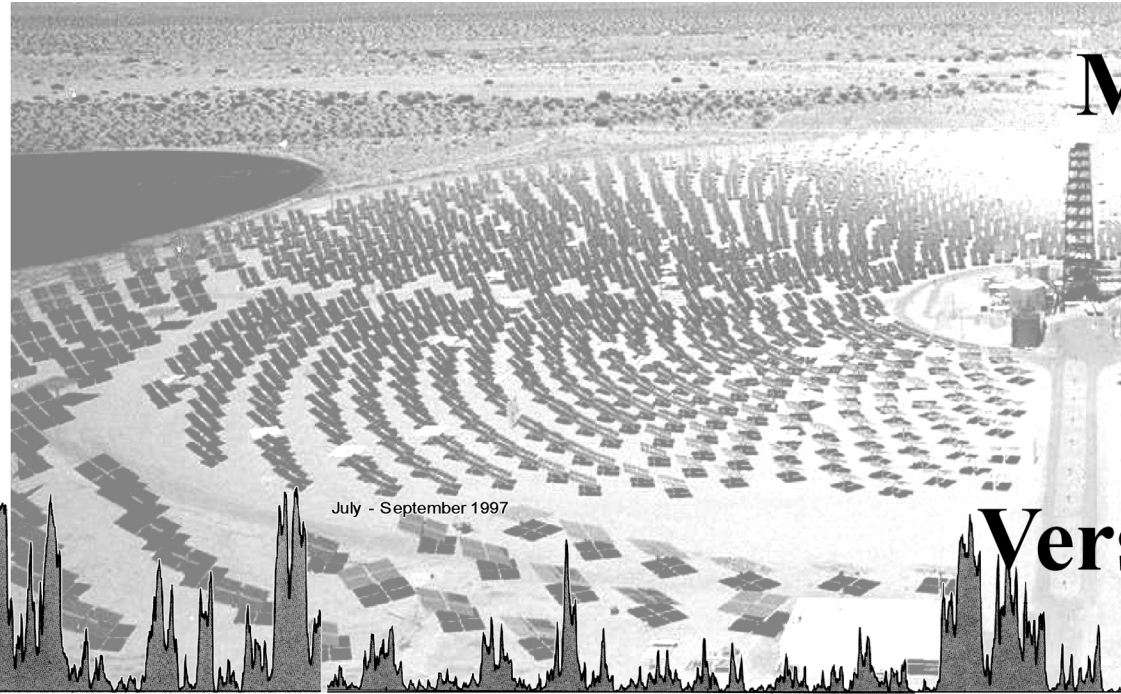
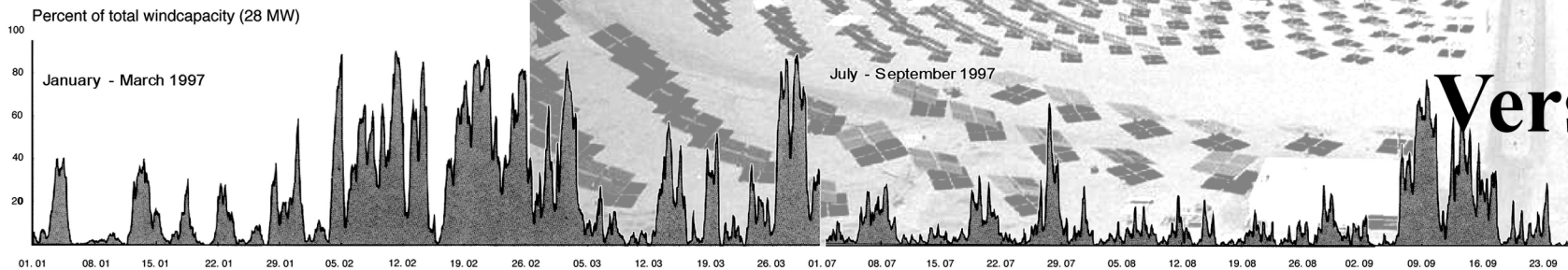


Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie



Moderne Wege der Energie Versorgung



11 Vorträge der Leipziger Tagung (2002)

Herausgeber: W. Blum

Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie

**MODERNE
WEGE
der
ENERGIE
VERSORGUNG**

11 Vorträge der Leipziger Tagung

Herausgeber: W. Blum

DPG Deutsche Physikalische Gesellschaft e. V.
Hauptstrasse 5, D- 53604 Bad Honnef
Weitere Exemplare können bezogen werden von
< Walter.Blum@ cern. ch>
oder über die Geschäftsstelle der DPG
< dpg@ dpg- physik. de>

INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	3	Andreas Hauer	
Gerd Eisenbeiß, Michael Geyer		Thermochemischer Speicher mit Zeolith zum Heizen und Kühlen	109
Solarenergie aus dem Sonnengürtel	5	Jürgen. U. Keller, M. U. Göbel, R. Staudt	
Hermann-Josef Wagner		Das Wirbelrohr:	
Windenergie – Stand, Tendenzen und Analysen	21	Bemerkungen zu den Grundlagen und neuen energietechnischen Anwendungen	125
Ernst Welfonder, M. Kurth, H.-B. Tillmann		Sven Bode	
Duale elektrische Energieversorgung bei zunehmender Windkrafteinpeisung		Marktwirtschaftliche Instrumente im Klimaschutz –	
Dual Electric power supply with increasing wind power generation	37	Aktivitäten und Erfahrungen in Unternehmen und auf Staatenebene	165
Werner Brinker		Manfred Treber	
Dezentrale Stromerzeugung und ihre Auswirkung auf die Netzsysteme	57	Chancen und Risiken der Implementierung des Kyoto-Protokolls –	
Christian P. Beckervordersandforth		Internationaler Klimaschutz nach dem Klimagipfel von Marrakesch	181
Rolle des Erdgases in einer nachhaltigen Energiewirtschaft – Brücke zum Wasserstoff	77	Franz Trieb, Joachim Nitsch, Lars-Arvid Brischke	
Viktor Scherer		Szenario zur nachhaltigen Stromversorgung Deutschlands bis 2050	205
Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke:		Anschriften der Vortragenden und des Herausgebers	221
Bausteine einer effizienten Stromversorgung	93		

VORWORT

Auf den Tagungen der Deutschen Physikalischen Gesellschaft tritt auch der Arbeitskreis Energie mit einer eigenen Vortragsreihe in Erscheinung. Der vorliegende Band umfasst 11 Hauptvorträge der Frühjahrstagung 2002 in Leipzig.

Die diesmal vertretenen Themenkreise betreffen einmal die mit der Herkunft und Umwandlung von Energie im Großmaßstab zusammenhängenden Themen, sodann gewisse technische Einzelfragen, die bei der effizienten Nutzung der Energie eine Rolle spielen können, und schließlich politisch-wirtschaftliche Themen im Zusammenhang des Klimaschutzes, wozu auch der Bericht über ein Langfristszenario der Stromversorgung Deutschlands gehört.

Der Arbeitskreis Energie und die Deutsche Physikalische Gesellschaft vertreten die Ansicht, dass zur Bewältigung der Energiefragen der Zukunft das Klimaproblem ernst genommen werden muss und dass die jährliche Abgabe von CO₂ in die Atmosphäre energisch einzuschränken ist¹. Die Verbrennung von Kohlenstoff muss stark zurückgedrängt werden. Von den anderen Energiequellen darf keine vernünftige Alternative von vorn herein ausgeschlossen werden – Windenergie, Solthermie, Photovoltaik, Wasserkraft, Bio- und Geothermie, Kern-Spaltungs- und -Fusionsenergie, ebenso wie die Effizienzsteigerungen und Bedarfsminderungen der herkömmlichen Energietechniken – sie alle kommen als Ressourcen in Frage und werden im Arbeitskreis diskutiert und verglichen, nicht nur unter physikalisch-technischen sondern auch unter ökonomischen und politischen Gesichtspunkten.

In dem vorliegenden Band werden einzelne dieser Ressourcen behandelt. Es kommt diesmal auch ein besonderer Aspekt der Wind- und Sonnenressourcen zur Rede, der von erheblicher technischer und wirtschaftlicher Bedeutung ist, nämlich die fluktuierende Natur dieser Ressourcen. In dem Vortrag von Welfonder et al. wird die Stromerzeugung und -verteilung im ostdeutschen Übertragungsnetz studiert, und es werden Randbedingungen eines ‚dualen‘ Kraftwerkseinsatzes (konventionell plus Wind) angegeben. Im Vortrag von Brinker werden praktische Wege aufgezeigt, wie fluktuierende und dezentrale Stromerzeugung in das bestehende Versorgungssystem integriert werden können. Auch der Überblicksartikel von H.-J. Wagner über die Windenergie (die inzwischen 4% der deutschen Stromerzeugung ausmacht), spricht das Problem der Regelkapazität an. Die Fluktuationen der REG-Energien werden ebenfalls in dem Langfristszenario von Trieb et al. behandelt.

¹ Quantitative Angaben sind in dem Energiememorandum der DPG von 1995 zu finden (z.B. im Internet unter www.dpg-physik.de/fachgremien/ake/energiememorandum.html)

Wenn auch in jedem Tagungsband jeweils nur einzelne Teile des umfassenden Energieproblems behandelt werden, so stellen doch die Tagungsbände in ihrer Gesamtheit eine vielseitige und viel vollständigere Informationsquelle zum Energieproblem dar. Im Anhang sind die Vorträge der Jahre ... - ... verzeichnet.

Die eingeladenen Redner auf unseren Frühjahrstagungen sind hervorragende Vertreter ihres Faches und kommen meist von außerhalb der DPG. Für ihre Beiträge ist die DPG besonders dankbar.

Walter Blum (München und Genf)

SOLARENERGIE AUS DEM SONNENGÜRTEL

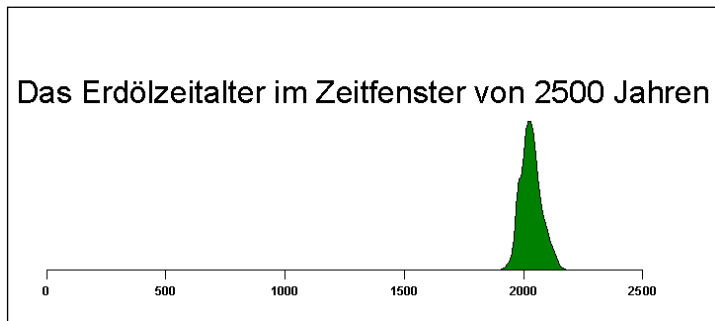
Gerd Eisenbeiß¹, Michael Geyer²

¹Forschungszentrum Jülich, ²IEA ,SolarPACES

1. Warum Solarenergie?

Zwei globale Engpässe bedrohen die Energieversorgung der noch immer wachsenden Menschheit. Im Vordergrund der Besorgnis steht heute für viele der Engpass der Entsorgung der Nutzungsrückstände des Energieverbrauchs, also insbesondere das CO₂ sowie andere Treibhausgase. Scheinbar in den Hintergrund getreten ist die Gefahr eines Versorgungsengpasses, offenbar weil die gute aktuelle Versorgungslage und die niedrigen Rohstoffpreise die Illusion nähren, dies bliebe auch so, wenn nicht 6,2 sondern 10 Mrd Menschen die Erde bevölkern und wenn diese Menschen einen materiellen Lebensstandard genießen wollen, der dem unseren zumindest näher kommt.

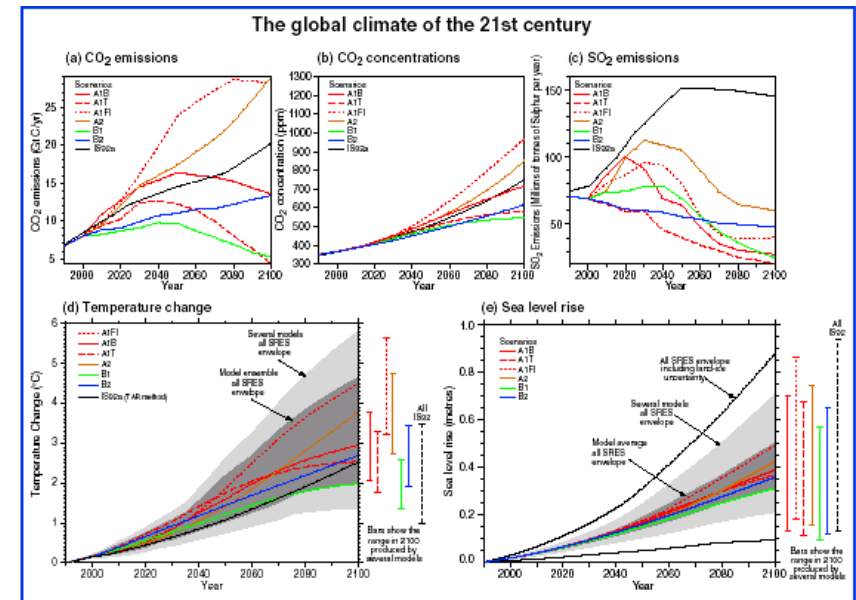
Wir wissen doch, wie wichtig Energie für ein Leben in Wohlstand und Sicherheit ist. Da mag man optimistisch sein und annehmen, dass die Energieeffizienz noch große Reserven bietet: wenn sich der mittlere Energieverbrauch der Menschheit in den nächsten Jahrzehnten pro Kopf auch nur verdoppelt und die Zahl der Menschen ebenfalls fast um den Faktor zwei zunimmt, reicht die Rechenkunst von Adam Riese, um zu begreifen, dass wir das Spektrum der nutzbaren Energiequellen wesentlich erweitern müssen, um Mengenprobleme und wahrscheinliche Verteilungskonflikte, möglicherweise auch Kriege zu vermeiden!



Diese Skizze zeigt qualitativ, dass trotz guter aktueller Versorgungslage die historische Sondersituation des Verbrauchs fossiler Energieträger nicht außer Acht gelassen werden darf: in etwa einem Jahrhundert verbraucht die Menschheit fast vollständig, was die Erde an brauchbaren Brennstoffen angesammelt hat. Zwar ist die Situation für unsere egoistische Gegenwart noch nicht bedrohlich; insbesondere Kohle ist reichlich vorhanden, aus vielen Weltregionen

beziehbar und daher relativ sicher verfügbar. Bei den vor allem für den Verkehr erforderlichen Kohlewasserstoffen sieht es allerdings weniger gut aus. Zunehmend sehen Analytiker Öl bereits am „midterm depletion point“, d.h. die Hälfte des zu wirtschaftlich erschwinglichen Kosten gewinnbaren Öls ist bereits verbraucht und die Förderung liegt zur Zeit gerade bei ihrem historischen Maximum. Die „jüngere“ Gasnutzung gibt uns mehr Zeit; das gälte aber nur, wenn nun nicht alle zu Erdgas übergängen und so den Gasverbrauch dramatisch beschleunigten – ein Prozess, der aber bereits beobachtbar begonnen hat.

Interessanterweise hat dieser Run ins Erdgas etwas mit der zweiten Engpassituation, nämlich bei der Entsorgung, zu tun. Denn der zunächst bequemste Weg, positiv auf die Gefährdung des Weltklimas zu reagieren, ist natürlich der fuel switch zum kohlenstoffarmen Methan. Das mag ja den Anstieg der Treibhausgase von heute jährlich 2,5% etwas dämpfen, schafft aber nur Zeitgewinn bis zur Etablierung akzeptabler CO₂-freier Energiequellen. Bei fairer Zurechnung sind daher die Entwicklungskosten der erneuerbaren Energien externe Kosten insbesondere des Erdgasverbrauchs – „fair“ ist hier gemeint im Sinne des nachhaltigen Intergenerationen-Ausgleichs.



Diese Abbildung zeigt, was das IPCC für mit hoher Wahrscheinlichkeit gesicherte Aussagen über die Zukunft unseres Klimasystems hält. Wollen wir das Risiko solcher Veränderungen nicht eingehen, deren Folgen ja nicht abschätzbar sind, so müssen wir die Entwicklung und

Verbreitung erneuerbarer Energien voran treiben. Dabei müssen wir sie mit allen Möglichkeiten moderner Wissenschaft so kostengünstig machen, dass den Menschen möglichst wenig Verzicht beim Umstieg von fossiler auf solare¹ Energieversorgung zugemutet werden muss. Denn freiwilliger Verzicht zugunsten des Klimaschutzes und künftigen Lebens ist kaum zu erwarten. Das zeigt ja schon das Ergebnis von Kyoto und seiner Nachfolgekongressen, bei dem man sich fragt, was mehr zu bestaunen ist: die Unzulänglichkeit der Absprachen oder die Tatsache, dass es überhaupt zu einem Ansatz gekommen ist, das Problem wenigstens anzugehen.

2. Warum im Sonnengürtel?

Im Sonnengürtel der Erde liegen eine Reihe von leider noch immer sehr armen Ländern mit schnell wachsender Bevölkerung. Vor etwa 10 Jahren hat sich das DLR die Entwicklung rund um das Mittelmeer intensiv angeschaut, um den ebenfalls rasch wachsenden Kraftwerksbedarf und das Potenzial von Solarkraftwerken zu eruieren. Im Ergebnis gibt der Neubaubedarf Spielraum für viele GW an solaren Kraftwerken, wenn diese zu attraktiven Bedingungen gebaut werden können.

Natürlich sind die Regionen des (semi-)ariden Sonnengürtels klimatisch besonders geeignet, Solarenergie zu ernten, da dort um die 2000 kWh pro m² und Jahr (teilweise bis 2600 kWh) solar zur Verfügung stehen anstelle von nur etwa 1000 kWh in Mitteleuropa. Da ein Gutteil der Kosten bei solarer Energiegewinnung flächenproportional anfällt, sollten sich die Kosten einer solaren kWh grob halbieren. Bei konzentrierenden Technologien, die der direkten Sonneneinstrahlung bedürfen, ist der Sonnengürtel sogar einzige Nutzungszone, da sowohl die gemäßigten wie auch die (sub-)tropischen Zonen zuviel Wolken und Dunst aufweisen. So ist es auch kein Zufall, dass der Süden Spaniens mit der Plataforma Solar de Almería der Geburtsort der konzentrierenden Solartechnologie war und dann Amerikaner und Israelis in Kalifornien eine erste Generation von solarthermischen Kraftwerken zum Laufen und ans Netz gebracht haben, von denen weiter unten noch die Rede sein wird.

Während Biomasse in den (semi-)ariden Gebieten kaum eine Rolle als Energiequelle spielt, ja eher wegen Brennholz mangels Armutskrisen verschärft, sind Windparks und dezentrale Photovoltaik-Anwendungen durchaus attraktiv und auf dem Vormarsch.

¹ „solar“ und „erneuerbar“ werden in diesem Text als Synonyme verwendet, obwohl manche erneuerbare Energie physikalisch nicht auf die Sonne zurück geführt werden können.

3. Grundproblem Kosten und Finanzierung

Kernfrage bei fast allen erneuerbaren Energien ist die Finanzierung der Mehrkosten gegenüber herkömmlichen Lösungen. Diese Mehrkosten sind insbesondere zu Beginn der Anwendungsphase neuer Technologien hoch, um dann in einer Lernkurve zu sinken. Der große Erfolg der Windenergie u.a. in Deutschland war nur möglich, weil für die Demonstrationsprojekte und die erste Breitereprobung von 250 MW Kapazität erhebliche Zuschüsse aus öffentlichen F+E-Haushalten geflossen sind. Obwohl durch diese Maßnahmen die Kosten von Windkraftwerken deutlich gesunken sind, reicht diese Kostenreduktion nicht für volle Wettbewerbsfähigkeit aus. Deshalb ist unverändert eine erhöhte Einspeisevergütung für Windstrom erforderlich, um den erfolgreichen Prozess fortzusetzen und eines Tages subventionsfrei bestehen zu können.

Ein solcher Kraftakt ist von den zumeist armen Staaten des Sonnengürtels nicht zu erwarten. Deshalb braucht die Lernkurve für nur dort einsetzbare Technologien internationale Finanzierungsinstrumente, wie sie die Weltbank, bzw. die Global Environmental Facility (GEF) bereitstellen. Interessant werden auch die Instrumente des Kyoto-Abkommens, etwa die Joint Implementation Projekte, für die sich solarthermische Kraftwerke gut eignen.

Der Erfolg der kalifornischen SEGS-Anlagen (Investition: gut 1.5 Milliarden \$) ist ebenfalls einer staatlichen Anschubfinanzierung – in diesem Falle durch tax credits und günstige Einspeisevergütungen – zuzuschreiben. Diese bewirkte schnelle Kostenreduktionen, brach aber zu schnell ab, um den Fortschritt zu verstetigen.

Heute finden solarthermische Kraftwerke wieder bessere Bedingungen vor: niedrige Zinsen im Euro-Raum, europäische Selbstverpflichtungen zum Klimaschutz durch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, vor allem aber die Freigabe von 200 Mio \$ für solarthermische Projekte in Ägypten, Marokko, Mexiko und Indien sowie die Budgetierung weiterer Markteinführungshilfen. Speziell in Spanien existiert eine Verordnung, die kostendeckende Markteinführungsprämien für solare Stromerzeugung verspricht, aber für solarthermische Kraftwerke noch nicht befriedigend spezifiziert ist; man erwartet eine Prämienregelung in Höhe von etwa 0,13 €/kWh. Über diese öffentlich finanzierten Instrumente hinaus gibt es weltweit attraktive Finanzierungsangebote von Entwicklungsbanken, kommerziellen Banken und Privatinvestoren für erneuerbare Energien in Entwicklungsländern.

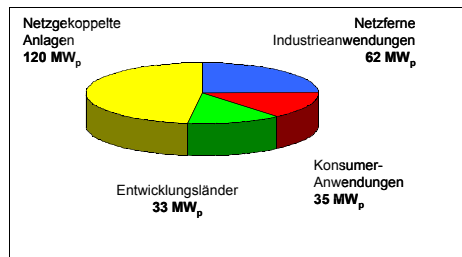
Aber wie bei der Windkraft ist die Grundvoraussetzung für jegliches Engagement von Kraftwerks-Unternehmern und Finanziers eine langfristig gesicherte und kostendeckende Vergütung des eingespeisten Solarstroms und damit eine klare politische Aussage, der entsprechenden Technologie Marktchancen zu sichern.

4. Stand und Perspektiven der Technik

a) Photovoltaik

Für Physiker muss sicher nicht über Halbleiterphysik und die letzten Geheimnisse erfolgreicher Zellkonzepte gesprochen werden. Physiker könnten dazu neigen, die höchsten Wirkungsgrade solcher Zellen und Module zu bestaunen; für Verbreitung und Nutzung im Sonnengürtel der Erde sind allerdings wie bei uns die Kosten entscheidend. Leider sind diese auch heute noch so hoch, dass Photovoltaik so noch keine energiewirtschaftliche Bedeutung erreichen kann. Normale Stromerzeugung kostet in Deutschland wie auch anderswo, etwa im Sonnengürtel der Erde, nur wenige cents/kWh, Solarstrom aus Photovoltaikanlagen das Vielfache.

Träger der Photovoltaik-Verbreitung ist heute noch fast ausschließlich die Zelle aus relativ dicken kristallinen Siliziumscheiben, insbesondere wenn es um Leistung geht. Ihr Wirkungsgrad liegt bei 12 bis 15% an der Klemme des Moduls, die Systemwirkungsgrade etwa bei Wasserpumpen, autarken Kleinanwendungen mit Batterie oder Wechselstromanwendungen liegen um einiges niedriger. Die Kosten sind dementsprechend hoch, können aber bei netzunabhängigen Kleinanwendungen und in Konkurrenz zu wenig effizienten Dieseleratoren vielfach bestehen. Eine der hoffnungsvollen Entwicklungen zu kostengünstigeren Lösungen ist die Dünnschichttechnik auf Basis von Silizium oder Verbindungshalbleitern, an der an vielen Stellen – u.a. auch im Forschungszentrum Jülich – intensiv gearbeitet wird.



