kosten für den gefahrenen Fahrzeug-km, die für fast alle erneuerbaren Wasserstoffpfade knapp unter bis zu max. 50% über den Kosten von konventionellem Benzin und Diesel liegen.

Druckwasserstoff aus Erdgas kann bis zu 40% geringere spezifische Kraftstoffkosten ermöglichen als konventionelles Benzin oder Diesel.

Die Treibhausgasemissionen von aus Erdgas gewonnenem und im Brennstoffzellen-Auto verfahrenem Wasserstoff liegen um bis zu 50% unter denen von Benzin und Diesel. Die Treibhausgasemissionen von Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen liegen bei einem Siebtel oder weniger.

Wasserstoff kann mittel- bis langfristig den Betrieb der Fahrzeuge zu vergleichbaren Kosten ermöglichen bei „Null“ lokalen Emissionen und drastisch reduzierten (bis keinen) Treibhausgasemissionen.



Datenquelle: LBST 2003

Im Rahmen des EU-geförderten Projektes HyWays wurde eine europäische Wasserstoff-Energie-Roadmap bis 2050 entwickelt. 10 Länder trugen dazu nationale Sichtweisen bei, aus welchen Quellen der Wasserstoff zu welchem Zeithorizont erzeugt werden soll. Diese 10 Sichtweisen wurden zu einer repräsentativen Roadmap für Europa zusammengefasst. Sowohl stationäre als auch mobile Wasserstoffanwendungen wurden betrachtet, wobei der Schwerpunkt auf dem vielversprechenden Wasserstoffeinsatz im Straßenverkehr lag.

Die treibenden Kräfte für diese Aktion waren die Klimagasreduktion, Energieversorgungssicherheit und internationale Wettbewerbsfähigkeit.

Nachfolgend werden die Einschätzungen der mit „HyWays“ assoziierten deutschen Partner aus Industrie, Politik und Wissenschaft wiedergegeben. Es sind dies insbesondere die Ergebnisse der Diskussion um die für Deutschland ausgewählten Wasserstoffbereitstellungspfade:

- Übergangsphase nach 2010: Signifikanter Beitrag durch chemischen Nebenprodukt-Wasserstoff. Zusätzliche Erzeugung durch onsite Dampfreformierung aus Erdgas sowie mit Elektrolyse. Verbrauchszentren in dicht besiedelten Gebieten entwickeln sich, und für Wasserstofftransport werden Flüssig- und Druckgas-Lastwagentransport eine wichtige Rolle spielen.
- Nach 2020 wird der steigende Bedarf die verschiedenen Möglichkeiten für eine lokale und zentrale H₂-Erzeugung erweitern. Eine weitere wichtiger werdende Option wird die elektrolytische Erzeugung aus erneuerbaren Energien und aus dem Netz darstellen. Abhängig von den H₂-Durchdringungsraten und der Machbarkeit von CO₂-Extraktion und Speicherung (CCS) können Erdgas und Kohle in zentralen Anlagen zur Erzeugung größerer Mengen CO₂-neutralen Wasserstoffs beitragen. Zu diesem Zeitpunkt wird der Pipelinetransport eine wichtige Rolle zu spielen beginnen. Insbesondere in ländlichen Gebieten wird die dezentrale Erzeugung mittels Dampfreformer oder Elektrolyse wichtig sein.

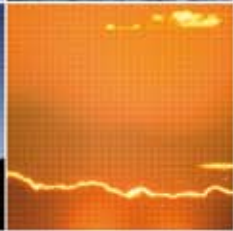
- Nach 2030 wird der Wasserstoff als Fahrzeugkraftstoff einen wesentlichen Beitrag leisten und eine achtbare Rolle in stationären Anwendungen spielen. Sofern sich die Abscheidung von Kohlendioxid in industriellem Maßstab etabliert hat, kann die zentrale Wasserstoffherzeugung aus fossilen Energien über Dampfreformierung (Erdgas oder Kohlevergasung) die Erzeugung in Deutschland dominieren – abhängig von der langfristigen Preisentwicklung dieser Energieträger.
- Obwohl der Wettbewerb in den verschiedenen Anwendungsbereichen (Verkehr, Strom, Wärme) wachsen wird, wird der Anteil von erneuerbarem Wasserstoff steigen. Der wesentlichste erneuerbare Bereitstellungspfad wird die Windenergie sein (on- und offshore). Diese wird über das Stromnetz bereitgestellt und dezentral oder zentral mittels Elektrolyse umgewandelt. Ergänzt wird dieses Angebot um

Wasserstoff aus Biomassevergasung. Weitere erneuerbare Energiequellen (Geothermie) können den wachsenden Wasserstoffbedarf abzudecken helfen. Der Wasserstoffimport (z. B. aus Norwegen durch ein europäisches Pipelinenetzwerk) kann eine Option werden. Der Wasserstofftransport wird in Pipelines oder Flüssigwasserstofftrailern erfolgen, abhängig vom Bedarf und dem Ort der Endanwendung.

Insbesondere ein Vergleich unterschiedlicher Bereitstellungspfade in Kombination mit verschiedenen Antriebstechniken – in einem „Well-to-Wheel“-Ansatz – zeigt die Potenziale erneuerbarer Konzepte im Vergleich zu verbesserten konventionellen Ansätzen hinsichtlich Energieeinsatz, Klimagasemissionen und Kosten.

Abkürzungen

API	Maß für die Viskosität von Erdöl
ASPO	Association for the Study of Peak Oil
AWE0	Alternative World Energy Outlook (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik)
Barrel	1 Barrel Öl = 159 Liter (kb = Kilobarrel, Mb = Millionen Barrel, Gb = Milliarden Barrel)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BTL	Biomass to Liquids (Flüssigkraftstoff aus Biomasse)
BTM	Biotrockenmasse
CTL	Coal to Liquid (Flüssigkraftstoff aus Kohle)
CCS	Carbon Capture Sequestration (CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
CGH₂	Komprimierter Wasserstoff
EUR	Estimated Ultimate Recovery (geschätztes Gesamtpotenzial einer Ressource)
EWWA	Europäisches Weltwirtschaftsarchiv
GW	Gigawatt (1 GW = 1000 Megawatt = 10 ⁹ Watt)
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk (Gas- und Dampfturbine in Kombination)
IAEA	International Atomic Energy Agency (Internationale Atomenergieagentur)
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IHS	Industriedatenbank
LH₂	Flüssigwasserstoff
Nm³	Norm-Kubikmeter
Mtoe	Millionen Tonnen Erdöläquivalent (1 toe = 11630 kWh)
Peak Oil	Höhepunkt der weltweiten Ölförderung
PV	Fotovoltaik
RME	Raps-Methyl-Ester (Biodiesel)
SOT	Solarthermische Energie
SEE	Solar Energy Economy (Solarwirtschaft)
Tcf	Trillion cubic feet (Billionen Kubikfuß)
WEO	World Energy Outlook (Energiebericht der IEA)



Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband e.V.
German Hydrogen and Fuel Cell Association

Tietzenweg 85/87
12203 Berlin
Germany

Telefon (030) 398 209 946-0
Fax (030) 398 209 946-9

E-Mail h2@dww-info.de
Internet www.dww-info.de