Marktsegmente der Photovoltaik – Jahr 2000

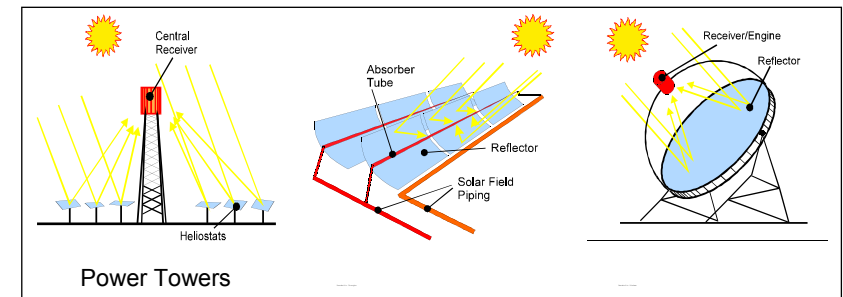
Noch nie ist eine Technologie so extensiv gefördert worden wie die Photovoltaik in Deutschland; von Zuschüssen, die das Vielfache des Marktwertes betragen, können andere Technologien nur träumen, auch solche auf der Basis erneuerbarer Energie. Es waren schon sehr singuläre politische Konstellationen, die 1998/99 dazu geführt haben, die Stromverbraucher und –erzeuger zu einer Förderung dieses Ausmaßes (immerhin 0,5 €/kWh als garantierte Einspei-

severgütung zu Beginn des Programms) zu zwingen. Man kann nur hoffen, dass diese Maßnahme entsprechend wirksam dazu beiträgt, die Lernkurve rascher und erfolgreicher zu durchschreiten, als ohnehin zu erwarten gewesen wäre. Immerhin hat das Programm eine Aufbruchstimmung bei Herstellern erzeugt, in Deutschland PV-Produktionsanlagen zu errichten.

Obige Abbildung zeigt die Marktsegmente und damit die Anwendungsbereiche der Photovoltaik, wie sie heute verkauft wird. Man sieht, dass dabei die Entwicklungsländer des Sonnengürtels noch kaum Anteil haben dürften, weil dort weder netzgekoppelte Anlagen noch netzferne Industrieanwendungen subventioniert werden. Das könnte sich erst ändern, wenn die optimistischen Marktprognosen recht behalten, die für 2010 bereits einen Jahresumsatz von 1400 MW sehen und mit Lernkurveneffekten rechnen, die die Modulkosten auf deutlich unter 1 €/W_p senken sollen.

b) Solarthermische Kraftwerke (Rinne)

Bei allen Art solarthermischer Stromerzeugung (vgl. die drei Prinzipskizzen) wird die konzentrierte Strahlungswärme der Sonne genutzt, um Solardampf zu erzeugen und damit eine



Prinzipien der Solarkonzentration

konventionelle Dampfturbine mit Stromgenerator anzutreiben. Dies ist der effizienteste und wirtschaftlichste Weg, die Sonnenergie in modernster Kraftwerkstechnik zu integrieren und von der hundertjährigen Turbinentechnik-Entwicklung zu profitieren. Stromerzeugungskosten von 10 bis 15 cents/kWh bieten für eine Zukunft hoher Energiepreise sogar die Möglichkeit, Solarstrom auch nach Mitteleuropa zu transportieren und hier anzubieten. Gleichzeitig bietet diese enge Verzahnung mit einer konventionellen Dampfturbine die Möglichkeit, bei Bewölkung oder in den Nachtstunden die Stromerzeugung weiter aufrecht zu erhalten, indem mit fossilen Brennstoff zugeführt werden kann. Damit kann die für den Markt so wichtige

Anforderung planbarer und gesicherter Erzeugung erfüllt werden, ohne das im Kraftwerksge-
samtsystem andere fossile Reservekraftwerke vorgehalten werden müssen.



SEGS Kraftwerke/Kramer Junction: 5 x 30 MW, 25% Gaszufuehrung

Eine heute bereits kommerziell verfügbare Option ist das solarthermische Parabolrinnen-
kraftwerk: Von diesem Anlagentyp wurden 1984 – 91 in Kalifornien 9 Kraftwerke mit einer
Leistung von insgesamt 354 MW privat geplant und errichtet (Abbildung). Diese Technik
wurde seitdem weiter entwickelt und weist auch heute noch ein beträchtliches Entwick-
lungspotenzial auf: etwa bei der Weiterentwicklung der Komponenten und der Systemtechnik von
Hybridkonzepten, um Wirkungsgrade zu erhöhen und Kosten zu senken. Da die Technik an-
dererseits anwendungsreif ist, kommt auch der Entwicklung von Projekten und Märkten große
Bedeutung zu, wozu natürlich insbesondere günstige politische und ökonomische Rahmenbe-
dingungen gehören, um im international hochkompetitiven Markt für Kraftwerke und Strom
mit dieser sauberen, aber noch etwas teureren Technologie Schritt halten zu können. Um in
Spanien und für Weltbank-finanzierte Projekte eine eigene Kollektortechnologie anbieten zu
können, haben die deutschen Firmen Flabeg Solar International und Schlaich Bergemann und
Partner gemeinsam mit der spanischen Abengoa auf der Plataforma Solar de Almería den Eu-
roTrough Kollektor entwickelt (vgl. Abbildung unten).



Parabolrinne / EuroTrough

Bei der Weiterentwicklung stellt die sogenannte Direktverdampfung eine wichtige Entwick-
lungslinie dar. Statt des aufwendigen und teuren Ölkreislaufs, der bisher die Wärme an den
Dampfzeuger überträgt, wird dabei der Dampf direkt in den Absorberrohren der Parabolrin-
nen erzeugt. Abgesehen von dem großen regelungstechnischen Aufwand verspricht diese Idee
eine wesentliche Senkung der Investitions- und Betriebskosten und außerdem eine Wirkungs-
gradsteigerung durch höhere Prozesstemperaturen um bis zu 20 %. Diese Technologie wird
auf der Plataforma Solar de Almería im Pilotmaßstab erprobt.

Wie bereits früher bemerkt, haben sich die Bedingungen für neue solarthermische Kraftwerke
in letzter Zeit verbessert; deshalb seien hier einige Projekte kurz geschildert:

In Spanien wird das Projekt AndaSol als 50 MW Parabolrinnenkraftwerk unter Führung der
Firma Abengoa und der Solar Millenium AG in einem Hochtal der Sierra Nevada vorbereitet.
Dabei soll zum ersten Mal ein 9 Stunden-Speicher eingesetzt werden, mit dem das Kraftwerk
über 3600 Vollaststunden im Jahr betrieben werden und insgesamt 180 GWh/a an reinem
Solarstrom liefern kann. Die Stromerzeugungskosten dieses Projektes sollen bei 0,15 €/kWh
liegen.

In Ägypten wird für den Standort Kuraymat (am Nil südlich von Kairo) ein hybrides, also
solar-fossiles Kombikraftwerk mit einer Gesamtleistung von 135 MWe ausgeschrieben. Es
soll aus einem Solarfeld 30 MWe Solarleistung gewinnen und 2005 ans Netz gehen. Darüber
hinaus wurden bereits vier weitere solcher Hybrid-Kraftwerke bis 2010 in die Ausbauplanung
aufgenommen. Die Finanzierung der Vorarbeiten wurde bereits vom GEF der Weltbank über-
nommen; für die Realisierung der Projekte selbst sind ebenfalls GEF-Mittel eingeplant.

Für den indischen Standort Mathania im Staat Rajasthan soll 2002 ein ebenfalls hybrides
Kombikraftwerk mit einer Gesamtleistung von 140 MWe (Solarfeld für 35 MWe) ausge-
schrieben werden und 2005 ans Netz gehen. Nach vielen Jahren wechselnder indischer Regie-
rungsbeschlüsse zu diesem Projekt haben sich 1999 Weltbank und KfW mit der indischen
Regierung über Finanzierung und Implementierung geeinigt. Die KfW wurde als Operating
Agent für die zugesagte GEF-Förderung in Höhe von 50 Mio \$ benannt und hat die gesamte
Finanzierung des Projektes inzwischen sichergestellt, die Bundeskanzler Schröder bei seinem
Indien-Besuch im Oktober 2001 mit seiner Unterschrift unter den Finanzierungsvertrag ratifi-
zierte. Parallel zur Errichtung und dem Betrieb des Kraftwerks selbst planen KfW und GEF
ein 5 Mio \$-Programm, dass die weitere Kostensenkung solcher Projekte und vielfache Reali-
sierung in Indien zum Ziel hat.

Am marokkanischen Standort Ain-Beni-Mathar in der Nähe der algerischen Grenze möchte
der nationale marokkanische Energieversorger ONE ein ähnliches Hybrid-Kraftwerk
(140MW Gesamtleistung, davon 35 MW solar) bis 2004 ans Netz bringen, um nach der Still-
legung eines nahegelegenen Kohlekraftwerks die Stromversorgung im Nordosten Marokkos

zu sichern und alternative Arbeitsplätze zu schaffen. Die marokkanische Regierung hatte bereits 1999 bei GEF einen förmlichen Antrag zur Förderung eines solchen Projektes gestellt und Anfang 2000 – nach dem positiven Ergebnis der Kostensenkungsstudie – grünes Licht für die Ausschreibung der Engineering-Leistungen zur Planung und Vorbereitung der Terms of Reference dieses Projektes erhalten. Die Gesamtkosten des Projektes werden auf 114 Mio \$ geschätzt, von denen 70 Mio \$ im Rahmen eines BOO-Projektes² privat finanziert werden sollen. Die solaren Mehrkosten in Höhe von ca. 43 Mio \$ werden von der GEF gedeckt. Die Ausschreibungsunterlagen sollen in 2002 veröffentlicht werden.

Das mexikanische Elektrizitätsversorgungsunternehmen CFE (Comision Federal de Electricidad) bereitet zur Zeit die Ausschreibung eines 285 MWe Kombikraftwerks an einem Standort nahe der US-kalifornischen Grenze vor. Das Kraftwerk soll als "Independent Power Project" (IPP) ausgeschrieben und privat finanziert werden. Die Bieter sollen die Möglichkeit erhalten, in diesem Kraftwerk ein 40 MW Solarfeld integriert anzubieten, für das eine GEF-Förderung von ca. 50 Mio \$ zugesagt ist. In einer Machbarkeitsstudie wurde ein Parabolrinnenfeld von 200'000 bis 300'000 m² Größe favorisiert. Seitens CFE ist die Vertragsvergabe für Oktober 2002 geplant, Baubeginn für Februar 2003. Der kommerzielle Betrieb soll im April 2005 aufgenommen werden. Das Investitionsvolumen wird auf 200-300 Mio \$ geschätzt. Dieses Kraftwerk ist Teil eines Ausschreibungsprogramms von vier Kombikraftwerken mit 200-300 MW Leistung.

c) Solarthermische Kraftwerke (Turm)

Die Vision hinter der Entwicklung neuer Turmkonzepte ist die Nutzung der prinzipiell hohen Temperaturen einer Punktkonzentration zu hohen Stromerzeugungs-Wirkungsgraden, am besten durch Kombination mit einer Gasturbine oder gar einem G&D-Prozess. Turmkraftwerke wurden bereits in zahlreichen Varianten zu Test- und Demonstrationszwecken gebaut. In einer ersten Entwicklungsphase wurde in dem sogenannten Receiver (er wandelt die konzentrierte Strahlungsenergie in Wärme um) auf der Turmspitze Satteldampf produziert und anschließend nach der Überhitzung der Dampfturbine zugeführt. Insbesondere durch ungenügende Materialeigenschaften der verwendeten Stähle wie auch durch thermodynamische Aspekte waren die Möglichkeiten dieser Technik jedoch begrenzt. Zur Verbesserung wurden zwei Pfade verfolgt: der „europäische“ Pfad, der volumetrische Receiver und Luft als Zwischenwärmträger nutzt, und der „amerikanische“ Pfad, der Rohrbündel-Receiver und geschmolzenes Salz als Zwischenwärmträger nutzt. Beide Technologien haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Die Probleme, die das geschmolzene Salz technologisch bereitet, haben zum Abschluss der Forschungsarbeiten an der amerikanischen Variante geführt. Das Vorhaben „Solar Two“ in der Kalifornischen Mojave-Wüste soll nicht weiter verfolgt werden (Abbildung vorhergehende Seite). Dagegen trifft die dort gewählte Speicher-Lösung mit zwei

² BOO= Build Own Operate

Flüssig-Salztanks auf großes Interesse für künftige Projekte der solarthermischen Kraftwerkstechnik, weil diese eine Entkopplung der Stromerzeugung von der Solareinstrahlung erlauben und damit bedarfsgerechten Betrieb ermöglichen. Im Betrieb wird der eine Speicher mit heißem (560°) Flüssigsalz gefüllt; von dort wird der Dampferzeuger bedarfsgesteuert versorgt und das dabei abgekühlte Salz wird dann im 2. Speicher gesammelt, bis es an der Spitze des Turms im Receiver wieder solar erhitzt werden kann.



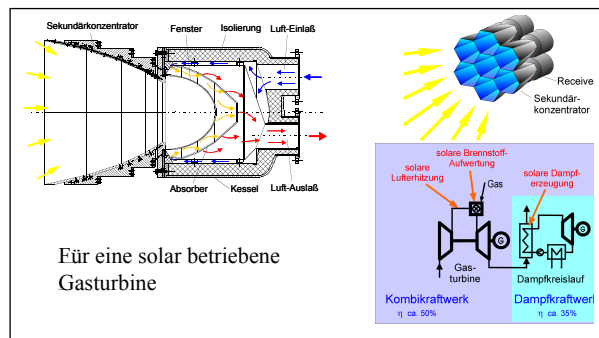
Solarturm in Barstow – Solar Two 10 MW

Projekte in der Entwicklung sind in Spanien PS10 und Solar Tres. Beim Projekt PS10 handelt es sich um ein 10 MWe-Solarturmkraftwerk mit volumetrischem Luftreceiver. Das Kraftwerk soll über einen thermischen Energiespeicher verfügen und kann daher rein solar, d. h. völlig ohne Zufeuerung von Brennstoff, betrieben werden. Kernstück ist das System aus Receiver und Dampferzeuger, das von der deutschen Firma Babcock-Borsig bereitgestellt wird. Das System wurde in den neunziger Jahren mit Förderung des BMBF in der deutschen Industrie entwickelt und auf der PSA qualifiziert. Konsortialführer des PS10 Projekts ist die spanische Firma INABENSA, die zum ABENGOA-Konzern gehört. Die Gesamtprojektkosten belaufen sich auf ungefähr 30 Mio €. Man hat eine Bewilligung von 5 Mio € der EU und hofft auf eine Einspeiseprämie von etwa 13 cent/kWh. Ein Standort in der Nähe von Sevilla ist im Besitz des Konsortiums, Genehmigungen für den Anschluss an das Netz und für das Bohren von Brunnen für Kühlwasser sind bereits erteilt.

Das Projekt Solar Tres ist nach dem Vorbild der Solar Two-Anlage in Barstow als 15 MW-Turmkraftwerk mit einer Salzschmelze als Wärmträgermedium konzipiert. Die Konsortialpartner sind daher neben der spanischen Ghera die amerikanischen Unternehmen Boeing und Bechtel. Der thermische Energiespeicher ist auf eine Kapazität von 16 Vollaststunden ausgelegt, so dass ein rein solarer Grundlastbetrieb rund um die Uhr möglich wird. Ein Standort in der Nähe von Cordoba wurde bereits ausgewählt. Die Kosten des Gesamtprojekts belaufen

sich auf ca. 80 Mio €. Zur Zeit verhandelt das Konsortium mit der EU über eine Förderung. Insgesamt ist vorgesehen, 10 Anlagen dieses Typs in Spanien zu errichten.

In der Forschung ist unverändert die Vision die, Hochtemperatur-Solarwärme aus Turmreceivern in Gasturbinen zu bringen. Daran arbeiten Deutsche (DLR), Spanier und Israelis. In Almeria wird zur Zeit ein Cluster von 3 Receivermodulen getestet; ein erfolgreicher EU-Antrag wird erlauben, eine 300 kW Gasturbine dazu zu stellen und damit Systemversuche zu fahren. Die Abbildung zeigt links oben eine erste Version des druckaufgeladenen volumetrischen Receivers, der die über einen vorgeschalteten Sekundärreceiver hochkonzentrierte Solarstrahlung im Volumen der Kavität einfängt und auf die Brennluft einer Gasturbine überträgt (Schaltbild in der Skizze rechts unten). In einem Kraftwerk würden viele solcher Receivermodule zusammen gefasst.



Druckreceiver und Receiver-Reaktoren

d) Dezentrale solarthermische Kraftwerke (Dishes)



EURODISH auf der PSA (Kosten:
5500 €/kW oder <20 c/kWh

Die nun schon ältere Idee, Solarstrahlung in nachzuführenden Paraboloidspiegeln zu konzentrieren und den Erhitzerkopf eines Stirlingmotors durch zweidimensionale Nachführung im Brennfleck zu halten, scheiterte bisher an drei Problemen: der Verfügbarkeit ausgereifter und kostengünstiger Stirlingmotoren, der kostengünstigen Baubarkeit der Konzentratoren und der Hybridisierung, also der Integration eines Brenners, um auch ohne Sonne und Speicher Strom erzeugen zu können.

Alle diese Probleme wurden in den letzten Jahren mit Nachdruck angegangen und Lösungen voran gebracht. So ist es schwedischen Teams gelungen, saubere Kleinbrenner für Stirling zu entwickeln, die deutsche Firma SOLO hat Stirlingmotoren der Leistungsklasse um 10 kW nun schon zahlreich und mit Erfolg getestet, und auf der Plataforma Solar de Almeria sind mehrere solare DishSysteme (Abbildung rechts) seit Jahren getestet worden, u.a. mit fossiler Hybridfeuerung. Die Abbildung auf der vorigen Seite unten zeigt das Ergebnis einer von der EU geförderten Anlage, die nun dank Förderung aus UMTS-Mitteln weiterbetrieben und in drei Referenzländern (in Verhandlung sind u.a. Italien und Indien) aufgestellt und erprobt werden kann. Sie leistet 10 kW und etwa 120 kWh an einem guten Sonnentag im Sonnengürtel der Erde. Die Kosten könnten am Ende der Lernkurve bei 10 bis 20 c/kWh liegen, also für netzferne Versorgungsaufgaben gut geeignet sein.



Dish-Stirling-Anlage
DISTAL II auf der PSA

e) Aufwind-Kraftwerk

So einfach das physikalische Prinzip eines Kamins ist, so überraschend ist immer wieder seine Anwendung auf die solare Stromerzeugung. Die Abbildung zeigt, wie das Prinzip zur Anwendung kommen soll: unter einem riesigen gläsernen Flachdach wärmt die Sonne die Luft auf (übrigens auch den Boden, was einer intrinsischen Speicherwirkung mit abendlichem Nachlauf gleichkommt); der Kamin sorgt für den Auftrieb und damit für die Luftströmung, die am unteren Kamineintritt Turbinen antreibt. Aus ökonomischen Gründen müssen solche Aufwind-Kraftwerke auf 100 MW und mehr ausgelegt werden. Das hat dann beispielsweise folgende beeindruckende Dimensionen zur Folge: Kaminhöhe und -durchmesser 950 bzw 115 m, Kollektorfeld-durchmesser 3600 m, d.h. 10 km² überglaste Fläche. Der Technologie-Entwickler Prof. Schlaich und sein Team rechnen nicht mit Problemen der Baubarkeit und kalkulieren die Kosten der Stromerzeugung auf unter 10 c/kWh, wenn die Lernkurve über einige wenige Zwischenanlagen kleinerer Leistung durchschritten werden kann. Da aber fehlt seit vielen Jahren der mutige Financier; allerdings gibt es zur Zeit konkrete Planungsarbeiten u.a. in Australien.



Vision einer Serie von Aufwind-Kraftwerken

f) Windenergie

Windenergie (die Abbildung zeigt deutsche Anlagen in Marokko) ist eine Erfolgsgeschichte. Schon heute dürften 15 GW weltweit installiert sein; für das Jahr 2010 wird ein Ausbau auf 110 GW für möglich gehalten. Auch Länder im Sonnengürtel haben teilweise sehr gute Windbedingungen. So wird für Nordafrika eine installierte Leistung von 140 MW gemeldet, u.a. ein erster großer Windpark von 50 MW in Marokko; Ägypten hat einen Ausbauplan auf 6 GW und in Indien sind bereits über 1,2 GW Windkapazität installiert. Wissenschaftler des Kasseler Instituts für Solare Energietechnik (ISET) haben das Windpotenzial gründlich erfasst, Kosten von Anlagen ermittelt und auch einen Transport von Windstrom nach Deutschland kalkuliert: das eindrucksvolle Ergebnis sind 30 €/MWh Erzeugungskosten im südlichen Marokko und nur 50% Kostenaufschlag für den Transport nach Kassel. D.h. dass nicht nur solarthermische Kraftwerke, sondern noch günstiger Windparks aus dem Sonnengürtel der Welt zur Stromversorgung auch Mitteleuropas beitragen können.



Enercon-Anlage in Marokko

5. Ausblick auf das Solarzeitalter.

Auch wenn wir über sehr langfristige Zeiträume keine sichere Aussage machen können, so muss doch aus heutiger Sicht immer wieder gesagt werden, dass an der Nutzung der Sonne und der erneuerbaren Energiequellen kaum ein Weg vorbei führen wird. Selbst ein Erfolg der Kernfusion, technisch und wirtschaftlich, sowie breit akzeptiert Strom bereitstellen zu können, würde nur einen Teil der Versorgungsaufgabe der Zukunft lösen. Natürlich könnte die Menschheit Erfindungen machen, die wir heute noch nicht ahnen. Deshalb muss auch der Satz gelten, dass in jeder neuen Lage neu nachzudenken ist. Aber warum sollten dabei jene Technologien wieder verschwinden, die schon heute in echten Märkten lebensfähig sind und entsprechend allgemeiner Erfahrung auf der Lernkurve fortschreiten und billiger werden dürften. Also dürfen wir sicher sein, auf einem strategisch richtigen Pfad zu wandeln, zu forschen und zu fördern.

Gerade im Sonnengürtel der Welt sind die Bedingungen für Solarnutzung besonders günstig; auch Windenergie hat dort großes Potenzial, Wasserkraft und Biomasse natürlich weniger. Blicken wir aber auf unsere Versorgungsprobleme in Mitteleuropa, so kommen wir wahrscheinlich um Energieimport auch in der Nachölzeit nicht herum. Es wird ein schlichtes Rechenexempel global tätiger Investoren und Energiehändler sein, ob z.B. Photovoltaik vom Dach für den Verbrauch billiger ist als Solarstrom aus Nordafrika – Transport- und Verteilungskosten inklusive.

Auseinander setzen müssen wir uns dann noch mit dem Speicherproblem und dem Verkehr. Noch ist es im großen energiewirtschaftlichen Maßstab, also im Netzverbund, zumeist billiger, fossile Kraftwerke „nachzufahren“, wenn erneuerbare Energie mit ihrer erratischen Charakteristik nicht ausreichend zur Verfügung stehen, als (noch) zu teure Speicher einzusetzen. Dies gilt insbesondere für Wasserstoff als Speichermedium, wenn dieser CO₂-frei und ohne Einsatz von nuklearer Energie erzeugt werden soll. Erst sehr langfristig, wenn Solarkraft die kostengünstigste Technologie ist und gegenüber dem unmittelbaren Verbrauch im Überschuss produziert wird, wird Wasserstoff wahrscheinlich unausweichlich, um auch Kraftfahrzeugen des Individual- und Güterverkehrs mit Treibstoff zu versorgen. Dabei ist es sekundär und „nur“ von ökonomischer Bedeutung, ob der Wasserstoff rein oder als Methanol an ein C-Atom gebunden eingesetzt wird. Es ist deshalb gut gewesen, dass in Deutschland eine Reihe von großen Systemexperimenten (z.B. HYSOLAR gemeinsam mit Saudi Arabien und Solarwasserstoff Bayern unter Federführung der Energiewirtschaft) durchgeführt worden sind, mittels derer untersucht werden konnte, ob es im Zusammenspiel von Solarenergie, Elektrolyse und Wasserstoff-Technik irgendwelche, langfristig anzugehende Forschungs- und Entwicklungsprobleme gibt. Es zeigte sich in diesen und anderen Experimenten und Demonstrationen, dass es keine grundsätzlichen Probleme der technischen Machbarkeit solarer Wasserstoffherzeugung gibt – lediglich Optimierungsfragen, die heute nicht zeitkritisch sind, weil die Einstandskosten der Solarenergie viel zu hoch sind, um einem so erzeugten Wasserstoffgas eine Marktchance zu lassen. Deshalb ist es klug und ökonomisch richtig, die erneuerbaren Energien zunächst im Wärme- und Strommarkt durchzusetzen und damit Kohlenwasserstoffe für den Verkehrssektor frei zu setzen.

Wegen des erfreulichen Fortschritts bei der Entwicklung von Brennstoffzellen, die teilweise ja nur Wasserstoff elektrochemisch verarbeiten können, gibt es jetzt allerdings eine Zwischenphase, in der Wasserstoff aus Erdgas und anderen Kohlenwasserstoffen reformiert werden muss, wo nicht er nicht als Nebenprodukt industrieller Elektrolyse lokal verfügbar ist.

Dieser Ausflug in die öffentlich weit überschätzte Wasserstoffwelt führt also konsequenterweise zurück auf den Ausgangspunkt und die volle Konzentration auf die Aufgabe, Solarenergie und die anderen erneuerbaren Energien möglichst rasch kostengünstig und breit einsetzbar zu machen – hier, im Sonnengürtel der Welt und insbesondere in Gegenden ohne starke Stromversorgungsnetze. Dass erneuerbare Energien sehr viel für die Energieversorgung

der Welt tun können, geht auch aus dem letzten Szenario von SHELL hervor. Bei dieser Aufgabe werden die mutigen Unternehmer, erstklassige Ingenieure, gute Kaufleute und exzellente Finanzierungsfachleute gebraucht – aber natürlich auch beste Physiker!

Deshalb herzlichen Dank für die Einladung der DPG.

Windenergie – Stand, Tendenzen und Analysen

Hermann-Josef Wagner

Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

1. Übersicht über die Konvertertypen

Es sind unterschiedliche Typen von Windenergiekonvertern auf dem Markt. Bild 1 enthält eine Übersicht. Die am weitesten verbreitete Technik ist der Horizontalachsenkonverter. Bei dieser Bauart sind nur wenige aerodynamisch gut ausgelegte Rotorblätter vorhanden. Sie können bei den meisten größeren Windenergiekonvertern für Steuerung und Regelung um ihre Längsachse verstellt werden, die so genannte Pitch-Regelung. Ein anderer, billigerer Weg zur Regelung besteht darin, die Profile der Flügel aerodynamisch so auszulegen, dass die Strömung ab einer gewissen Leistung abreißt und sich Verwirbelungen bilden (Stall-Regelung). Die Leistung der Konverter liegt im Bereich zwischen 10 kW und einigen MW. Zu Beginn des Jahres 2002 lag die Leistung des größten kommerziell verfügbaren Windenergiekonverters bei 2,5 MW. Größere Anlagen sind – insbesondere im Hinblick auf einen Off-Shore-Einsatz – in der Entwicklung. Der Wirkungsgrad der Horizontalachsen-Windenergiekonverter ist relativ hoch. Deshalb werden sie bevorzugt zur Stromerzeugung eingesetzt. Von ihrer Auslegung her drehen sie mit hoher Geschwindigkeit, aufgrund dessen werden sie häufig auch als „Schnellläufer“ oder „High-Speed“ Maschinen bezeichnet.

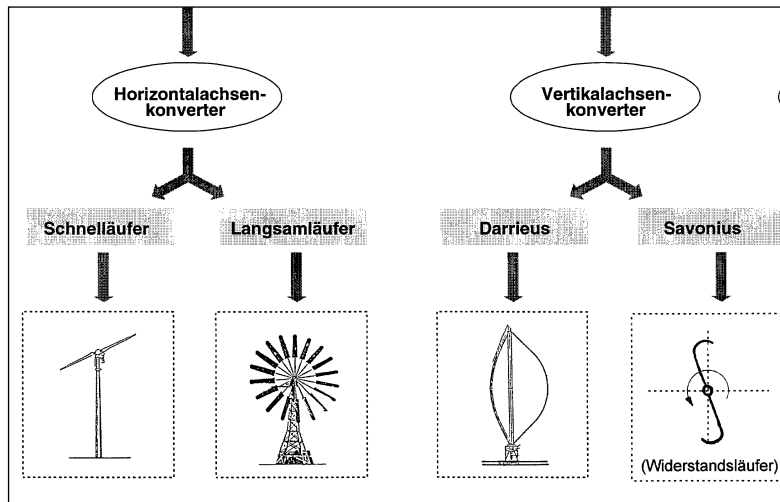


Bild 1: Übersicht über verschiedene Typen von Windenergiekonvertern

Eine andere, ältere Bauweise von Horizontalachsen-Windenergiekonvertern ist der Vielblattrotor. Er wurde bereits vor 100 Jahren gebaut und eingesetzt. Solche Anlagen haben ein großes Anfahrdrehmoment. Sie werden deshalb bevorzugt zum Wasserpumpen über eine mechanische Verbindung zwischen der Pumpe und dem Rotor eingesetzt. Die Drehzahl des Rotors ist gering, die Geometrie der Rotorblätter ist ebenfalls aerodynamisch nicht hoch ausgezogen. Als Pumpenantrieb ist keine Regelung notwendig, es muss lediglich ein mechanisches Sicherheitssystem installiert werden, um den Konverter gegen Sturmschäden zu schützen. Um trotzdem eine ausreichende Energieeffizienz zu erreichen, ist eine Vielzahl von Rotorblättern installiert. Wenn diese „Langsamläufer“ zur Stromerzeugung eingesetzt werden sollen, müssen die Blätter aerodynamisch besser geformt werden. In diesem Falle werden sie von der Fläche her kleiner, bedingen aber aufgrund ihrer besseren aerodynamischen Form eine größere Drehgeschwindigkeit. Es hat sich gezeigt, dass die mechanische Stabilität von „Langsamläufern“ sehr hoch ist, viele Anlagen zum Wasserpumpen sind 50 Jahre und mehr in Betrieb.

Die zweite Gruppe der Windenergiekonverter sind die Vertikalachsen-Konverter. Ihr Vorteil besteht darin, dass sie nicht der Windrichtung nachgeführt werden müssen. Beim DARRIEUS ist das Anlaufdrehmoment so gering, dass er über den Generator, der kurzfristig als Motor betrieben wird, in Rotation versetzt werden muss. Häufig wird auf der Spitze des DARRIEUS-Konverters noch ein SAVONIUS-Rotor installiert. Er sorgt dafür, dass der DARRIEUS-Rotor sich in Bewegung setzt. SAVONIUS-Rotoren werden häufig auch in abgewandelter Form als Windgeschwindigkeitsmessgerät verwendet. Ende der 80er, Anfang der 90er Jahre wurde eine größere Anzahl von DARRIEUS-Konvertern in Kalifornien installiert. Sie konnten sich aber später beim Ausbau der Windenergie in Europa nicht mehr nennenswert gegen den Horizontalachsen-Konverter durchsetzen. Ein Grund mag der sein, dass sie im Betrieb geräuschvoller sind. Ein anderer Nachteil besteht darin, dass sie nur relativ geringe Windenergiegeschwindigkeiten ausnutzen können, da sie bodengebunden sind. Die Windgeschwindigkeit steigt mit der Höhe an. DARRIEUS-Windenergiekonverter werden heute im Bereich von einigen kW für die dezentralisierte Elektrizitätsversorgung in Gegenden ohne elektrisches Netz, beispielsweise in Entwicklungsländern, produziert und eingesetzt. Der SAVONIUS-Rotor spielt bei der Energieerzeugung keine Rolle. Er wird deshalb im Folgenden auch nicht näher betrachtet.

2. Einige physikalische Grundlagen

Zum besseren Verständnis der Zusammenhänge sollen einige physikalische Grundlagen der Windenergienutzung im Folgenden dargestellt werden. Die Leistung des strömenden Windes errechnet sich aus der Formel:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho_a \cdot v^3$$

Dabei ist E: die kinetische Energie, A: die Fläche senkrecht zur Windgeschwindigkeit, v: die Windgeschwindigkeit, ρ_a : die spezifische Dichte der Luft.

Aus dieser Formel ergibt sich, dass die Leistung des Windes und damit die kinetische Energie proportional zu v^3 ist. Windenergiekonverter sollen deshalb so dimensioniert werden, dass sie möglichst die Zeiten großer Windgeschwindigkeiten ausnutzen können. Die Häufigkeit der Windgeschwindigkeit lässt sich mathematisch nach einer Weibull-Verteilung beschreiben. Bild 2 lässt erkennen, welchen Einfluss die Windenergiegeschwindigkeit auf die Leistung hat. Häufig findet man in Lehrbüchern für die Windenergieerträge in Deutschland einen Wert von etwa 200 – 300 Watt pro m^2 angegeben. Dieser Wert entspricht der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Deutschland, die zwischen 5 und 6 m/s liegt. Für den praktischen Betrieb und die Auslegung von Windenergiekonvertern haben diese Werte keinerlei Bedeutung. Die Weibull-Verteilung bedeutet, dass mehr als 2/3 der erzeugten Elektrizität im oberen Drittel des Spektrums der Windgeschwindigkeiten anfällt. Vor dem Bau eines Windenergiekonverters müssen deshalb Windgeschwindigkeitsverteilungsprofile in Nabenhöhe des zu bauenden Konverters gemessen werden, um den Konverter optimal für die Bedingungen am Standort konfigurieren zu können.

Aus Sicht der mechanischen Stabilität eines Windenergiekonverters muss die Anlage letztendlich auf Sekundenspitzenwerte der Windgeschwindigkeit hin ausgelegt werden. Ebenfalls aus Sicherheitsgründen müssen Windenergiekonverter ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit abgefahren und aus dem Wind gedreht werden.

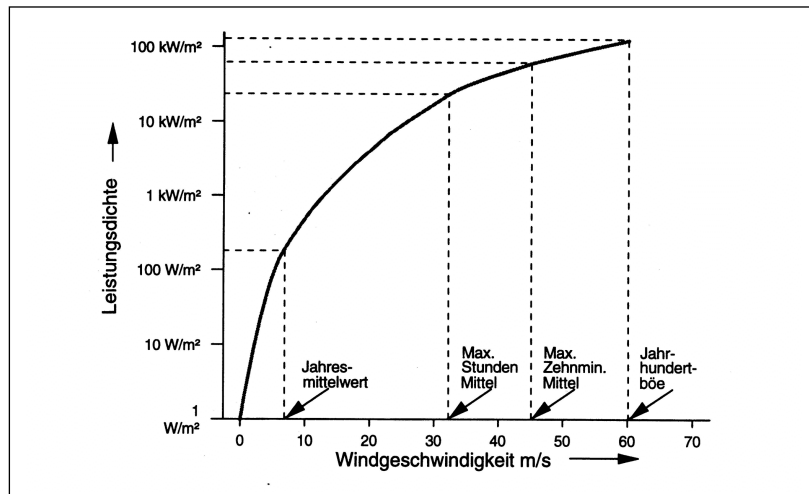


Bild 2: Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der spezifischen Leistung des Windes

Eine weitere charakteristische Größe für die Auslegung von Windenergiekonvertern ist der Leistungsbeiwert c_p . Er gibt an, welcher Anteil der kinetischen Energie des Windes als mechanische Energie auf den Rotor übertragen werden kann. Überlegungen von Betz belegen, dass der maximale Leistungsbeiwert 59,3% beträgt, die so genannte Betzzahl. Sie kann dann erreicht werden, wenn die Geschwindigkeit des Windes hinter der Rotorfläche auf ein Drittel der Geschwindigkeit vor der Rotorfläche zurückgeht. Gut dimensionierte Windenergiekonverter erreichen in der Praxis Leistungsbeiwerte, die knapp unter 50% liegen. Zusätzlich treten im Windenergiekonverter noch Verluste in den Lagern, im Getriebe und im Generator auf. Auch müssen Hilfssysteme, wie Blattverstellung, Azimuthantrieb zur Gondeldrehung oder Bremse mit Energie versorgt werden. Der gesamte Wirkungsgrad eines Windenergiekonverters liegt deshalb – Elektrizität zu kinetischer Energie des Windes betrachtet – bei etwa 43 bis 46%.

Energieeffiziente Windkonverter benötigen eine große Schnelllaufzahl λ . Die Schnelllaufzahl ist definiert als

$$\lambda_s = \frac{u_c}{v}$$

mit u_c : Umlaufgeschwindigkeit an der Rotorblattspitze

v: Windgeschwindigkeit.

Die Schnelllaufzahl hat einen großen Einfluss auf die Energieeffizienz eines Windenergiekonverters. Wenn sie zu klein ist, ist auch die Drehzahl des Konverters gering. Dafür verantwortlich ist das Anwachsen des Anstellwinkels α . Wenn dieser Winkel zu groß wird, reißt die Strömung am Profil ab und wird turbulent. Vergleichbares tritt auf, wenn der Rotor zu schnell dreht und der Anstellwinkel α zu gering ist. In der Praxis werden die Schnelllaufzahl und damit die Drehzahl des Rotors aber durch einen anderen Effekt begrenzt. Die Geräuschemissionen hängen von u_c^6 ab. Aus diesem Grunde werden Windenergiekonverter, die in der Nähe von Wohngebäuden stehen, nachts häufiger mit einer geringeren Umdrehungszahl betrieben als am Tage. Durch spezielle Ausformung der Flügelspitzen („Winglets“) wird versucht die Geräuschbildung zu reduzieren.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Windenergiekonverter möglichst bei hohen Windgeschwindigkeiten arbeiten sollten. Effiziente Konverter drehen mit hoher Drehzahl, sie haben wenige Rotorblätter, die aber aerodynamisch gut geformt sind.

Langsam laufende Windenergiekonverter verfügen über eine geringere Energieeffizienz, dafür besitzen sie ein großes Anfahrtdrehmoment. Aus diesem Grunde werden sie häufig über einen mechanischen Antrieb zum Pumpen von Wasser eingesetzt. Ihre Rotorblätter sind aerodynamisch nicht optimal geformt, dafür ist eine große Anzahl von Blättern vorhanden.

3. Technische Ausführung von Anlagen

Die nachfolgenden Betrachtungen konzentrieren sich ausschließlich auf schnell laufende Horizontalachsenkonverter. Von ihrem Aufbau her, lassen sich zwei unterschiedliche Design-Typen unterscheiden:

- a) Das „klassische“ Design mit Getriebe und
- b) die jüngere getriebeleose Bauform mit einem Vielpol-Generator.

Das so genannte „klassische“ oder dänische Design ist aus Bild 3 erkennbar. Es sind zwei Wellen vorhanden. Die Erste dreht mit dem Rotorkranz, sie wird in einem Getriebe auf die nennenswert höhere Drehzahl des elektrischen Generators übersetzt. In diesem Fall ist der elektrische Generator mit wenigen Polpaaren ausgestattet. Das heißt, er dreht bei einer elektrischen Frequenz von 50 Hz mit 750/min (drei Polpaare) bis 3000/min (zwei Polpaare). Häufig sind die Anlagen mit einer Scheibenbremse versehen. Dies ist immer dann notwendig, wenn die Rotorblätter nicht einzeln über eine Pitch-Regelung verstellt werden können. Ist eine Pitch Verstellung gegeben, so kann der Blattanstellwinkel in einen Bereich gefahren werden, in dem das Blatt so eingestellt ist, dass es bremst.

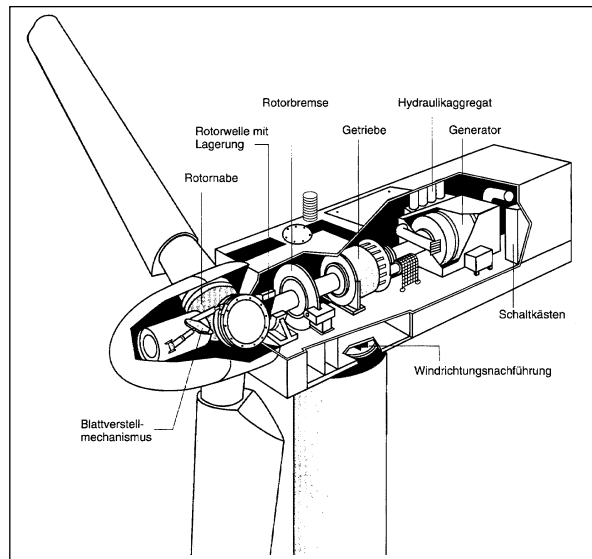


Bild 3: Windenergiekonverter in der Bauart mit Getriebe

Aus Sicherheitsgründen wird dabei – beispielsweise bei einem dreiblättrigen Rotor – eine Zwei- von Dreisteuerung gefordert. Bei Stall geregelten Anlagen oder Anlagen mit einer Pitch-Regelung, die über einen zentralen Antrieb alle Blätter gleichzeitig stellt, sind wieder mechanische Bremsen erforderlich.

Die Gondel wird über elektrische oder hydraulische Antriebe auf dem Turm der Windrichtung nachgefahren. Die Ableitung der elektrischen Energie erfolgt bei großen Anlagen über Kabelschlaufen, die es der Gondel ermöglichen, zwei oder drei Umdrehungen durchzuführen. Von Zeit zu Zeit muss sie wieder „zurückgedreht“ werden. Kleinere Anlagen arbeiten auch mit Schleifringen. Windenergiekonverter, die nach dem beschriebenen klassischen Design ausgelegt sind, sind von außen an der länglichen Form der Gondel zu erkennen.

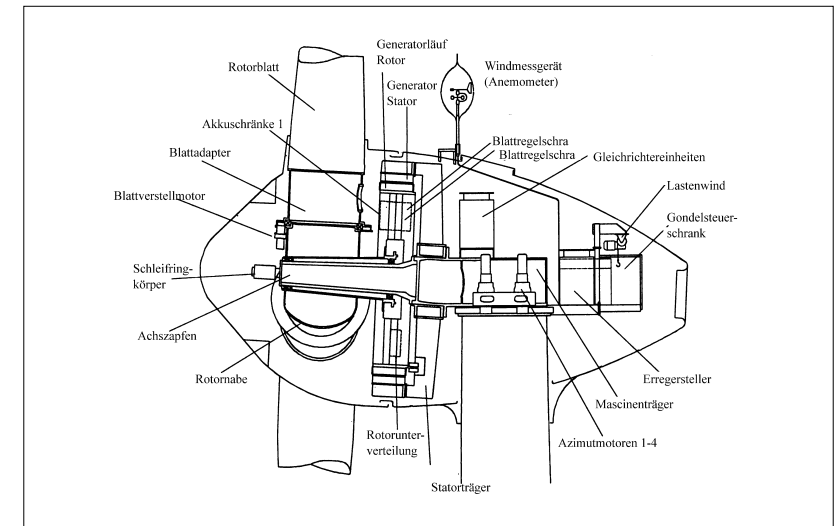


Bild 4: Windenergiekonverter in der Bauart ohne Getriebe

Die zweite technische Ausführung verfolgt die Philosophie die Anzahl der rotierenden Teile aus Wartungsgründen heraus zu begrenzen. Die bauliche Ausführung ist auf Bild 4 am Beispiel einer Anlage der Firma ENERCON zu erkennen. Der Rotorkranz dreht sich um einen feststehenden Schaft herum. Direkt mit dem drehenden Rotorkranz verbunden ist der Läufer eines Vielpol-Generators (z.Bsp. 60 Polpaare). Die Blätter werden über Einzelantriebe pitch-geregelt, so dass die Bremse ebenfalls entfallen kann. Lediglich für Wartungszwecke ist eine einfache mechanische Bremsvorrichtung vorhanden. Die Gondel wird über vier Elektroantriebe azimut verstellt. Von außen ist diese Bauart an der „Eiform“ der Gondel erkennbar. Der Vielpol-Generator besitzt einen großen Durchmesser und muss deshalb in die Gondel inte-

griert werden oder aber in einem eigenen Gehäuse vor dem Rest der Gondel untergebracht werden.

Gemeinsam ist allen Bauformen eine ausgefeilte Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik. Um hohe zeitliche Verfügbarkeiten zu erreichen, sind die Anlagen mit einem Selbstdiagnosesystem ausgestattet, das über ein Fernüberwachungssystem dem Betreiber oder – häufig im Falle eines Wartungsvertrages – dem Hersteller Fehler meldet. Die Umdrehungszahl des Rotor Kranzes bewegt sich im Bereich von etwa 10/min bis 20/min. Bei einem 1,5 MW Windenergiekonverter haben die Rotorblätter eine Länge von über 30 m. Sie sind aus Glasfaser verstärktem Kunststoff hergestellt. Um Eiswurf im Winter zu verhindern, müssen sie von innen mit warmer Luft beheizt werden. Die Nabenhöhen liegen bei guten Windenergiestandorten entlang der Küste bei etwa 66 m, bei Standorten mit geringerem Windenergieangebot im Binnenland bei Höhen bis zu 100 m.

4. Anbindung an das elektrische Netz

Das elektrische Netz arbeitet mit einer Frequenz von 50 Hz oder 60 Hz (z.Bsp: in USA) und einem konstanten Phasenwinkel. Deshalb müssen Windenergiekonverter die Elektrizität mit den gleichen Bedingungen in das elektrische Netz einspeisen. Da die Windgeschwindigkeit nicht konstant ist, können Windenergiekonverter die maximale Energieeffizienz nur dann erreichen, wenn sich der Rotor mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten drehen kann. Dies verlangt aber eine Entkopplung der Drehzahl des Rotors von der mit der Drehzahl des Generators verbundenen Netzfrequenz. Sie kann entweder über ein schaltbares, mechanisches Getriebe (mechanische Gänge) oder durch ein Umschalten der Polpaarzahl (elektrisches Getriebe) beim Generator in Stufen erreicht werden. Noch optimaler ist eine Anpassung auf elektrischer Seite zwischen elektrischem Generator und Netz, beispielsweise über bestimmte Bauformen von Asynchrongeneratoren mit weit ausgelegtem Schlupf oder über einen dazwischen geschalteten Gleichstromkreis, der die benötigte Netzfrequenz exakt auf elektronischem Wege aus variablen Inputfrequenzen vom Generator erzeugt. Abbildung 5 verdeutlicht eine solche Schaltungsweise.

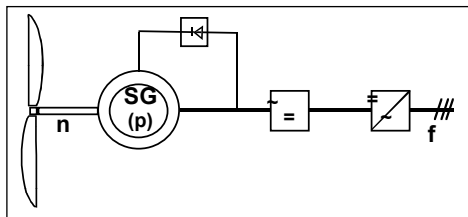


Bild 5: Ankopplung eines Windenergiekonverters mit einem Synchrongenerator (SG) über einen Gleichstromkreis an das elektrische Netz (p = Polpaarzahl)

Weitere Aspekte, die berücksichtigt werden müssen, sind

- die Oberwellen, die durch die elektronische Anpassung der Netzfrequenz entstehen können,
- eventuelle Flicker, die sich aus der ungleichmäßigen Drehung des Rotors vor dem Turm ergeben können
- und die elektromagnetische Verträglichkeit im Hinblick auf elektromagnetische Wellenabstrahlung.

Entsprechende technische Regelwerke schreiben hier Mindestanforderungen vor, die eingehalten werden müssen.

Kleinere Windenergiekonverter haben häufig aus Kostengründen nur eine starre Verbindung zwischen Rotor und elektrischer Netzfrequenz. Sie drehen deshalb mit konstanter (Nenn-) Drehzahl und können Energieanteile, die in höheren Windgeschwindigkeitsprofilen vorhanden sind, nicht ausnutzen. Größere Anlagen dagegen, die auf die vorhin genannte Entkopplung zwischen Drehzahl und Netzfrequenz ausgelegt sind, drehen mit Umdrehungsgeschwindigkeiten von beispielsweise 12/min bis 18/min. Nur das geschulte Auge des Betrachters in der Lage, diese unterschiedlichen Geschwindigkeiten zu erkennen.

5. Markteinführung und Kostensituation

In den 80er Jahren startete Kalifornien mit dem Ausbau von Windenergiekonvertern. Über 10.000 Anlagen mit Leistungen im Bereich von bis zu 200 kW wurden installiert. Nennenswerte Anteile dieser Anlagen wurden aus Dänemark und auch Deutschland importiert. Viele Anlagen stehen mangels Wartung heute. Zwischenzeitlich ist Deutschland Marktführer beim Bau und bei der Nutzung von Windenergiekonvertern. Tabelle 1 zeigt die Ende 2000 installierte, weltweite Windenergiekapazität.

Land/Region	Gesamt installierte Windenergiekapazität bis zum Ende des Jahres 2000
weltweit	18449 MW
Deutschland	6107 MW
Spanien	2836 MW
USA	2610 MW
Dänemark	2341 MW
Indien	1220 MW
Niederlande	473 MW
Großbritannien	425 MW

Tabelle 1: Weltweit installierte Windenergiekapazität

Eine Vielzahl von Regierungen haben unterschiedliche Förderprogramme, Netzeinspeisevergütungen und/oder Investitionsbeihilfen für erneuerbare Energien und/oder Windenergie eingeführt. In Deutschland wurde die Nutzung der Windenergie für die Betreiber erstmalig durch das Stromeinspeisegesetz, das ab dem Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (siehe Tabelle 2) abgelöst wurde, profitabel.

Das am 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energie- und Stromverbrauch bis 2010 mindestens zu verdoppeln. Im Vergleich zur bisherigen Förderung nach dem Stromeinspeisungsgesetz hat sich u.a. folgendes geändert: Festschreibung von absoluten Vergütungssätzen für Einspeisungen aus Durchschnittserlösen; so wird Ökostrom vergütet [Ct./kWh]:
 *) Die Sätze werden ab 1.1.2002 bei neu errichteten Anlagen für Biomasse um 1%, für Windkraft um 1,5% und für Photovoltaik um 5% jährlich verringert.
 Ausdehnung des Anwendungsbereiches auf Geothermie und Grubengas sowie auf große Biomasse-Anlagen bis 20 MW (bisher: 5 MW);
 Degression der Vergütungen für jeweils neu in Betrieb genommene Anlagen für Strom aus Biomasse, Windkraft, solare Strahlungsenergie und Festschreibung dieser Vergütungen auf 20 Jahre, bei Altanlagen bis Ende 2019.
 Es gilt eine bundesweite Ausgleichsregelung. Danach ist zunächst der unmittelbare Netzbetreiber verpflichtet, eingespeisten Regenerativstrom abzunehmen und zu vergüten. Der Übertragungsnetzbetreiber ersetzt dann dem lokalen Netzbetreiber diese Auslagen. Die Übertragungsnetzbetreiber führen untereinander einen Belastungsausgleich durch. Stromverlunger, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind grundsätzlich verpflichtet, vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber den nach dem EEG abgenommenen Strom anteilig abzunehmen und zu vergüten.

Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas	bis 500 kW	8
	von 500 kW bis 5 MW	7
Biomasse	bis 500 kW	10,2
	von 500 kW bis 5 MW	9,2
	von 5 MW bis 20 MW	8,7
Windkraft	für die ersten 5 Jahre	9,1
	Offshore für die ersten 9 Jahre	
	Danach Reduzierung bis	6,2
Geothermie	bis 20 MW	8,9
	über 20 MW	7,2
Photovoltaik	bis 5 MW auf Dächern und 100 kW auf Freiflächen	51

Tabelle 2: Regelungsinhalte des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Die in Deutschland neu installierten Windenergiekonverter liegen im Bereich von 1 MW und mehr (Tabelle 3).

Leistungsklasse – Stand 31.12.2001 [kW]						
	5 - 130	130.1 - 310	310.1 - 749	749.1 - 1499	> 1499	gesamt
Anzahl	1.366	862	5.340	1.678	2.192	11.438
Installierte elektrische Leistung [MW] (gerundet)	137	228	3.029	1.883	3.476	8.754
Potentielle jährliche elektrische Arbeit [GWh] (gerundet)	205	428	5.477	3.138	7.218	16.466

Tabelle 3: Übersicht über die Windenergienutzung in Deutschland

Die aktuellsten statistischen Zahlen des Deutschen Windenergie Instituts (DEWI) zeigen, dass die Anzahl der installierten Windenergiekonverter bis zum Ende des Jahres auf 11.438 entsprechend 8.754 MW Leistung, angewachsen ist (Tabelle 3). Vom weltweiten Windenergieangebot her gesehen, ist die deutsche Westküste nicht schlecht positioniert. Es lassen sich Ausnutzungsdauern von 2500 h/a an der Küste erreichen. Dies bedeutet, dass beispielsweise ein Windenergiekonverter mit 1 MW installierter Leistung pro Jahr 2.500 MW-Stunden Elektrizität erzeugen kann. Diese Elektrizitätsmenge ist jedoch für die elektrische Energieversorgung nicht gesichert. Es kann nicht vorher geplant werden, wann sie anfällt. Man muss also durch „Backup-Kraftwerke“ abgesichert werden. Standorte im Binnenland weisen Ausnutzungsdauern von etwa 1.700 h/a auf.

Der gesamte Elektrizitätsverbrauch in Deutschland liegt in der Größenordnung von 500 TWh. Die Windenergie trägt somit zu Beginn des Jahres 2002 mit 3,5% an der gesamten Stromerzeugung bei.

Windenergiekonverter rechnen sich für den Betreiber. Häufig werden Windenergie-parks als so genannte Kommanditistenmodelle betrieben. Rund 1/3 des benötigten Investmentkapitals werden über Kommanditisten als Geldanlagemodell bereitgestellt. Der Rest kommt von einer Bank und muss innerhalb von 10 Jahren zurückgeführt werden. Nach Abschreiben von steuerlichen Anlaufverlusten in den ersten 3 Jahren erhalten die Kommanditisten bis zum 10. Jahr eine relativ geringe Rendite, um dann nach Tilgung des Restkapitals nach 10 Jahren an die

Bank eine nennenswerte Rendite zu erwirtschaften. Die Fördersätze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind so bemessen, dass sich für die Betreiber der Einsatz ihres Geldes in die Windenergie rechnet. Es steht deshalb genügend Kapital zum Ausbau der Windenergie zur Verfügung. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Struktur der Investitionskosten eines Windparks. Die spezifischen Kosten liegen bei 1.260 €/kW.

Investitionsplan	Betrag [Mio €]	Anteil [%]
Windkraftanlagen, Transport, Montage, Inbetriebnahme, Netzanbindung, Infrastruktur	15,7	83,0
Technische Planung, Baugrunduntersuchungen, Gutachten und Netzanschlusskosten	2,0	11,0
Ausgleichmaßnahmen sowie Nutzungsentschädigung in der Bauphase	0,3	1,5
Gesellschaftskosten in der Investitionsphase (Notar, Handelsreg., Geschäftsbesorgung), Beratung	0,3	1,5
Kapitalbeschaffung / Finanzierung während der Bauzeit	0,7	3,0
Summe	19,0	100,00

Tabelle 4: Investitionskosten einer Erschließungsmaßnahme von zwei Windparks (Amersdorf und Wellen) mit 10 x 1,5 MW Konvertern, Dezember 2001 (Werte gerundet)

6. Potentiale, politische Randbedingungen, Off-Shore-Anlagen

Wie bereits ausgeführt, ist die Windenergie für den Lastverteiler ungesicherte Leistung. Der Lastverteiler ist dafür verantwortlich, dass zu jeder Zeit genügend Elektrizität in das elektrische Netz eingespeist wird. Er weiß nicht, wann die Windenergie anfällt. Messungen der Gleichzeitigkeit, die im Rahmen des von der Bundesregierung geförderten 250 MW Windenergieprogramms durchgeführt wurden, zeigen beispielsweise (Bild 6), dass nur 85% der maximal installierten Kapazität von 28 MW überhaupt – und dann kurzfristig – zur Verfügung standen.

Windenergiekonverter können deshalb nur Brennstoffe ersetzen, aber keine Kraftwerkskapazität. Dies war aus Sicht der Netzregelung bisher kein so großes Problem, da genügend Regelkapazität im deutschen und europäischen Netz zur Verfügung stand. Es war „lediglich“ ein regionales Problem. So wird zu bestimmten Nacht- und Wochenendzeiten in Schleswig-Holstein mehr Energie durch Windenergie erzeugt, als dort benötigt wird. Entsprechende Netz-

verstärkungen und Weiterleitungen der Energie in die großen Städte sind erforderlich. Bei einem weiteren Ausbau der Windenergie – politisch sind 10% und mehr Anteil an der Stromerzeugung gewünscht – spielt die Frage der schnellen Regelkapazität eine zunehmende Rolle. Auch wenn es schwierig wegen der erforderlichen regionalen Betrachtungsweise ist genau anzugeben, ab welchem Prozentteil Regelkapazität erweitert werden muss, steht doch fest, dass zukünftig die Nutzung der Windenergie durch diese Aspekte doch zusätzlich finanziell belastet werden muss.

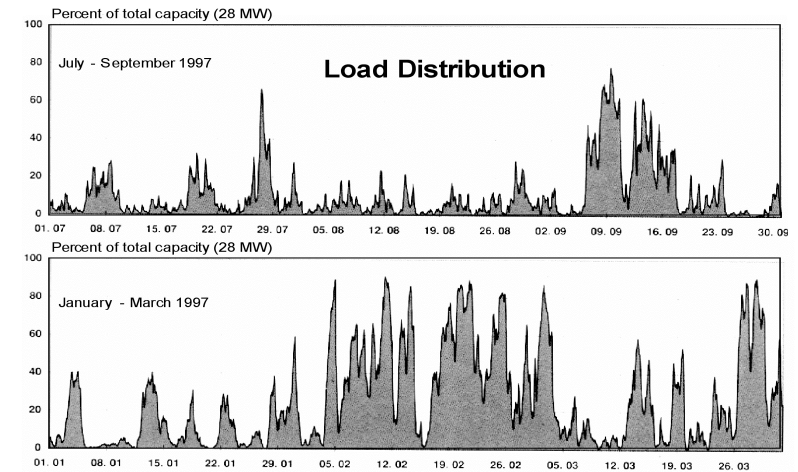


Bild 6: Gleichzeitigkeit von Windenergiekonvertern, gemessen im Messprogramm 250 MW Windenergie

Die Finanzierung des Ausbaus der Windenergie erfolgt über das Erneuerbare-Energien-Gesetz durch eine Umlage auf alle Stromverbraucher. Unter Berücksichtigung der auf den Windenergieanteil entfallenden Öko- und Mehrwertsteuer liegt diese Belastung derzeit bei 0,5 Cent/kWh und wird zukünftig mit dem Ausbau der Windenergie weiter ansteigen. Die finanziellen Mittel, die über diesen Weg in den Ausbau der Windenergie fließen, sind nicht unerheblich. Geht man beispielsweise einmal von dem politischen Ziel der Einspeisung von 10% der jährlichen Elektrizitätsmenge aus Windenergie in das öffentliche Netz aus, dann ergibt sich für die 50 TWh Windenergiestrom folgende Kostenbilanz:

Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 9 Cent/kWh

= 4,5 Mrd. €/a

abzgl. Brennstoffersparnis bei der konventionellen Stromerzeugung

ca. 2 Cent/kWh = 1 Mrd. €/a

Mittel zu Lasten des Stromkunden für die Windenergie 3,5 Mrd. €/a.

Positiv zugunsten der Windenergieerzeugung ist die CO₂-Ersparnis in Relation zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Unterstellt man, die 50 Mrd. kWh-Windenergie müssten ansonsten aus Kohle erzeugt werden (was durch den zunehmenden Anteil des Erdgases im Strommarkt nicht ganz richtig ist) so tritt eine CO₂-Verminderung von rd. 45 Mio. t/a auf. Damit kostet 1 Tonne über den Weg der Windenergie vermiedenes CO₂ 78 €. Es bestehen – dies soll vollständigshalber erläutert werden – noch eine Vielzahl von Möglichkeiten, billiger CO₂ einzusparen, beispielsweise durch die Beschau felung älterer Turbinen mit neuen Turbinenschaufeln, durch das Einsparen von Elektrizität über energieeffizientere Geräte, durch das Abschalten der Stand-by-Schaltungen und durch verbesserte Wärmedämmung von Gebäuden.

Windenergiekonverter sind in Deutschland so genannte privilegierte Anlagen. Kommunen müssen Flächen zur Nutzung der Windenergie ausweisen. In den einzelnen Bundesländern richterlich unterschiedlich entschieden wurde die Frage, ob nur in diesen Gebieten Windenergiekonverter installiert werden dürfen. Wann eine Ansammlung von Windanlagen im juristischen Sinne ein Windenergiepark ist, mit der Notwendigkeit Ausgleichsmaßnahmen nach dem Umweltverträglichkeitsgesetz vorzunehmen, ist ebenfalls noch offen.

Die Begrenztheit von windstarken Standorten auf dem Lande und das höhere Windenergieangebot auf See führen zu einer verstärkten Erschließung von Off-Shore-Windparks. Erste Windparks wurden in Kopenhagen und in Schweden bereits installiert. Sie stehen in Wassertiefen bis etwa 10 m. In Deutschland liegen 28 Anträge von 16 Antragsstellern für Off-Shore-Windparks vor, ein Teil davon in der Genehmigung. Sie sollen entlang der Nordseeküste in Entfernungen von 30 km und mehr vor der Küste in Wassertiefen um die 30 m errichtet werden. Ebenso sollen Windparks in der Ostsee installiert werden. Für den ersten Windpark, 45 km nordwestlich von Borkum, wurde zwischenzeitlich eine Genehmigung erteilt. Sie bezieht sich allerdings nur auf 12 der im Endausbau erwünschten 208 Anlagen. Ihr Baubeginn muss bis zum Sommer des Jahres 2004 erfolgen, der Betrieb wird von einem Forschungsprogramm begleitet. Geklärt werden sollen Fragen der Beeinflussung der Schifffahrt, der Natur und weitere Aspekte. Die angestrebten Leistungen der einzelnen Windenergiekonverter sind 3 bis 6 MW. Noch ist eine Vielzahl von Fragen nicht endgültig geklärt: die Frage der Fundamente, die Frage der elektrischen Energieableitung, Fragen von Korrosion in Folge erhöhten Salzgehalts der Seeluft etc. Auch die Frage, ob die technische Verfügbarkeit bei Off-Shore-Anlagen in der gleichen guten Größenordnung von fast 98% wie bei Landanlagen gehalten werden kann, ist offen. Bedingt durch längere Anfahrzeiten und ggf. auch der Nichterreichbarkeit durch hohen Seegang wird der Wartungszugang erschwert. Dagegen steht eine Ausnutzungsdauer des Windenergieangebotes von 4.500 h/a gegenüber 2.500 h an sehr guten Landstandorten. Alle Windenergiehersteller arbeiten derzeit mit großem Nachdruck an der Entwicklung von Off-Shore-Anlagen. Betreibergesellschaften planen und sichern finanziell gleichzeitig den Aufbau von Windenergieparks.

7. Ausklang

Deutschland ist Weltmeister bei der Nutzung und dem Export von Windenergieanlagen. Knapp 4% der Stromerzeugung wird die Windenergie Ende des Jahres 2002 liefern, das politische Ziel ist 10% und mehr. Finanziert wird der Ausbau der Windenergie über eine Windumlage auf den Strompreis über das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die damit vermiedene Tonne CO₂ kostet rd. 80 € und liegt im Mittelfeld der Kosten für die Verminderung von CO₂.

Technisch gesehen haben Windenergiekonverter einen sehr hohen Verfügbarkeitsstandard erreicht. Zwei ausgereifte Bauformkonzepte sind eingeführt. Die Entwicklungsarbeiten zielen mit großem Einsatz in Richtung 5 MW-Anlagen zur Off-Shore-Installierung von Windparks. Im Frühjahr der Jahres 2002 wurde der erste Windpark in der Nordsee genehmigt.

Die Potentiale der Windenergie sind noch bei weitem weltweit, in Europa und auch in Deutschland nicht ausgeschöpft. Windenergie stellt allerdings für die Elektrizitätswirtschaft keine gesicherte Leistung dar. Sie kann Kraftwerke nicht ersetzen und der weitere Ausbau der Windenergie führt zur Notwendigkeit schnelle Regelleistung zusätzlich zu installieren. Wegen ihrer Umweltvorteile und der anhaltenden Diskussion um Kernenergie verfügen erneuerbare Energien, insbesondere die Windenergie, im energiepolitischen Umfeld über eine große, stabile positive Meinungsbildung. Auch die „Lobby“ ist gut organisiert. Verbunden mit dem Ziel der Europäischen Union erneuerbare Energien verstärkt zu fördern, wird deshalb ein weiterer Zubau der Windenergie stattfinden. Neben Kernenergie, Kohle und Erdgas wird sie mittelfristig zur vierten Kraft in der Stromerzeugung aufsteigen. Statistisch rückt sie auf den dritten Platz vor, wenn denn die Kernenergie in zwei Jahrzehnten ausgelaufen sein sollte.

Redaktionsschluss 07. März 2002

Dieser Tatbestand sowie die daraus resultierenden Konsequenzen für den Kraftwerks- und Netzbetrieb werden im Folgenden anhand einer anwendungsbezogenen Untersuchung am Beispiel des VEAG¹-Netzes erläutert.

2. Kraftwerks- und Netz-Nachbildung

Den nachfolgenden Simulationsuntersuchungen liegt das detaillierte Netzdynamikmodell der Universität Stuttgart [5a,b] zugrunde, mittels dessen das gesamte UCTE/CENTREL-Netz einschließlich der einspeisenden Kraftwerksblöcke und dynamischen Lasten detailliert nachgebildet wird.

Bild 2 gibt einen Überblick über das nachzubildende 380/220-kV-Hochspannungsübertragungsnetz der VEAG. Wie zu ersehen, erfolgt die Einspeisung der konventionellen – d.h. der nicht erneuerbare Energie erzeugenden – Kraftwerke vorwiegend von Südosten aus, und zwar seitens der dortigen braunkohlegefeuerten Kraftwerksblöcke mit Nennleistungen im Bereich von 500 und 930 MW.

Die Vielzahl von Windkraftanlagen, die dezentral in das Netz einspeisen, werden vereinfacht durch 22 regional angeordnete Ersatz-Windparks mit Nennleistungen im MW- bis GW-Bereich berücksichtigt, und zwar südlich Berlins, d.h. „im Süden“ des langgestreckten VEAG-Netzes, 13 Windkraftparks und „im Norden“ fünf Windkraftparks sowie zukünftig vier Windkraftparks off-shore entlang der Ostseeküste. Die bei den nachfolgenden Untersuchungen jeweils zugrunde gelegte Windkrafteinspeisung in das VEAG-Netz ist in Bild 2b veranschaulicht.

Die Netzanbindung der nachzubildenden Ersatz-Windparks [6] erfolgt wie in Bild 2c skizziert auf 220/380-kV-Ebene. Die Windparks sind nicht spannungsgeregelt und speisen vorwiegend Wirkleistung ein. Es wird davon ausgegangen, dass eventuell vorhandene Blindleistungsanteile vor Ort kompensiert werden. Die nachgebildeten Ersatz-Windparks weisen damit das Verhalten „negativer Verbraucher“ auf.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die Leistungsfluktuationen, die der stationären Windkrafteinspeisung P_{WK} überlagert sind – gemittelt über alle VEAG-Windparks – $\pm 20\%$ der jeweiligen stationären Windkrafteleistung betragen, d.h. es gilt:

$$P_{WK} = P_{WK} \pm \Delta P_{WK} = (1 \pm 0,2) P_{WK}$$

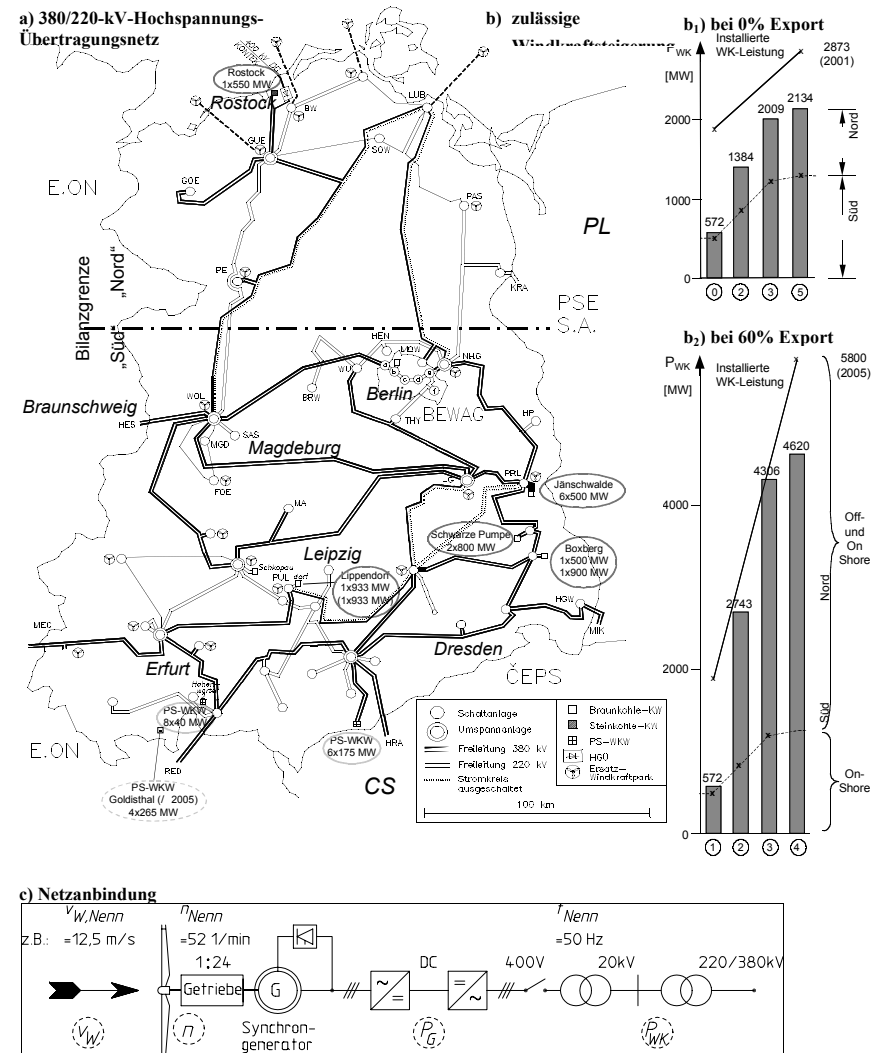


Bild 2: VEAG-Netz mit Windkraft-Einspeisung und – soweit notwendig – von konventionellen Kraftwerken

¹ Seit dem 01.07.2002 sind die deutschen EVUs BEWAG, HEW und VEAG in die Vattenfall Europe integriert worden.

3. Referenzfall

Als Referenzfall dient ein Schwachlast-Betriebszustand, wie er z.B. am 31.12.2000 um 6:41 Uhr innerhalb des VEAG-Netzes vorherrschte mit einer Last von $P_V = 3634$ MW und einer Austauschleistung von $P_A^{(VEAG)} = 1290$ MW, s. Bild 3. Der hohe Leistungsexport beruht im wesentlichen darauf, dass ein 930-MW-Block in Lippendorf im Auftrag VEAG-externer Gesellschaften, nämlich der E.ON und EnBW, betrieben wird und die zu jenem Zeitpunkt erzeugte Blockleistung nach dorthin exportiert worden ist.

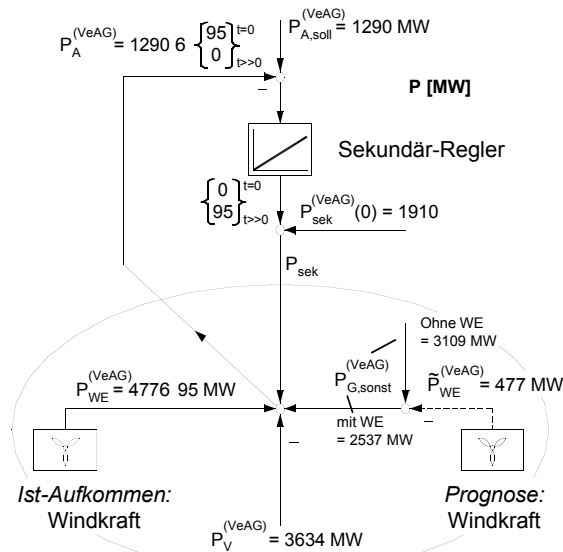


Bild 3: Leistungsaufteilung im Basisfall (0)

Der größte Anteil der Erzeugerleistung wurde bei dem betrachteten Schwachlast-Betriebszustand noch seitens der konventionellen Kraftwerksblöcke bereitgestellt, und zwar

$$P_{sek}^{(VEAG)} = 1910 \pm 95 \text{ MW} \text{ mittels sekundär geregelter Kraftwerksblöcke}$$

$$P_{Gsonst}^{(VEAG)} = 2537 \text{ MW} \text{ mittels primär geregelter bzw. ungeregelter Kraftwerksblöcke.}$$

Die restliche Leistungserzeugung in Höhe von $P_{WK} = 477 \pm 95$ MW, erfolgte bereits mittels Windkraftanlagen. Dieser beschriebene Schwachlast-Betriebszustand dient als Ausgangspunkt der nachfolgenden Untersuchungsszenarien und wird daher als Basisfall (0) bezeichnet.

Die zu jenem Zeitpunkt vorherrschende zugehörige VEAG-Netztopologie ist in Bild 2a veranschaulicht. Die geografische Zuordnung ist anhand der eingetragenen Großstädte sowie Landes- und Netzbetreiber-Grenzen zu ersehen.

4. Untersuchungsszenario I „Ohne Windleistungsexport“

Im ersten Szenario wird die maximal zulässige Windkraftsteigerung betrachtet ohne Möglichkeit eines anteiligen Windleistungsexports zu anderen Übertragungsnetzbetreibern mit prozentual weniger Windkrafteinspeisung.

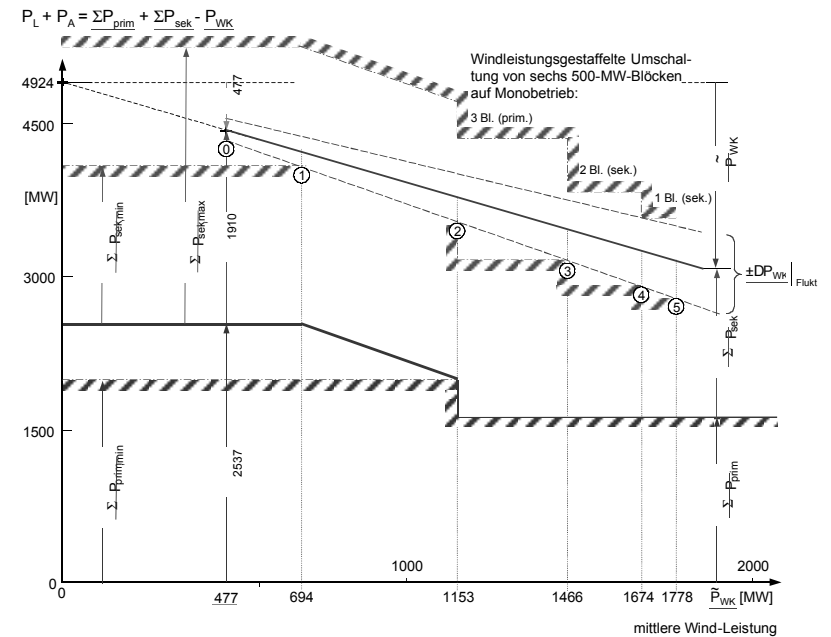


Bild 4: Summarische „Wirkleistungsbilanz“
⇒ Szenario I „ohne Windleistungs-Export“

4.1 Windleistungsabhängiger Kraftwerkseinsatz

Die Last und der Leistungsexport sind mit $P_L + P_A = 3634 + 1290 = 4924$ MW während des gesamten Szenarios konstant. Somit müssen die in Betrieb befindlichen konventionellen

Kraftwerksblöcke mit zunehmender Windkrafteinspeisung entsprechend zurückgefahren werden. Dieser Sachverhalt ist in Bild 4 veranschaulicht.

Ausgehend vom Basisfall (0) mit einer Windkrafteinspeisung von $P_{WK}^{(0)} = \bar{P}_{WK} \pm \Delta P_{WK} = 477 \pm 95 \leq 572$ MW werden zunächst die sekundär geregelten Kraftwerksblöcke zurückgefahren, die im Duobetrieb bei $P_{WK}^{(1)} = 694 + 139 = 833$ MW ihre untere Einsatzgrenze erreichen. Danach wird die Leistung der vorwiegend primär geregelten Kraftwerksblöcke entsprechend reduziert, bis auch diese bei $P_{WK}^{(2)} = 1153 + 231 = 1384$ MW ihre untere Einsatzgrenze im Duobetrieb erreichen.

Eine weitere Reduktion der Erzeugerleistung ist nur möglich, wenn die sechs 500-MW-Blöcke von Duo- auf Monobetrieb umgeschaltet werden. Bei dieser – historisch bedingten, VEAG-spezifischen – Umschaltmöglichkeit speist im Monobetrieb nur noch einer der zwei Dampfzeuger auf die im Duobetrieb gemeinsame Turbine, vgl. Bild 5.

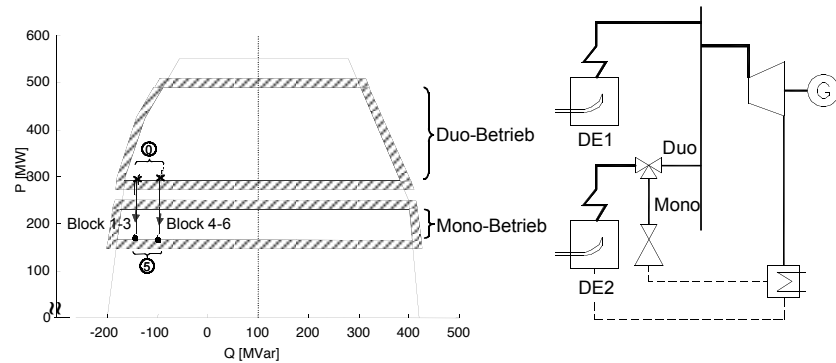


Bild 5: Generator-Leistungsdigramme bei Schwachlastbetrieb, Szenario I bzw. II

Bei Umschaltung der drei nur primär geregelten 500-MW-Blöcke auf Monobetrieb gewinnen die sekundär geregelten Blöcke vorübergehend wieder an Regelspiel, das jedoch bei Steigerung der Windkrafteinspeisung auf $P_{WK}^{(3)} = 1466 + 293 = 1759$ MW bereits wieder aufgezehrt ist. Bei Umschaltung auch der sekundär geregelten 500-MW-Blöcke auf Monobetrieb ist eine weitere Erhöhung der Windkrafteinspeisung auf maximal $P_{WK}^{(5)} = 1778 + 356 = 2134$ MW möglich.

Eine weitere Steigerung der Windkrafteinspeisung ist bei diesem Szenario nicht möglich. Denn die Abschaltungen von Kraftwerksblöcken würde:

- die Verfügbarkeit beeinträchtigen,
- hohe Ab-/Anfahrkosten verursachen und zudem
- das Problem der Spannungshaltung im VEAG-Netz weiter erschweren.

4.2 Generator- und Netzverhalten

Bild 5 zeigt beispielhaft den windleistungsabhängigen Einsatz der 500-MW-Kraftwerksblöcke im Generator-Diagramm. Aufgrund des zugrunde gelegten Schwachlastfalls und der infolgedessen geringen induktiven Belastung werden alle Generatoren stark untererregt betrieben. Zudem sind zur Reduzierung der kapazitiven Ladeleistung Übertragungsleitungen, die bei Schwachlastbetrieb nicht zwingend benötigt werden, abgeschaltet, s. gepunktete Leitungen in Bild 2a.

Da sich die Generator-Kennfeld-Bereiche bezüglich Duo- und Monobetrieb nicht überlappen, muss vor der Umschaltung auf Monobetrieb die Generatorleistung der sekundär geregelten Blöcke angehoben werden. Dies führt aufgrund des dann resultierenden Leistungsüberschusses zu einem vorübergehenden Anstieg der Austauschleistung, die jedoch binnen von Minuten wieder auf ihren Sollwert von $P_A = 1290$ MW geregelt wird. In Bild 6_{1a} gar binnen 30 Sekunden, da das thermische Verhalten der Kraftwerksblöcke aus Darstellungsgründen um den Faktor 10 zeitgerafft nachgebildet wurde. Sobald P_A eingeschwungen ist, schließt die Simulation des nächsten Untersuchungsfalls an.

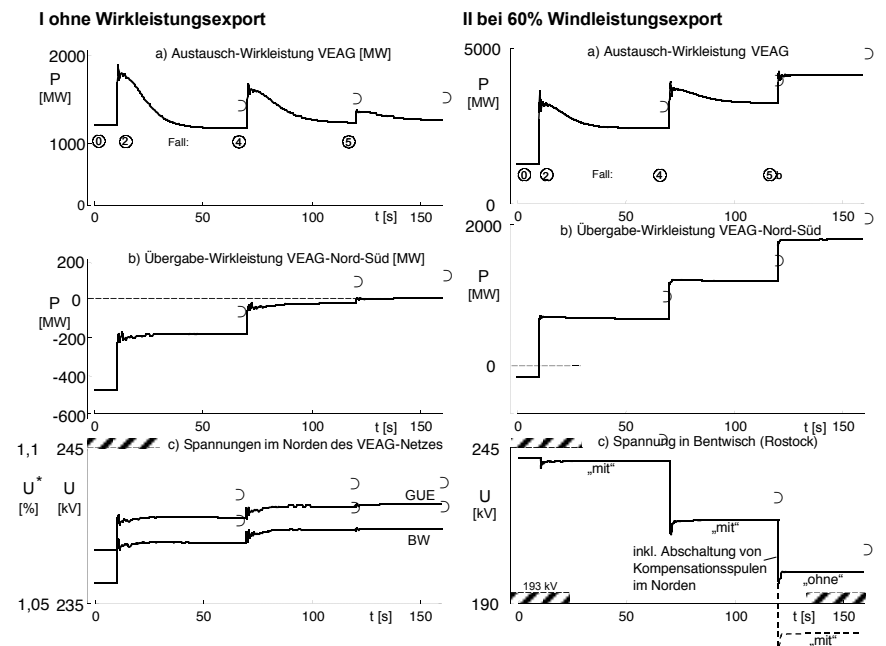


Bild 6: Simuliertes Leistungs- und Spannungsverhalten

Wie anhand der in Bild 6_{1b} dargestellten Übergabeleistung zwischen dem Nord- und dem Südtteil des VEAG-Netzes zu ersehen, decken die im Süden einspeisenden konventionellen Kraftwerksblöcke die Fehlleistung im Norden mit ab. Da mit zunehmender Windkrafteinspeisung die Last im nördlichen Teil des VEAG-Netzes durch die dortigen Windkrafanlagen gedeckt wird, steigt die zunächst negative Nord-/Süd-Übergabe-Wirkleistung bis auf Null an. Dies bedingt zugleich, dass mit der Reduktion der Nord-/Süd-Übergabeleistung die induktiven Leitungsverluste zurückgehen, wodurch das Spannungsniveau im Norden leicht ansteigt, s. Bild 6_{1c}. Generell verlaufen bei diesem Untersuchungsszenario jedoch alle Spannungsverläufe noch unterhalb der kritischen Obergrenze von $U_{\max} = 245$ bzw. 420 kV.

Da die Spannungssollwerte an den Haupt-Einspeisepunkten innerhalb des VEAG-Netzes etwas niedriger eingestellt sind als im benachbarten E.ON-Netz, kommt es im Basisfall zu einem entsprechenden Blindleistungsexport. Dieser geht jedoch mit dem Spannungsanstieg im VEAG-Netz auf nahezu die Hälfte zurück, s. Bild 6_{1c}.

5. Untersuchungsszenario II „mit anteiligem Windleistungsexport“

Solange die Windleistungseinspeisung gering ist, kann diese vom Übertragungsnetzbetreiber des betreffenden Netzes allein ausgeglichen werden, vgl. Kap.4. Bei prozentual ansteigender Windleistungseinspeisung erweist es sich jedoch als sinnvoll, dass sich alle Verbundpartner innerhalb Deutschlands oder noch besser innerhalb des gesamten Verbundnetzes am Ausgleich der regionalen Windleistungseinspeisungen beteiligen.

Diesem Ziel dient das nachfolgende Szenario II, bei dem davon ausgegangen wird, dass 60% der jeweils in das VEAG-Netz eingespeisten Windleistung von anderen Verbundnetzpartnern mit prozentual geringerer Windkrafteinspeisung ausgeglichen wird und somit nach dorthin exportiert werden kann.

Dabei wird bezüglich des Netzbetriebes wieder vom Schwachlast-Basisfall (0) ausgegangen. Jedoch erfolgt die Steigerung der Windleistungseinspeisung nun unter Berücksichtigung des bis 2005 vorgesehenen Windkraftausbaus lt. Bild 2b₂. Zudem wird der bis dahin leicht erweiterte Kraftwerks- und Netzausbau, wie in Bild 2a angedeutet, berücksichtigt. Alle anderen Netzbetriebsvorgaben, wie Transformatorstufungen und Spannungen an den Randknoten zu den Nachbarnetzen werden als unverändert zugrunde gelegt.

5.1 Windleistungsabhängiger Kraftwerkseinsatz

Wie anhand der summarischen Leistungsbilanz in Bild 7 zu ersehen, kann die Windkraft-Einspeisung nun weit mehr gesteigert werden, da – wie zugrunde gelegt – nur noch 40% innerhalb des VEAG-Netzes auszugleichen sind.

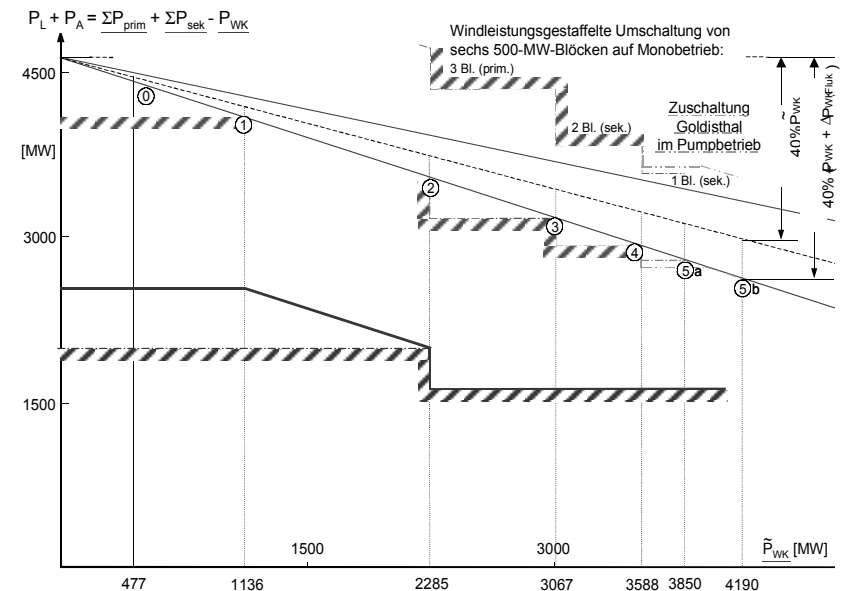


Bild 7: Summarische „Wirkleistungsbilanz“
⇒ Szenario II bei „60% Windleistungsexport“

So kann eine Windleistungseinspeisung bis zu $P_{\text{WK}}^{(1)} = \tilde{P}_{\text{WK}}^{(1)} + \Delta P_{\text{WK}}^{(1)} = 1136 + 227 = 1363$ MW allein durch das Zurückfahren der sekundär geregelten Kraftwerksblöcke ausgeglichen werden. Ab dieser Energieleistung müssen auch die sonstigen, vorwiegend primär geregelten Kraftwerksblöcke entsprechend zurückgefahren werden. Ab einer Windleistungseinspeisung von $P_{\text{WK}}^{(2)} = 2285 + 457 = 2742$ MW reicht auch diese Maßnahme nicht mehr, so dass sich die Umschaltung der drei primär geregelten 500-MW-Blöcke auf Monobetrieb als notwendig erweist. Ab einer Windleistungseinspeisung von $P_{\text{WK}}^{(3)} = 3067 + 613 = 3680$ MW erfolgt zusätzlich die Umschaltung zweier sekundär geregelter Blöcke auf Monobetrieb und ab $P_{\text{WK}}^{(4)} = 3588 + 718 = 4306$ MW die Umschaltung auch des dritten sekundär geregelten Blockes. Mit dieser Maßnahme 5a ist eine Steigerung der Windleistungseinspeisung bis maximal $P_{\text{WK}}^{(5a)} = 3850 + 770 = 4620$ MW möglich.

Nach Fertigstellung des Pumpspeicherkraftwerkes Goldisthal im Jahr 2005 besteht alternativ zur Umschaltung des sechsten 500-MW-Blockes auf Monobetrieb die Möglichkeit, eine drehzahlgeregelte Wasserturbine vorübergehend im Pumpbetrieb zu fahren und auf diese Weise zu viel erzeugte Windenergie zwischenspeichern. Aufgrund der so bedingten Lastanhebung ist eine weitere Erhöhung der Windleistungseinspeisung bis auf maximal $P_{\text{WK}}^{(5b)} = 4190 + 838 =$

5028 MW möglich. Dabei wird die Pumpe zunächst mit 190 MW Mindest-Last betrieben und danach entsprechend der Windleistungssteigerung auf 290 MW Voll-Last hochgefahren.

5.2 Generator- und Netzverhalten

Das anhand der Generatordiagramme in Bild 5 dargestellte Einsatzverhalten der Kraftwerksblöcke ist bei beiden Szenarien nahezu gleich. Dies beruht darauf, dass jeweils vom Schwachlast-Netzbetrieb ausgegangen wird, und dass die Kraftwerksblöcke jeweils an die untere Grenze ihrer Regelbereiche zurückgefahren werden.

Hingegen steigt beim Szenario II die Austauschleistung aufgrund des 60-prozentigen Windleistungsexports mit zunehmender Windkrafteinspeisung P_{WK} an, s. Bild 6_{IIa}. Da diese Leistungszunahme vorwiegend im Norden seitens der bis 2005 eingeplanten großen Off-Shore-Windparks erfolgt, kommt es, nachdem der Nord-Leistungsbezug im Verlauf von Szenario I bereits auf Null zurückgegangen ist, nun zu einem starken Leistungsstromtransport in Nord-Süd-Richtung, s. Bild 6_{IIb}.

Damit gekoppelt steigen die Blindleistungsverluste im Übertragungsnetz wieder an, wodurch es zu einer sukzessiven Absenkung des Spannungsniveaus besonders im Norden des VEAG-Netzes kommt, s. Fig. 8d. Dabei würde die dortige Spannung – ausgehend von $U^{(0)} = 240$ kV im Basisfall – bei maximaler Windleistungseinspeisung von $P_{WK|max}^{(5b)} = 5028$ MW gar auf 180 kV abfallen. Damit diese nicht unter $U = 0,9 U_{Nenn}$ absinkt, müssen im Norden des VEAG-Netzes vorhandene Kompensationsspulen mit insgesamt 850 MVar abgeschaltet werden, vgl. Fig. 8d.

Nach Ausführung dieser Schaltmaßnahme ist die kraftwerksseitig maximal zulässige Windkrafteinspeisung auch netzseitig übertragbar, und zwar unter Inanspruchnahme des gesamten Spannungstoleranzbereiches.

Zudem kommt es aufgrund der sukzessiven Spannungsabsenkung im VEAG-Netz und der damit wieder größer werdenden Spannungsdifferenz zu den benachbarten Netzen zu einem zunehmenden Export an kapazitiver Blindleistung seitens des VEAG-Netzes, s. Bild 6_{IIc}.

Einem weiteren Anstieg der Windkrafteinspeisung über die maximal zulässige Leistung hinaus ist durch leistungsbegrenzende Verstellung der Rotorblätter [7] oder durch vorübergehende Abschaltung einzelner Windkraftanlagen entgegen zu wirken. Dies wird sich jedoch nur bei sehr hohen Windstärken und damit wohl nur an wenigen Tagen des Jahres als notwendig erweisen.

6. Anzustrebendes neues Sekundärregelungskonzept

Die bei den Untersuchungsszenarien I und II kraftwerksseitig notwendigen Maßnahmen zur Ermöglichung einer jeweils maximalen Windleistungseinspeisung weisen jedoch energetisch folgende Nachteile auf:

- Das Zurückfahren der Kraftwerksblöcke bis zum Schwachlastbetrieb führt zu einer Wirkungsgradverschlechterung. Dies gilt besonders für Dampfkraftwerke, vgl. Bild 8a.
- Beim Übergang auf Monobetrieb bleibt der von der Turbine abgetrennte Dampferzeuger in aller Regel aus Gründen der Verfügbarkeit in Betrieb, wobei der erzeugte Frischdampf über die Reduzierstation entspannt und zum Kondensator hin „entsorgt“ werden muss, sofern er nicht zur Prozessdampf- bzw. Fernwärmeversorgung genutzt werden kann.
- Der Pump-/Turbinen-Speicherbetrieb ist nur mit einem Wirkungsgrad von ca. 74% möglich, s. Bild 8b. Daher ist die vorübergehende Speicherung von Windenergie mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken stets mit Leistungsverlusten im Bereich von 26% verbunden.

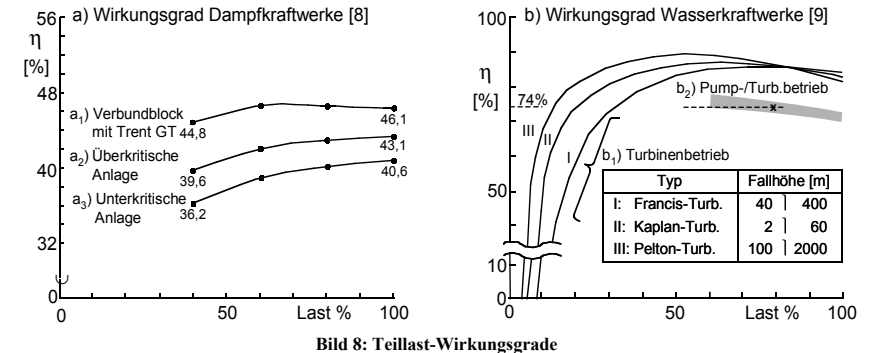


Bild 8: Teillast-Wirkungsgrade

Um die bei dualer Energieversorgung erforderlichen kraftwerksseitigen Maßnahmen nicht unnötig hart anwenden zu müssen, sondern so moderat wie möglich, bedarf es einer Beteiligung aller Verbundpartner am Leistungsausgleich der zeitlich und örtlich ungleichen Einspeisungen seitens der Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen. Dies gilt gegebenenfalls auch für dezentral einspeisende Brennstoffzellen, die zwar nicht zu obiger Anlagengattung zählen, sich jedoch durch einen hohen energetischen Wirkungsgrad auszeichnen und ebenfalls zeitlich stark schwankende Leistungseinspeisungen aufweisen.

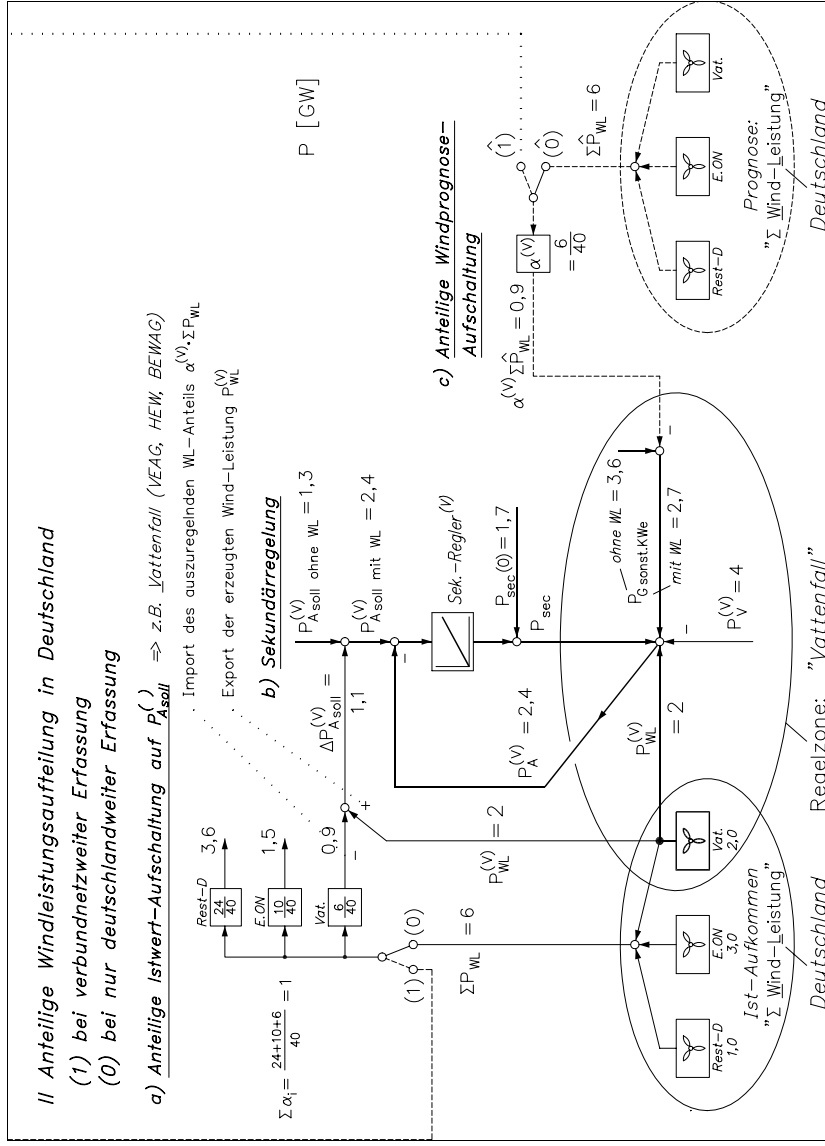
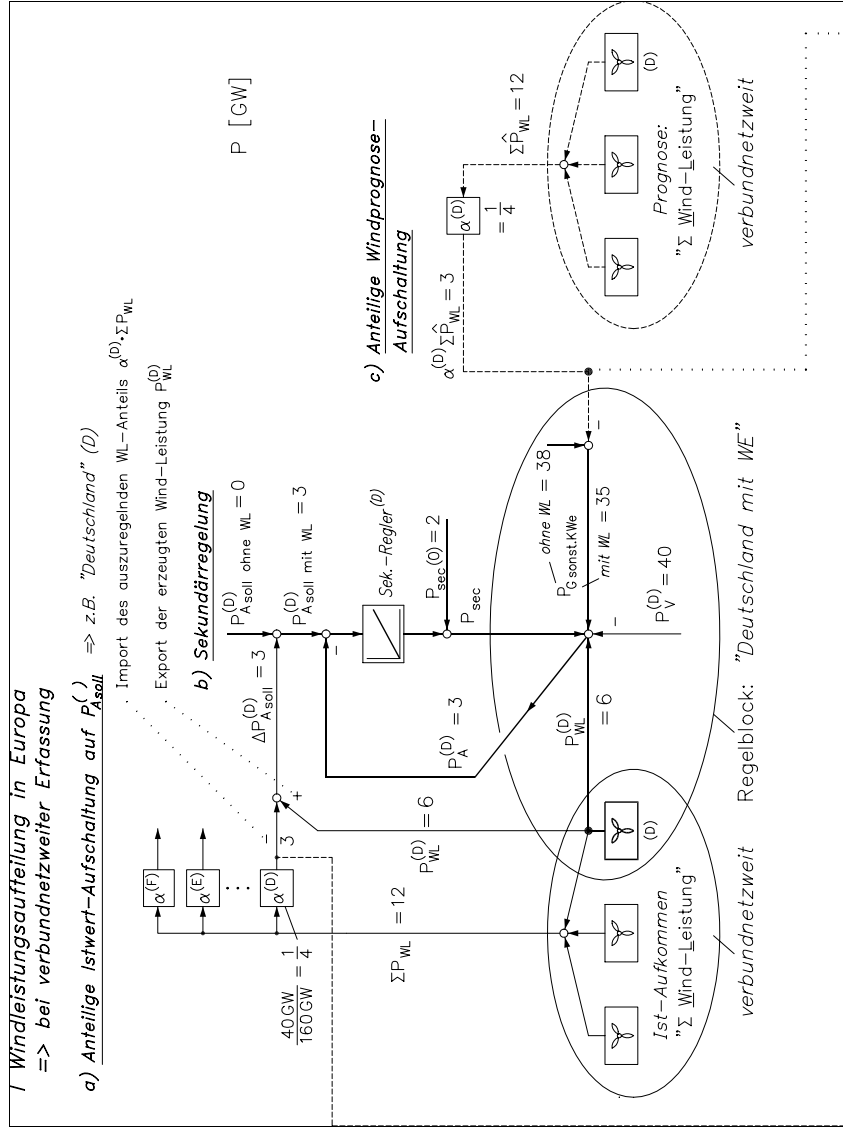


Bild 9: Anzustrebendes neues Sekundärregelungskonzept

Hierzu bedarf es eines erweiterten Sekundärregelungskonzeptes, bei dem die je Regelzone bzw. Regelblock regenerativ erzeugte Ist-Leistung summarisch erfasst² und auf den Sollwert der jeweiligen Austauschleistung P_A aufgeschaltet wird.

Die auf diese Weise je Regelzone bzw. je Regelblock „exportierten“ regenerativen Leistungseinspeisungen P_{RE_j} sind in einem zusätzlichen ungeregelten Bilanzkreis zu ΣP_{RE_j} zusammenzufassen und – soweit übertragungstechnisch möglich – gemäß des jeweiligen Lastanteils $\alpha^{(i)}$ an der Gesamtlast ΣP_V auf die einzelnen Regelzonen bzw. Regelblöcke zu verteilen, vgl. in den Bildern 9_I und 9_{II} jeweils Teilbild a.

Dieser Sachverhalt ist in Bild 9_I am Beispiel der Austauschleistung des deutschen Regelblockes $P_{Asoll}^{(D)}$ veranschaulicht und gilt in entsprechender Weise auch für die unterlagerten Regelzonen, wie in Bild 9_{II} für die Vattenfall-Regelzone dargestellt. Die bewusst einfach gewählten Zahlenbeispiele erleichtern das Verstehen des erweiterten Sekundärregelkonzeptes.

Die Teilbilder b zeigen jeweils das klassische Sekundärregelungskonzept und die Teilbilder c die anteilige Aufschaltung der verbundnetzweit bzw. je Regelblock prognostizierten regenerativen Energieerzeugung.

Eine derartige – zugleich wettbewerbsgerechte – Handhabung erscheint bei weiter ansteigender regenerativer Energieerzeugung unumgänglich und ist bei vorgesehener verbundnetzweiter Einführung auch von der Europäischen Union mit zu tragen. Denn zum einen kommen Netzbereiche mit hohem Anteil an regenerativer Energieerzeugung – wie am Beispiel des Untersuchungsszenarios I veranschaulicht – bereits heute zu Schwachlastzeiten an die Grenze ihrer Regelfähigkeit. Zum anderen heben sich die Leistungsfluktuationen regenerativer Erzeugungsanlagen verbundnetzweit anteilig gegenseitig auf. Denn in aller Regel sind die mittleren Windstärken entlang der Küsten von Ostsee, Nordsee, Atlantik und Mittelmeer sowie auch innerhalb Europas unterschiedlich hoch und zudem sind die überlagerten Fluktuationen von Standort zu Standort unterschiedlich und somit nicht miteinander korreliert [10].

Allein schon aus diesem Grunde sollte das erweiterte Sekundärregelungskonzept mit getrennter Bilanzierung aller regenerativ erzeugten Leistungen zum möglichst frühen Zeitpunkt eingeführt werden. Dies ist unabhängig davon, ob, wann und wie man sich über die anteilige Verteilung der regenerativ erzeugten und – aufgrund summarischer Erfassung – geglätteten Gesamtleistung einigt. Vorrangig ist, dass **nicht** jeder Verbundnetzpartner genötigt ist, die in sein Netz eingespeisten, regenerativ erzeugten Leistungsfluktuationen separat auszuregeln [6]. Dadurch dürfte zugleich die Thematik bezüglich notwendiger Energiespeicher zum Ausgleich fluktuierender Leistungseinspeisungen entschärft werden.

² Dabei ist von der messtechnisch erfassten Leistungseinspeisung großer Windparks auf den zusätzlichen Anteil dezentraler Windkraftanlagen, deren Leistungseinspeisung nicht kontinuierlich erfasst wird, hochzurechnen.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Die in Europa jüngst eingeführte deregulierte Energiewirtschaft mit der Zielsetzung einer kostenminimalen Energieversorgung steht einer dualen Energieversorgung unter vorrangigem Einsatz regenerativer Energieversorgungsanlagen diametral gegenüber.

Zum Aufzeigen und Klären dieses Sachverhaltes ist eine entsprechende Simulationsstudie am Beispiel der ständig zunehmenden Windkrafteinspeisung in das ostdeutsche Übertragungsnetz der VEAG durchgeführt worden. Zu den wesentlichen Untersuchungsergebnissen zählen:

- Die in das VEAG-Netz einspeisenden konventionellen Kraftwerksblöcke können durch entsprechendes Zurückfahren bis auf Mindsterzeugung 1,75 GW \pm 20% an Windleistung ausgleichen; dies jedoch nur unter Inkaufnahme einer energetischen Wirkungsgradverschlechterung.
- Bei anteiligem Windleistungsexport können bis zu 4,2 GW \pm 20% an Windleistung in das VEAG-Netz eingespeist und übertragen werden, was selbstverständlich mit zunehmenden Übertragungsverlusten verbunden ist.
- Die von der Vielzahl der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu jedem Zeitpunkt regional eingespeisten Leistungsanteile sind nicht innerhalb der einzelnen Regelzonen bzw. Regelblöcke auszuregeln, sondern summarisch in einem zusätzlichen Bilanzblock zu erfassen. Dadurch gleichen sich regional auftretende regellose Leistungsfluktuationen bereits anteilig gegenseitig aus.

Im Sinne einer wettbewerbsgerechten Energieversorgung sollte die regenerativ erzeugte Gesamtleistung lastanteilig auf die einzelnen Verbundpartner aufgeteilt werden. Eine derartige Aufteilung sollte vorrangig zu den kurz- und mittelfristigen Kauf-/Verkaufabschlüssen am Energiemarkt erfolgen und nur im Falle auftretender Übertragungsnetzengpässe eingeschränkt werden. Hierzu wäre die Minutenreserveleistung, die seitens der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber vorzuhalten ist, entsprechend zu erhöhen, wobei sich die Betreiber von Windkraftanlagen gegebenenfalls an den resultierenden Kosten zu beteiligen hätten.

Zur Umsetzung dieser Maßnahmen bedarf es eines erweiterten Sekundärregelungskonzeptes. Dieses ist in Kap. 6 vorgestellt und am Beispiel des deutschen Regelblockes sowie der Vattenfall-Regelzone erläutert worden.

Im Rahmen einer weiterführenden Simulationsstudie ist das Regelverhalten des europäischen Verbundnetzes unter Berücksichtigung der regenerativen Leistungseinspeisungen bei allen Verbundpartnern zu untersuchen.

8. Literatur

- [1] Bundesverband WindEnergie e.V.: Zahlen zur Windenergie.
<http://www.wind-energie.de/informationen/informationen.htm>.
- [2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG). Renewable Energy Sources Act (EEG). Bundesgesetzblatt I 2000.
- [3] Luther, M. und U. Radtke: Operation and Planning of Grids with High Levels of Wind Power. The World Wind Energy Conference and Exhibition July 2002, Berlin.
- [4] Kling, W.L., M. Luther et.al.: Einbindung großer Windleistungen in das europäische Verbundnetz. ETG-Fachtagung „Betrieb von Energienetzen im Europa von morgen“, 22.-23. Oktober 2002, Dresden.
- [5a] Welfonder, E., Th. Schäfer und H.P. Asal: Regelverhalten des Westeuropäischen Verbundnetzes. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 85 (1986), Heft 20.
- [5b] Kurth, M. und E. Welfonder: Ausreichende Bedämpfung von Netzpendelungen auch bei deregulierter Marktwirtschaft und Verbundnetz-Erweiterung. 6. GMA/ETG-Fachtagung Netz-Regelung und Systemführung, 21.-22. Mai 2003, München.
- [6] Spanner, M., R. Neifer und E. Welfonder: Fluktuierende Leistungseinspeisung von Windkraftanlagen. VGB Kraftwerkstechnik 76 (1996), Heft 2/96. Development and Experimental Identification of Dynamic Models for Wind Turbines and their Fluctuating Power Generation. VGB PowerTech 76 (1996), Number 2/96.
- [7] Enercon: Spec sheet Enercon E-66, 2001.
- [8] Kotschenreuther, H. und L. Miermann: Leistungs- und Wirkungsgradverbesserung von kohlebefeuernten Anlagen durch kostengünstige Repowering-Konzepte. VGB-Konferenz "Forschung für die Kraftwerkstechnik 2000", 10-12. Oktober 2000 in Düsseldorf.
- [9] Oberweis, M.: Seit 175 Jahren Einsatz von Turbinen in der Wasserkraftnutzung.
<http://www.aliai.lu/aliai/rt/19993a/rt19993a.htm>.
- [10] Welfonder, E.: Netzregelverhalten bei fluktuierender Einspeisung und zugehörige Reservehaltung. VGB Kraftwerkstechnik 70 (1990), Heft 3 und 4. Control Behaviour of Power Systems in the Case of Fluctuating Feed and Required Spinning Reserve. VGB PowerTech 70 (1990), Number 3 and 4.

DEZENTRALE STROMERZEUGUNG UND IHRE AUSWIRKUNGEN AUF DIE NETZSYSTEME

Werner Brinker
EWE Aktiengesellschaft

1.0 Einführung

Das System der elektrischen Energieversorgung besteht in groben Zügen aus drei wesentlichen Komponenten:

- den heute meist zentral installierten Kraftwerken zur Stromerzeugung,
- einem hierarchisch organisierten Stromnetz zum Transport und zur Verteilung der elektrischen Energie sowie
- entsprechenden Verbrauchern.

Diese drei Komponenten sind direkt miteinander verknüpft. Eine enge Kopplung untereinander und andere systembedingte Eigenschaften der Stromversorgung führen dazu, dass die Komponenten direkte Wechselwirkungen aufeinander ausüben. Stromversorgung ist heute ein ausgeklügeltes, sicheres, aber in Teilen auch träges System, das für eine zukünftig zunehmende Dezentralisierung der Stromproduktion gerüstet werden muss.

Dabei ist vor allem zu beachten, dass elektrische Energie sich nicht in großen Mengen speichern lässt. Erst nach einer Umwandlung in eine andere Form der Energie, z. B. in Pumpspeicherkraftwerke, wird Strom „speicherbar“. Gerade auch dieser Sachverhalt hat in der Entstehungsgeschichte der Stromversorgung dazu geführt, dass die zu Beginn dezentrale Stromerzeugung zentralisiert wurde. Zudem kam der Zwang zur Senkung der Stromerzeugungskosten hinzu sowie die gesetzliche Verpflichtung zur Versorgung aller Einwohner mit elektrischer Energie bei gleichen Preisen für Stadt und Land. Heute ermöglicht das Zusammenspiel zwischen Großkraftwerken, internationalen Höchstspannungstransportsystemen und regionalen bzw. lokalen Verteilernetzen bei gleichbleibender Stromqualität den massiven Zubau dezentraler Stromerzeugungsanlagen.

Welche Rolle spielen dabei die Energieträger Wind, Wasser, Sonne sowie Erdgas und Wasserstoff? Welche Rolle spielt dabei die moderne Informations- und Kommunikationstechnologie? Diese Fragen versucht der vorliegende Aufsatz zu beleuchten und entwickelt praxisnahe Perspektiven, welche Wege eingeschlagen werden können, um eine zunehmende Dezentralisierung der Stromproduktion in das bestehende System zu integrieren. Soviel sei aber schon an dieser Stelle vorweggenommen: eine dezentrale Stromproduktion führt zu einem neuen Ansatz vernetzt-integrativer Systembetrachtungen, wobei die Schlüsselrolle den digitalen Kommunikationsnetzen zufällt.

2.0 Zentrale Stromerzeugung heute: Kein Selbstzweck – alles hat eine Geschichte

Vor 115 Jahren wurde das erste deutsche öffentliche Elektrizitätswerk in Berlin in Betrieb genommen. Zunächst waren es Unternehmer mit Visionen wie Siemens, Rathenau, Brown und Boveri, die die Grundlagen der Kraftwerkstechnik und des Stromtransportes schufen. Gleichzeitig engagierten sie sich beim Betrieb der Kraftwerke und dem Betrieb der Stromnetze. Parallel dazu machte es sich der preußische Staat zur Aufgabe, alle Einwohner seines Staates mit Elektrizität zu versorgen und engagierte sich zunehmend beim Bau und Betrieb von zentralen Großkraftwerken und entsprechenden Überlandleitungen. Daraufhin zogen sich private Unternehmen wie Siemens, AEG und BBC aus dem Stromgeschäft zurück, und der preußische Staat brachte seine Kraftwerksbeteiligungen 1927 in die neu gegründete Preußische Elektrizitäts-AG, die PreussenElektra ein. Weil private Investoren das Investitionsrisiko der Verteilungsnetze scheuten, entwickelten sich parallel dazu regionale und kommunale Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU).

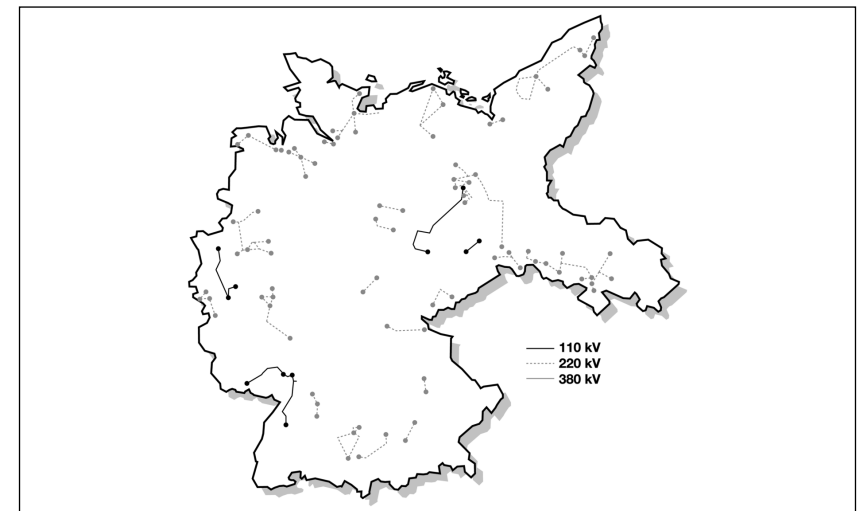


Abb. 1: Deutsches Verbundnetz, DR 1920

Die EWE AG ist ein solches regionales Unternehmen. Entstanden 1930 durch den Zusammenschluss der Stadtwerke Leer und Oldenburg und einer 1943 folgenden Fusion mit dem Elektrizitätsverband Oldenburg. Dieser bestand aus 240 kommunalen EVU. Warum diese Verschmelzung zu einem größeren Unternehmen? Dies ist einfach zu begründen: Man wollte die damaligen Schwächen der dezentralen Stromerzeugung durch einen Zusammenschluss der lokalen Netze ausgleichen und einen Stromtransfer zwischen den einzelnen Kommunen und den Kunden gewährleisten. Versorgungssicherheit war das Ziel. Parallel dazu erfolgte in

Norddeutschland der Bau zentraler Großkraftwerke auf der Basis von Kohle und Torf. Diese Großkraftwerke entstanden in unmittelbarer Nähe von Ballungsgebieten, so dass der notwendige Netzbau aus den Ballungsgebieten heraus in die ländlichen Regionen erfolgte. Die damals größten Städte Oldenburg, Leer, Emden und Wilhelmshaven wurden bereits in den 30er Jahren mit einem Hochspannungsnetz zu einem Ring zusammengeschlossen. Also, eine Abkehr von der dezentralen Stromproduktion zu einer zentralen. Auch für dieses Vorgehen ist die Antwort schnell gefunden. Die Kostendegression bei Kesseln, Turbinen, Generatoren und der Infrastruktur war größer als die mit dem verstärkten Netzausbau verbundenen Kosten, selbst in einer ländlichen Region wie Norddeutschland. Ein weiterer Grund dafür, dem Netzausbau den Vorzug vor der dezentralen Stromversorgung zu geben war: Die Versorgungspflicht aller zu gleichen Preisen. Eine soziale Errungenschaft, auf die wir heute noch setzen.

Heute wird die Stromerzeugung in Deutschland im Wesentlichen durch die traditionellen Energieträger sichergestellt, wobei die Kernenergie und Braunkohleverstromung weitestgehend die Grundlast abdecken, Steinkohle in Mittellastkraftwerken und Erdgas sowie Heizöl zur Spitzenbedarfsdeckung eingesetzt werden. Diese Kraftwerke repräsentieren über 80% der installierten Kraftwerksleistung von ca. 100 GW, in denen rund 90% des Strombedarfs produziert werden. Laufwasserkraftwerke werden ebenfalls zur Grundlastversorgung eingesetzt, während hingegen Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke betrieben werden. Etwa 2% des Strombedarfs wurden in 2001 durch Windkraftanlagen abgedeckt [1], [2].

1951 erfolgte dann der nächste große Schritt, als elf Länder Westeuropas sich zum europäischen Verbundnetz UCPTE (Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie) zusammenschlossen. Dieses Verbundnetz wird heute mit einer in den beteiligten Nationen installierten Erzeugungskapazität von fast 450 GW (Stand Dez. 2000) und einer konstanten Frequenz von 50 Hz betrieben [3]. Das UCPTE-Verbundnetz ist ebenfalls mit dem im Verbund arbeitenden skandinavischen Netz NORDEL und Großbritannien über Gleichstrom-Seekabel-Verbindungen gekoppelt.

Am Ende dieser Entwicklung steht ein nach den jeweiligen technischen Standards gebauter zentraler Kraftwerkspark sowie ein zuverlässiges, sicheres und streng hierarchisch aufgebautes Stromtransport- und Verteilungsnetz, in dem der Stromfluss von den oberen zu den unteren Spannungsebenen fest vorgegeben ist.

3.0 Versorgungssicherheit: Die Frucht aller Bemühungen

Unser Leben und Wirtschaften geht heute von einer freizügigen Inanspruchnahme elektrischer Energie aus und setzt aus der Erfahrung der Vergangenheit Versorgungssicherheit einfach

voraus. Dieser Komfort, zu jedem Zeitpunkt, an jedem beliebigen Ort eine gewünschte Menge elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz entnehmen zu können, hat Strom zu einem „low interest product“ gemacht. Der Strommarkt in Deutschland, und mittlerweile auch in der gesamten Europäischen Union, ist nachfrage- und nicht angebotsorientiert. Welche Bedeutung hat dieser Sachverhalt für unsere Überlegungen? Einen ganz wesentlichen: Die zu produzierende Menge elektrischer Energie muss zu jedem Zeitpunkt exakt der Netzlast, also der nachgefragten Energiemenge aller angeschlossenen Stromkunden entsprechen. Wird zu wenig Strom produziert, kommt es zu Frequenz- und Spannungsschwankungen im Stromnetz, die bis zu einem völligen Zusammenbruch der Stromversorgung führen können. Um dies zu verhindern, gibt es komplexe Regelwerke und Verhaltensregeln, die von jedem Beteiligten beachtet werden müssen sowie eine genau kalkulierte Einsatzplanung der zur Verfügung stehenden Kraftwerke.

Ausgangspunkt dieser Planungen sind Lastgangkurven der angeschlossenen Netzkunden. Diese Graphiken sind das Ergebnis vieler Einzelentscheidungen, die rechtzeitig und mit einer genügenden Zuverlässigkeit dem Stromversorgungsunternehmen bekannt sein müssen. Für den Bereich der Privat- oder Tarifkunden helfen Prognoseverfahren sehr gut weiter, weil dieser Kundenbereich sich durch ein gleiches Verhaltensmuster auszeichnet, welches wiederum durch Lebensrhythmen, die Jahreszeit bis hin zu Lieblingsfernsehsendungen, wie z. B. Fußballweltmeisterschaften, geprägt wird. Bei Großabnehmern wie Industrie- oder Gewerbekunden ist es etwas komplizierter und führt zu einem höheren messtechnischen Aufwand. Doch trotz aller aufzubietenden Technik und Planungen lässt sich die Wirklichkeit nicht gänzlich „einfangen“, und Prognosefehler müssen während des Betriebs innerhalb von Sekunden abgefangen und ausgeregelt werden.

Dies geschieht in einem ersten Schritt durch eine entsprechende Anpassung der Erzeugerleistung. Dampfturbinen werden ausschließlich in einem leicht gedrosselten Zustand betrieben, um bei Bedarf die Leistung schnell erhöhen zu können. Das ist die sogenannte Primärregelung im deutschen und europäischen Verbundnetz. Diese Reserve muss innerhalb von Sekunden zur Verfügung stehen und kann aus diesem Grund auch nur kurzzeitig in Anspruch genommen werden.

Im zweiten Schritt wird in jedem Netzregelgebiet nach Abklingen der Primärregelvorgänge die verbleibende Regelabweichung bestimmt. Dies erlaubt die Lokalisierung von Regelgebieten mit nicht ausgeglichener Leistungsbilanz – es wird also nach dem Verursacher der Netzschwankung gefahndet. In den betroffenen Gebieten wird dann innerhalb von 15 bis 30 Minuten die „Sekundärregelung“ eingesetzt und die Nachbarschaftshilfe der Primärregelung abgelöst. Hierbei handelt es sich meistens um schnell einsetzbare Pumpspeicher- sowie Speicherwasserkraftwerke oder um trägere thermische Kraftwerke, die mit Erdgas und Heizöl betrieben werden. Spitzenlastkraftwerke bilden also die Minutenreserve und werden entweder automatisch oder durch einen manuellen Eingriff aktiviert.

4.0 Dezentrale Stromerzeugung: Nur ein "Back to the roots"?

Es ist niemand mehr ein Prophet, der behauptet, dass ein Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland auf absehbare Zeit politisch nicht konsensfähig sein wird. Der Zubau von Großkraftwerken wird am örtlichen Widerstand der Bevölkerung scheitern. Moderne Gas- und Dampfturbinenkraftwerke bei Industriekunden werden zwar einen Teil der zukünftig benötigten Leistung bereitstellen, doch bei weitem nicht den öffentlichen Bedarf decken können. Zentral installierte Kraftwerke sind politisch „out“, dezentrale dagegen „in“. Hinzu kommt, dass, seitdem die „Grenzen des Wachstums“ durch Meadows, Randers und Behrens in den 70er Jahren veröffentlicht wurde, die Endlichkeit der zur Verfügung stehenden nichtregenerierbaren Energieressourcen (z. B. Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran) auf der Tagesordnung steht. Zudem ist der Klimawandel durch energetisch bedingte Kohlendioxidemissionen eine allgemein anerkannte Folge menschlichen Handelns. Darauf baut der zunehmende politische Druck auf, den Anteil regenerativer Energiequellen zu erhöhen und die dezentrale Energieversorgung zu forcieren. Doch trotz all dieser sicherlich begründeten Gedankengänge darf eines nicht in den Hintergrund gedrängt werden: die Versorgungssicherheit. Diese ist ein hohes Gut und darf nicht gefährdet werden, denn hieran hängt das Wohl und Wehe unserer Wirtschaftskraft.

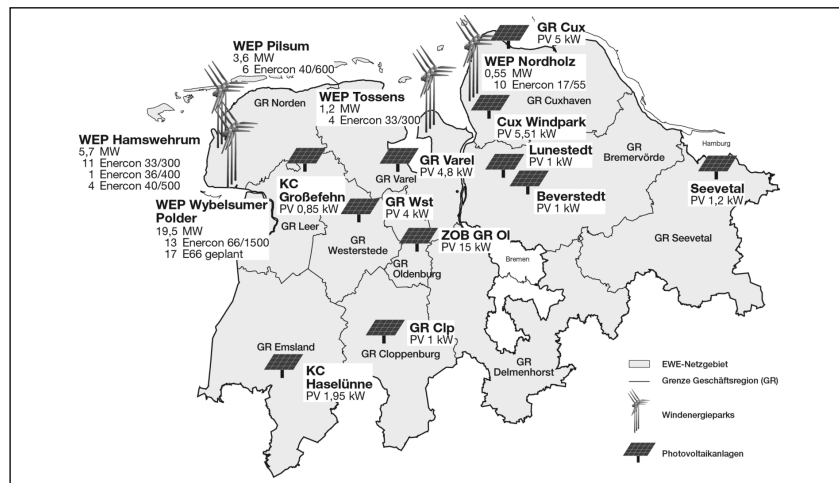


Abb. 2: Wind und Photovoltaikanlagen der EWE AG

Nicht zuletzt aus diesem Grund beschäftigt sich die EWE AG schon seit über 15 Jahren sehr intensiv mit dem Thema regenerative Energien. Hier haben wir unsere ersten Erfahrungen mit dem Einspeiseverhalten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen sammeln können. Zur Zeit

betreibt die EWE AG über 60 Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 31 MW und 42 kW Leistung an Photovoltaikanlagen.

Geradezu explosionsartig entwickelte sich in den letzten Jahren die Leistung aller an das EWE-Netz angeschlossenen Windkraftanlagen. Waren es Anfang der 90er Jahre noch wenige MW, sind es zum Ende des Jahres 2001 bereits 1.580 MW. Das entspricht etwa einem Fünftel der insgesamt in Deutschland installierten Leistung. Diese Windkraftanlagen speisten im Jahr 2001 etwa 2.240 Millionen kWh Strom in das Netz der EWE AG ein und schraubten damit den Anteil von regenerativ erzeugtem Strom im Netz der EWE auf 17 Prozent.

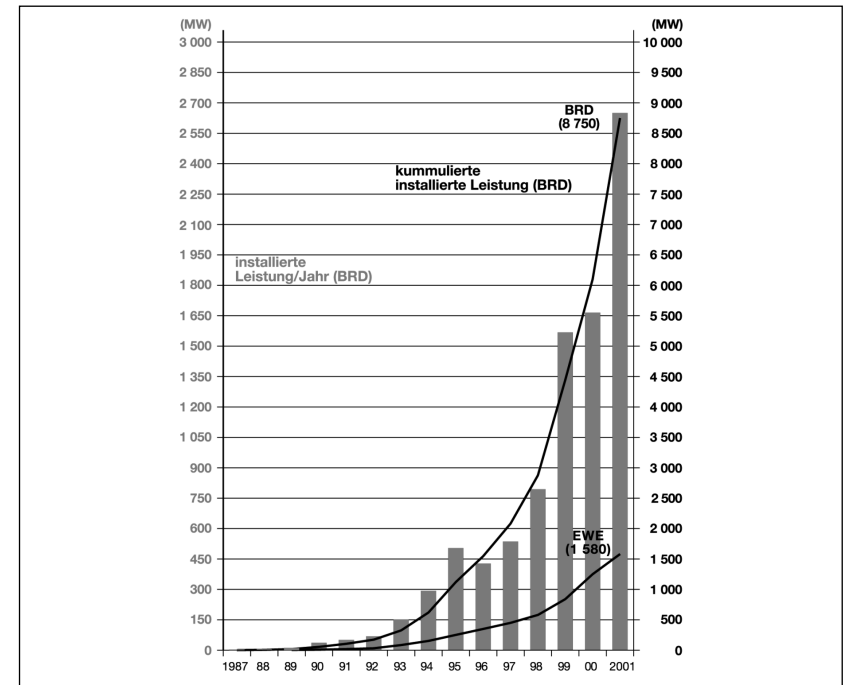


Abb. 3: Entwicklung der jährlichen installierten Windleistung in Deutschland und im Netzgebiet der EWE AG

Ein Grund für den Boom der Windkraftindustrie ist sicherlich in den Vergütungsregeln des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes (EEG) und seinem Vorläufer dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEinG) zu suchen. Aber auch andere gesetzliche Regelungen, wie z.B. baurechtliche Veränderungen, führten und führen zu einem Ausbau der Windkraft. So vermutet die EWE, dass bis zum Jahr 2007 die installierte Leistung von Windkraftanlagen im Netzgebiet der EWE auf

ca. 2.700 MW ansteigen wird. Dabei sind die Auswirkungen des „repowering“, also der Ersatz von bestehenden Anlagen durch leistungsstärkere Einheiten nicht berücksichtigt worden. Dies ist mehr als die im Dezember 2001 gemessene höchste Netzlast von 2.100 MW durch die an das Netz der EWE angeschlossenen Kunden.

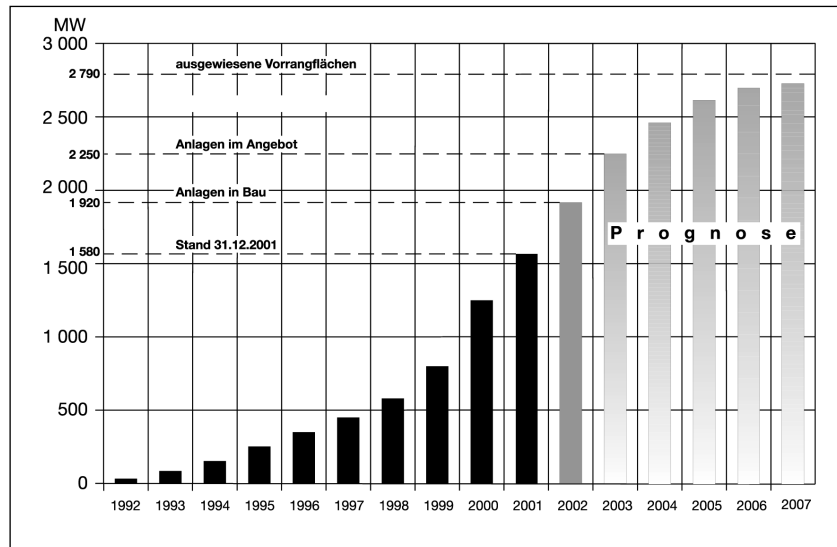


Abb. 4: Entwicklung der Einspeiseleistung aus Windkraftanlagen im Netz EWE AG

Unzulässige Rückwirkungen auf das Stromnetz der EWE sind wegen der in der Vergangenheit vorgenommenen umsichtigen Planungen noch nicht gegeben, könnten aber zukünftig auftreten. Warum? Hierfür gibt es mehrere Faktoren, die nachfolgend diskutiert werden sollen und sicherlich, auch wenn es eine norddeutsche Perspektive der Dinge ist, übertragbar sind auf andere Netzgebiete in Deutschland.

4.1 Erneuerbare Energien: Probleme bei der Integration von Wind und Sonne

Zum Nachteil der Nichtspeicherbarkeit elektrischer Energie gesellt sich beim Einsatz erneuerbarer Energiequellen ein weiterer hinzu: die stochastischen Schwankungen des Energieangebots von Wind und Sonne. Unvorhersehbar sind die Erträge vor allem im Kurzzeitbereich. Dagegen muss der typische jahreszeitliche Verlauf beider Ressourcen als regelmäßige Fluktuationen betrachtet werden. In unseren Breiten ist im Winter ein stark reduziertes Strah-

lungsangebot der Sonne und ein deutlich erhöhtes Windpotential gegenüber den Sommermonaten zu verzeichnen. Laufwasserkraftwerke zeigen ebenfalls jahreszeitliche Zyklen in Abhängigkeit der Schneeschmelzen im Frühjahr und Frühsommer. Andere regenerative Energiequellen, wie z.B. die Biomasse oder die Geothermie können dagegen eine konstante Leistung anbieten. Diese spielen zwar zur Zeit keine bedeutende Rolle im Strommix der Bundesrepublik Deutschland, sollten aber im Hinblick auf eine Vergleichmäßigung der Stromerzeugung regenerativer Energiequellen zumindest im Gedächtnis bleiben.

Um eine störungsfreie Stromversorgung sicherstellen zu können, sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Einhaltung verschiedener festgelegter Grenzwerte für Netzeinwirkungen und -rückwirkungen von entnehmenden Verbrauchern wie einspeisenden Erzeugern zu verlangen. Einwirkungen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in das elektrische Versorgungsnetz können unerwünschte Folgen haben und angeschlossene Verbraucheranlagen stören.

4.1.1 Thema: Flicker

Bei Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen haben im Wesentlichen Spannungsänderungen und Spannungsschwankungen sowie Oberschwingungen Einfluss auf das Stromnetz. Flicker entstehen durch Netzspannungsschwankungen und können sichtbares Flackern von Lichtquellen erzeugen, die als sogenannte Flickereffekte bezeichnet werden. Der Flickereffekt darf in Versorgungsnetzen einen vorgegebenen Verträglichkeitspegel nicht überschreiten. Maßgebend für die Netzverträglichkeit sind die Kenngrößen im zu betrachtenden Netzverknüpfungspunkt.

Beim Betrieb von Windkraftanlagen können flickererzeugende Leistungsschwankungen verschiedene Ursachen haben. Z. B. können in Abhängigkeit der Blattdurchgangsfrequenz in Folge des sogenannten Turmstau- bzw. Turmschatteneffekts Leistungs- und damit Spannungsschwankungen auftreten. Immer dann, wenn ein Flügel am Turm vorbeistreicht, erfährt die Anlage einen Leistungseinbruch. Entstehende Flicker durch diesen Effekt sind charakteristisch für drehzahlstarke Anlagen.

Auch die Windgeschwindigkeit hat einen indirekten Einfluss auf die Flickerbildung durch Windkraftanlagen. Durch die Zunahme der Windgeschwindigkeit nehmen die periodischen Leistungsschwankungen in Bezug auf die beschriebenen Turmeffekte zu und sorgen so für eine Zunahme der Flicker. Bei Drehzahl variablen Windkraftanlagen ist die Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und Rotordrehzahl geringer, so dass periodische Leistungsschwankungen des Rotors kaum auf das Stromnetz übertragen werden. Damit entfällt bei diesem Anlagentyp ein wesentlicher Faktor für Flickerbildung. Allerdings gibt es andere Effekte, die zur Flickerbildung führen können. Bei gut abgestimmten Systemen lassen sich diese jedoch durch Regelungseingriffe vermeiden.

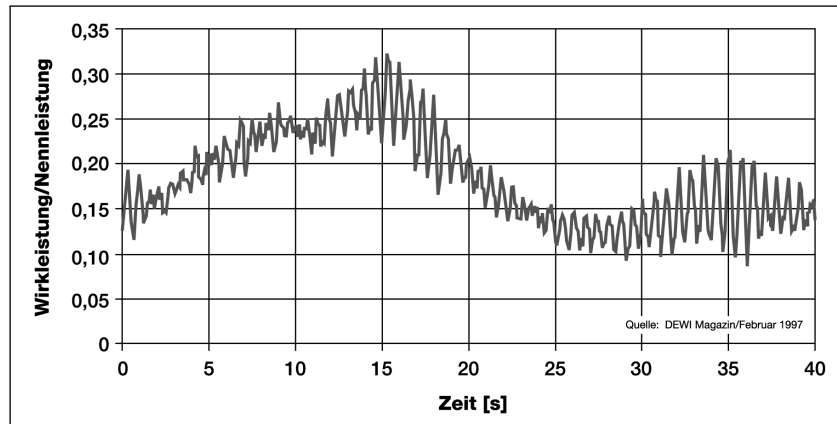


Abb. 5: Leistungsschwankungen einer Windkraftanlage [3]

Bei größeren Windparks, und die Entwicklung geht genau in diese Richtung, ergeben sich aufgrund der Anzahl der Windkraftanlagen Vergleichmäßigungseffekte im Falle der Spannungsschwankungen und Oberschwingungen. Hierdurch verringern sich die Netzurückwirkungen. Andere Kriterien sind bei großen Windparks bestimmender: z. B. die Regelung der Blindleistung und der Beitrag der Kurzschlussleistung.

4.1.2 Thema: Frequenzhaltung

Größere Spannungsänderungen oder Spannungsschwankungen durch Windkraftanlagen entstehen z. B. bei einem Ausfall eines Windparks oder durch die bereits erwähnten stochastischen Schwankungen des Windangebots. Was geschieht, wenn ein größerer Windpark an irgend einer Stelle des öffentlichen Versorgungsnetzes plötzlich ausfällt oder wesentlich mehr Strom einspeist als prognostiziert? Forschungsergebnisse zeigen, dass im Bereich der Sekundenreserve der Einfluss eines Windparks gegenüber dem Ausfall einer großen konventionellen Erzeugungseinheit vernachlässigbar ist. Dabei ist die Höhe der für Windkraftanlagen zusätzlich vorzuhaltenden Minutenreserve vom Prognosefehler für den betrachteten Zeitraum abhängig. Dieser liegt bei meteorologisch basierten Prognosen bei einer Abweichung von typischerweise rund 15 Prozent der installierten Windenergieanlagenleistung. Diese ist deutlich größer als die übliche Abweichung der Lastprognosefehler von 3 bis 7 Prozent und kann in einem Regelgebiet mit hoher Windkrafteinspeisung und ausschließlich thermischen Sekundärregelkraftwerken zu einem höheren oder schnelleren Reservebedarf führen. Weiterhin wird in der Untersuchung festgehalten, dass es bei einer Durchdringung der Windkraft in einem

Regelgebiet von 20 bis 40 % der installierten Gesamtleistung, es zu einer Ausweitung der Minutenreserve kommen muss [4].

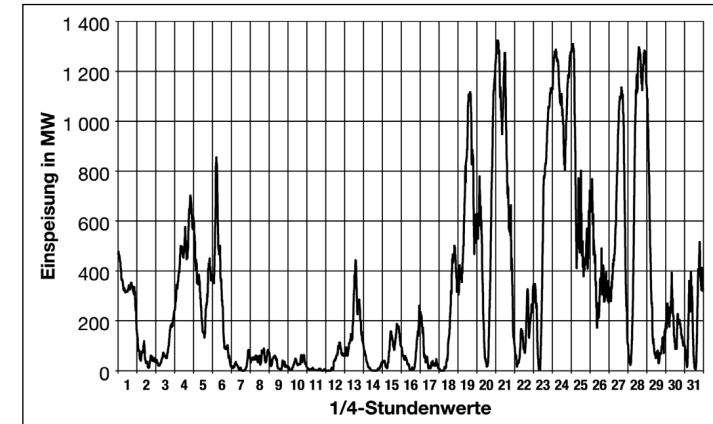


Abb. 6: Windenergieeinspeisung ins Netz der EWE AG (Dezember 2001)

Photovoltaikanlagen zeigen ein ähnliches unstetes Einspeiseverhalten wie Windkraftanlagen. Hier ist die Ursache im tageszeitlichen Verlauf der Sonne und im Schattenwurf der durchziehenden Wolken zu suchen. Allerdings ist die Netzurückwirkung in Bezug auf Spannungsschwankungen zur Zeit noch vernachlässigbar gering.

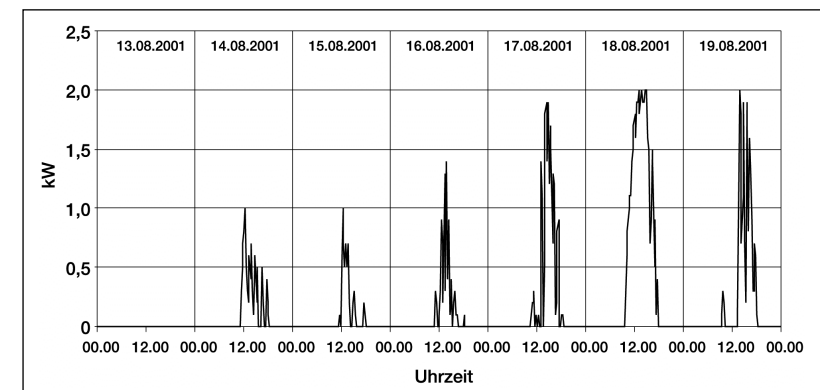


Abb. 7: Stromeinspeisung EWE-eigener Photovoltaikanlagen (August 2001)

Ein weiterer Effekt stellt sich ein, wenn z. B. Windkraftanlagen mehr Strom einspeisen als geplant. Im Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) ist die vorrangige Abnahme der Energie aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen festgeschrieben. Speisen Windkraftanlagen unvorhergesehen mehr Strom in das Netz ein, müssen Großkraftwerke zurückgefahren werden. Die Folge ist, dass sich der Betrieb dieser Anlagen automatisch verteuert und die Rentabilität in Frage gestellt wird. Aufgrund unvorhergesehener Windflauten und der unstillen Einspeisung von elektrischer Energie durch Windkraftanlagen kann aber auf diese Kraftwerke nur zum Teil verzichtet werden, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden.

Eine weitere Folge des stark zunehmenden Ausbaus von Windkraftanlagen stellt sich aktuell in Schleswig-Holstein ein [5]. Die dezentral in das Mittelspannungsnetz einspeisenden Windkraftanlagen überschreiten dort mittlerweile die regionale Last, so dass es zu Rückspeisungen in die übergeordnete Netzebene kommt. Dies wiederum führt zu Grenzwertverletzungen, die durch die auf dieser Spannungsebene zunehmend angeschlossenen Windparks noch verstärkt werden.

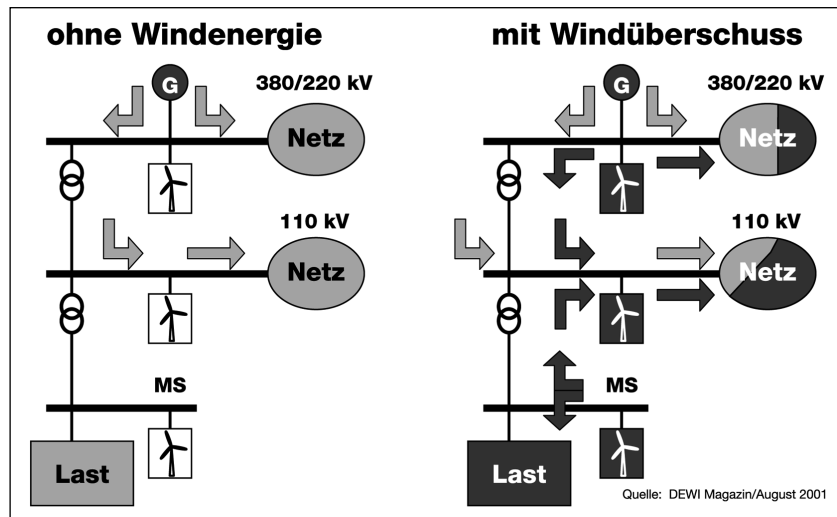


Abb. 8: Lastfluss und Windeinspeisung [5]

Netzverstärkungsmaßnahmen sind die Folge. Mit Blick auf die Genehmigungslage für zusätzliche, zum Abtransport des Windstroms notwendige Hochspannungsleitungen lässt sich Schlimmes erahnen. Der Faktor Zeit spielt hier eine wesentliche Rolle, denn die Genehmigung neuer Windkraftanlagen eilt der Genehmigung neuer Leitungstrassen voraus. Die geplanten Offshore-Windparks tun ihr übriges dazu. Im Gespräch sind hier Leistungsgrößen-

ordnungen von 20 bis 25 GW, die in einem Zeitraum von 25 bis 30 Jahren in der Nord- und Ostsee installiert werden sollen.

Abgesehen davon, dass diese Windparks eigentlich nicht mehr als dezentrale Stromerzeugung betrachtet werden können, müssen entsprechende Planungen zum Abtransport des auf See produzierten Stroms zu den Ballungszentren unternommen werden, denn die elektrischen Netze der Küstenregion sind nur relativ schwach ausgelegt, weil entsprechende Abnehmer wie z.B. Industrieansiedlungen weitgehend fehlen. Hier müssen entsprechende Anknüpfungspunkte zum bestehenden Verbundnetz gefunden werden. Auch eine Hochspannungsgleichstromübertragung käme in Frage.

Folgendes bleibt festzuhalten:

- Die in der Vergangenheit erfolgreich durchgeführten Optimierungen der klassischen Netzurückwirkungen wie Flicker und Oberschwingungen müssen im Zuge großer Windparks im Hinblick auf netzstützende Funktionen, Blindleistungsregelung sowie Spannungs- und Frequenzstabilität der Windkraftanlagen ergänzt werden.
- Größere Leistungseinbrüche durch das stochastisch schwankende Windangebot und die daraus resultierenden Spannungsschwankungen lassen sich nur durch Regelkraftwerke ausgleichen, die entsprechend schnell einsetzbar sein müssen. Bei zunehmendem Ausbau der Windkraft wäre in Folge auch ein Zubau oder Einkauf teurer Spitzenstromerzeugung erforderlich. Am besten geeignet hierfür wären Pumpspeicher- oder Speicherwasserkraftwerke, weil sie schnell an die Bedarfsänderungen angepasst werden können.
- Der angestrebte Zubau an Windkraftleistung, vor allem an der deutschen Küste, braucht zukünftig einen Ausbau der Hoch- und Höchstspannungsnetze, um die produzierte Leistung überhaupt erst nutzbringend zum Verbraucher transportieren zu können.

Oder es gelingt zukünftig Strom in großen Mengen kostengünstig zu speichern. Eine Möglichkeit ist die chemische Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Wasserstoff ließe sich in Brennstoffzellen wieder in elektrischen Strom umwandeln, wobei bei der elektrochemischen Reaktion mit Sauerstoff wieder Wasser entstehen würde. Eine saubere Sache. Jedoch fehlt noch die Entwicklung notwendiger Elektrolyseure und eine ausgereifte Speichertechnik. Die Entwicklungen der Brennstoffzellentechnik hingegen läuft auf Hochtouren. Zur Zeit und zumindest mittelfristig werden Brennstoffzellen mit Erdgas betrieben werden müssen. Erdgas erhält in einem solchen Szenario eine wichtige Brückenfunktion.

4.2 Die Brennstoffzelle: Schlüsseltechnologie zur dezentralen Energieerzeugung?

Ob Wasserstoff der Energierohstoff der Zukunft sein wird, ist völlig offen. Wer will sagen: so wird es sein – oder so wird es nicht sein. Die Zukunft lässt sich nicht berechnen, sondern wird gestaltet durch die, die etwas wagen und unternehmen. EWE wagt den Schritt, die Brennstoffzellentechnik in ihrem Versorgungsgebiet mittelfristig zu etablieren und führt mit den

Anlagenherstellern Sulzer Hexis und Vaillant in den nächsten Jahren mit dem Einbau und Betrieb von ca. 300 Brennstoffzellen einen Test von Vorseriengeräten durch. Hintergrund der Überlegungen war, dass die überwiegende Bebauung mit Ein-/Zwei- und Mehrfamilienhäusern im Versorgungsgebiet der EWE AG oftmals den wirtschaftlichen Betrieb größerer dezentraler Blockheizkraftwerke im Bereich über 100 kW verhindert. Hinzu kommt, dass bei zunehmender Verringerung des spezifischen Raumwärmebedarfs Wärmeerzeuger mit geringeren thermischen Leistungen gefragt werden und die hohen Investitionskosten für die Erschließung eines Neubaugebietes mit Erdgas immer schwieriger zu refinanzieren sind. Zieht man diese Rahmenbedingungen in Betracht, ergibt sich eine gute Chance für den Ausbau der Brennstoffzelle, vor allem in der Entwicklung von Kleinsystemen für Haushalte.

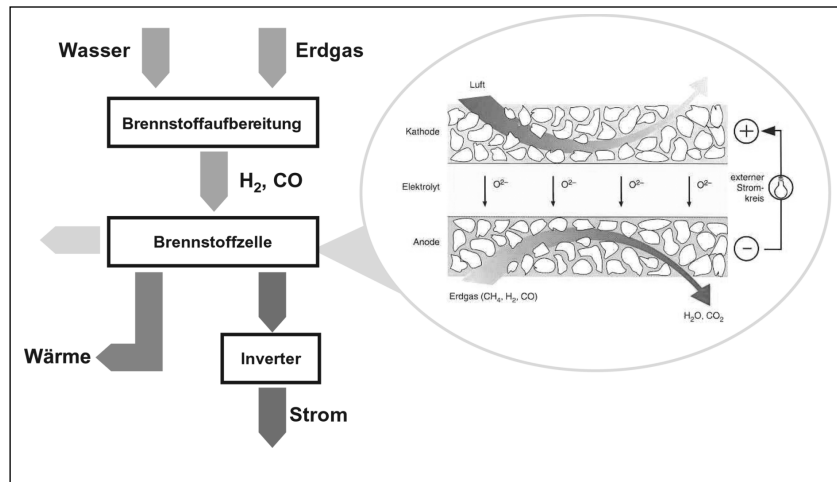


Abb. 9: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle des Typs SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)

EWE hat Untersuchungen an Transformatorstationen durchgeführt, die vornehmlich Wohnbebauungen versorgen. Es stellte sich heraus, dass die maximal auftretende Leistung an der Station, geteilt durch die Anzahl der Wohneinheiten, einen maximalen Leistungsbedarf von ca. 0,8 kW_{el} für jede Wohneinheit ergab. Zukünftig kann man sich also Wohnsiedlungen vorstellen, deren Ein- und Zweifamilienhäuser mit einer 1-kW_{el}-Brennstoffzelle, Mehrfamilienhäuser mit einer 4-5 kW_{el}-Brennstoffzelle ausgestattet sind. Die 1-kW_{el} Brennstoffzelle des Herstellers Sulzer Hexis hat eine thermische Leistung von 2 kW_{th} und die der Firma Vaillant besitzt eine elektrische Leistung von 4,6 kW_{el} und eine thermische Leistung von 7 kW_{th}. Die darüber hinaus notwendige thermische Leistung wird in beiden Anlagen über einen zusätzlichen Spitzenkessel zur Verfügung gestellt [6]. Energie, ob elektrische oder thermische kann auf diese Weise am Ort des Verbrauchs produziert werden. Sicher, die Idee der dezentralen

Kraft-Wärme-Kopplung ist nicht ganz neu, aber gegenüber motorischen Anlagen haben Brennstoffzellen den Vorteil eines höheren elektrischen Wirkungsgrades, eines besseren Teillastverhaltens und geringerer Schadstoff- und Lärmemissionen.

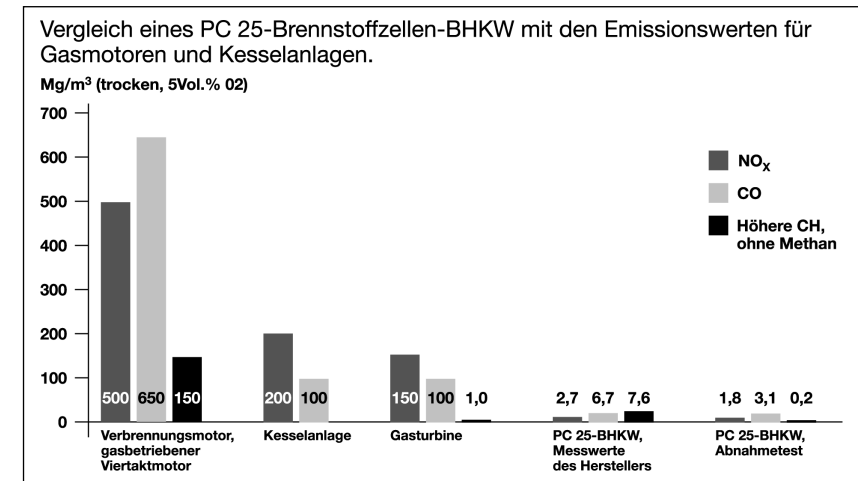


Abb. 10: Vergleich von Emissionswerten

Geht man davon aus, dass über 100.000 Haushalte Brennstoffzellen mit z. B. einer 1-kW_{el} Leistung ausgestattet würden (dies entspricht in etwa 10 Prozent der EWE-Kunden), so ergeben sich 100 MW Leistung, die unkontrolliert ins Netz einspeisen würden. Sollte also diese Technologie in wenigen Jahren den Durchbruch am Markt schaffen, steht die deutsche Stromwirtschaft vor einer weiteren technischen Herausforderung, nämlich dem Management von vielen tausend Kleinstkraftwerken im Niederspannungsnetz. Vorteilhafter wäre es sicherlich, wenn der Netzbetreiber selbst die Stromerzeugung dieser Kleinstkraftwerke beeinflussen kann. Diese Brennstoffzellen könnten dann von einem Dienstleister zu einem dezentralen Kraftwerk zusammengeschlossen werden. Der Dienstleister übernimmt die Betriebsführung der Brennstoffzellen nach Energiebedarf und wirtschaftlichen Randbedingungen. Somit kann der Strombedarf dieser Siedlungen unabhängig vom übergeordneten Stromnetz durch Steuerung aller vorhandenen Brennstoffzellen gedeckt werden.

Dies gilt insbesondere dann, wenn der Handel mit Strom in Deutschland flexibler wird und sich eine größere Differenzierung zwischen Grundlast und Spotmenge etablieren sollte. In diesem Fall würde dies bedeuten, dass die Vielzahl an Brennstoffzellen zu einem Zeitpunkt Strom produzieren sollten, wenn hohe Erlöse zu erwarten sind. Bei preiswertem Bezug von Dritten wird eine Eigenproduktion unter Berücksichtigung der benötigten Wärmemenge zu-

rückgefahren. Bedarfsspitzen, wie sie durch die unregelmäßige Einspeisung von Wind und Sonne entstehen, könnten auf diese Weise ein gutes Stück vermindert werden. Brennstoffzellen stellen in einem solchen Konzept ein virtuelles Spitzenlastkraftwerk dar.

Um jedoch die große Anzahl dezentraler Stromerzeugungsanlagen steuern zu können, bedarf es neuer Techniken und Prozeduren. Besonders große Anforderungen werden hier an die Kommunikationstechnik gestellt.

4.3 Dezentrales Energiemanagementsystem: Die Zukunft gehört den I & K-Technologien

Welche Konsequenzen ergeben sich nun aus den geschilderten Aspekten? Welche Anforderungen müssen im Rahmen eines liberalisierten Strommarktes erfüllt werden, wenn zukünftig eine mögliche Vielzahl kleiner dezentraler Stromerzeugungseinheiten wie z. B. Brennstoffzellen, der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik an der Stromerzeugung wachsen und Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung nach wie vor gewährleistet werden soll:

- Es muss das wirtschaftliche Optimum zwischen den Stromerzeugungseinheiten, der Stromnachfrage und den ökologischen Rahmenbedingungen in einem liberalisierten Strommarkt gesucht werden.
- Die Prognosen für die dezentrale Stromproduktion wie auch das Lastmanagement müssen verbessert und aufeinander abgestimmt werden. Dabei muss auch überlegt werden an welchen Stellen die Stromnachfrage an das Angebot angepasst werden kann.
- Insgesamt wird der Regelungsbedarf eindeutig zunehmen, um die Verbraucherinteressen mit denen der witterungsbedingten fluktuierenden Stromerzeugung übereinander zu bringen.
- Hierfür muss ein schneller und präziser Datenstrom gewährleistet werden, der nur mit den entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnologien gewährleistet werden kann.

Diese Überlegungen haben dazu geführt, dass EWE und Siemens das Dezentrale-Energiemanagement-System (DEMS) projiziert haben, das zur Zeit bei der EWE in der Erprobungsphase ist.

DEMS hat die Aufgabe, den Strombezug unter Berücksichtigung von Wetter, dezentraler Stromerzeugung und Verträgen zu optimieren. Dabei sind die wesentlichen Funktionsbausteine von DEMS

- die Erstellung von Prognosen und
- die Einsatzplanung der angeschlossenen Anlagen.

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) stellt die wesentlichen Wettergrößen wie z.B. Globalstrahlung, Windstärke, Windrichtung und Temperatur mit einem Prognosehorizont von 2,5 Tagen im 1 Stundenraster zur Verfügung. DEMS interpoliert aus diesen Daten 15-Minuten-

Werte. Dieser Datensatz ist Ausgangspunkt für die zu erstellenden Prognosen zur Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Erzeugungseinheiten sowie Prognosen für die elektrischen und thermischen Lasten. Die Ergebnisse aus diesen Prognosen fließen in die Einsatzplanung, deren Ergebnisdaten wiederum Leistungsfahrpläne angeschlossener regenerativer Erzeugungseinheiten, Fahrpläne elektrischer- und thermischer Erzeugungseinheiten (wie z.B. Brennstoffzellen-BHKW), Leistungsfahrpläne, die sich aus Verträgen zum Im- und Export von elektrischer Energie ergeben (Stromhandel) sowie Leistungsfahrpläne schalt- und steuerbarer Verbraucher sind. Die Einsatzplanung erfolgt nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten mit dem Ziel, die Betriebskosten zu minimieren [7].

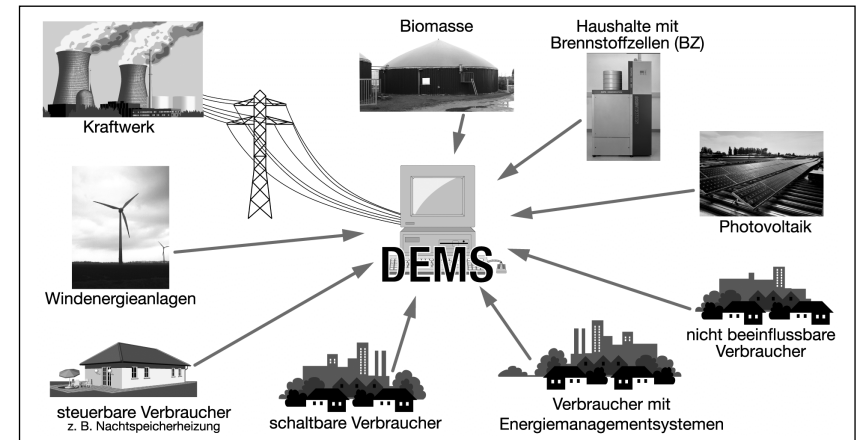


Abb. 11: Funktionsweise von DEMS

Kurz gefasst ermittelt DEMS den optimalen Einsatz von Erzeugungseinheiten, Speichereinheiten, Verbrauchseinheiten und Verträgen. Dabei werden die technischen, vertraglichen und umweltrelevanten Randbedingungen berücksichtigt.

Die Vorstellung dieser Datenflut, die von A nach B transferiert werden muss, um die Funktion von DEMS überhaupt zu ermöglichen, ist gewaltig. Viele tausend Anlagen müssen bedarfsgerecht gesteuert werden, dass Abnahmeverhalten der Kunden, bestimmt durch Produktionsvorgaben, Witterungsbedingungen und andere Einflüsse, müssen verarbeitet werden. Verbunden mit den Notwendigkeiten eines kostenoptimierten Strombezugs aus dem überregionalen Transportnetz muss DEMS in der Lage sein, aus Millionen von Daten die optimale Stromabsatz- und -bezugsstruktur im Interesse der EWE AG und seiner Kunden zu ermitteln.

5.0 Zusammenfassung

Die Natur macht es immer wieder vor: nicht der Stärkste wird sich auf Dauer durchsetzen, sondern der Anpassungsfähigste. Für die Zukunft werden angepasste Technologien erforderlich sein, um das 21. Jahrhundert zu meistern. Welches Szenario man sich dabei auch immer denkt und vorstellt, in der Energiewirtschaft wird der Anteil dezentraler Stromerzeugung weiter wachsen. Die besondere Herausforderung bei dieser Entwicklung besteht dabei in der Einbindung dieser Techniken in das bestehende Versorgungssystem bei gleichbleibender Qualität und Preishaltigkeit. Dabei führt der Weg zu einer sicheren, störungsarmen und zukunftsfähigen Stromversorgung ausschließlich über ein leistungsfähiges Telekommunikationsnetz und moderne I & K-Technologien.

Quellenverzeichnis

[1] **VDEW, 2000**

[2] **Schiffer, Dr. H.-W.:**

Deutscher Energiemarkt 2001,
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52. Jg. (2002), Heft 3

[3] **Klosse, R.; Santjer, F.; Gerdes, G.:**

Flickererzeugung durch Windenergieanlagen,
in DEWI Magazin Nr. 10, Februar 1997

[4] **Dany, G. und Haubrich, H.-J.:**

Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung,
ET Heft 12, 2000

[5] **Luther, M.; Santjer, F.; Neumann, T.:**

Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen,
in DEWI Magazin Nr. 19, August 2001

[6] **Ballhausen, Münning:**

Brennstoffzelle als Dienstleistungsangebot,
H2TEC, April 2001

[7] **Brinker, Dr. W.:**

Sichere Prognose der Energieproduktion,
ZfK 2/2002

ROLLE DES ERDGASES IN EINER NACHHALTIGEN ENERGIEWIRTSCHAFT – BRÜCKE ZUM WASSERSTOFF

P. Beckervordersandforth

Ruhrgas AG, Essen

Der Philosoph Hans Jonas schreibt in seinem Buch „Das Prinzip Verantwortung“ (1979) über die Verantwortung der Menschheit für zukünftige Generationen: „Der endgültig entfesselte Prometheus, dem die Wissenschaft ... nie gekannte Kräfte gibt, ruft nach einer Ethik ..., die den Menschen vor Unheil bewahrt.“ Er fordert in Anlehnung an Kant einen neuen Imperativ, einen Imperativ, der zukünftige Generationen schützt: „... dass wir nicht das Recht haben, das Nichtsein künftiger Generationen wegen des Seins der jetzigen zu wählen oder auch nur zu wagen.“

Die Industriegesellschaft und die mit ihr eng verbundene Energiewirtschaft verfügt über Kräftepotentiale, die die Welt grundlegend verändern können. Damit kommt ihnen diesbezüglich eine besondere Verantwortung zu. Die angelsächsische Literatur faßt diese Verantwortung in dem Begriff „sustainable economy“ oder „sustainable energy“ zusammen, der im deutschen mit „Nachhaltigkeit“ übersetzt wird.

Was sind nun „nachhaltige“ Energiesysteme? Nachhaltige Energiesysteme

- bewirken geringste Eingriffe in die Umwelt,
- verwenden die Energieressourcen schonend,
- sind langfristig verfügbar und erfüllen damit auch die Ansprüche zukünftiger Generationen,
- stehen sicher zur Verfügung
- und sind offen für zukünftige technische Entwicklungen.

Jede dieser Forderungen enthält implizit die Sorge um die Ressourcen der Erde und um den Erhalt der Lebensbasis zukünftiger Generationen.

Ziel dieses Beitrages ist es, die Rolle des Erdgases auf dem Wege zu einer nachhaltigen Energiewirtschaft darzulegen.

Das 21. Jahrhundert wird oft als das „Jahrhundert des Erdgases“ bezeichnet. Erdgas, eine sehr junge Energie, hat erst Mitte der 60er Jahre durch die Entdeckung großer Erdgasfelder in Europa (Niederlande, Russland, Norwegen) an Bedeutung gewonnen. In nur 30 Jahren ist sein Anteil am Primärenergieverbrauch in Europa auf ca. 20 % gestiegen.

Bild 1 verdeutlicht den Trend der letzten 150 Jahre von kohlenstoffreichen zu kohlenstoffarmen Brennstoffen. Dieser Trend könnte in den nächsten 150 Jahren aber in eine Wasserstoffwirtschaft führen und Erdgas ein Brücke dorthin sein. Dieses Bild verdeutlicht auch, dass Veränderungen in der Energieversorgung nur sehr langfristig zu realisieren sind.

Strukturelle Veränderungen sind nicht sofort möglich, sondern nur über Generationen zu erreichen. Das heißt, Veränderungen in der Struktur der Energiewirtschaft, die in 20, 30 oder 50 Jahren greifen sollen, müssen heute angebracht und initiiert werden.

Erdgas als kohlenstoffärmster aller fossilen Energien könnte eine Brücke zu einem zukünftigen Wasserstoffzeitalter bilden. Ob Wasserstoff in 100 oder 150 Jahren dann wirklich in 100 oder 150 Jahren dann wirklich mit dem Begriff „sustainable“ bewertet werden kann, hängt natürlich entscheidend davon ab, wie Wasserstoff erzeugt wird. Denn Wasserstoff ist keine Primärenergie, sondern ein Produkt von Herstellungsprozessen, die ihrerseits, selbst bei Nutzung regenerativer Energien, z.B. solare Wasserstofferzeugung, Eingriffe in die Umwelt bewirken.

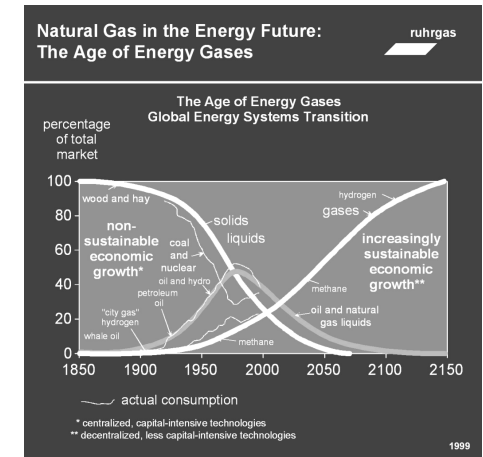


Bild 1: Auf dem Weg zu einer kohlenstoffarmen Energiewirtschaft

1. Welchen Beitrag kann Erdgas zur Realisierung einer nachhaltigen Energiewirtschaft leisten?

In Bild 2 (siehe nächste Seite) ist die Entwicklung des Erdgasaufkommens in Westeuropa dargestellt. Erdgas, das Anfang der 60er Jahre durch die Erschließung des großen Feldes in Groningen in Europa seinen Siegeszug begann, hat innerhalb von 30 Jahren einen Anteil von ca. 22 % am Primärenergiebedarf Westeuropas erreicht. Bei nahezu konstantem Energieverbrauch der letzten 15 Jahre war dies nur möglich durch einen Substitutionswettbewerb; das heißt, andere fossile Energien wurden durch Erdgas ersetzt. Erdgas ist in Anbetracht langfristiger Zyklen, die Energiesysteme kennzeichnen, eine sehr junge, moderne Energie.

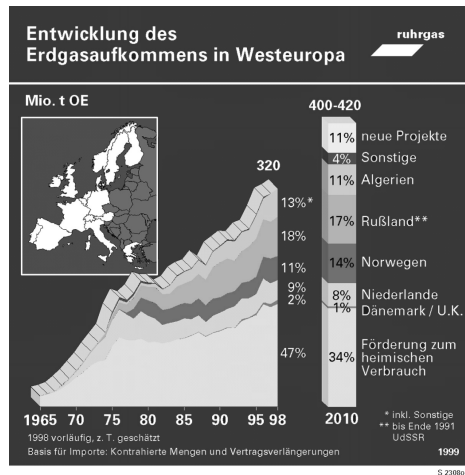


Bild 2: Dynamische Entwicklung der Erdgaswirtschaft auf ca. 22% des Primärenergiebedarfes

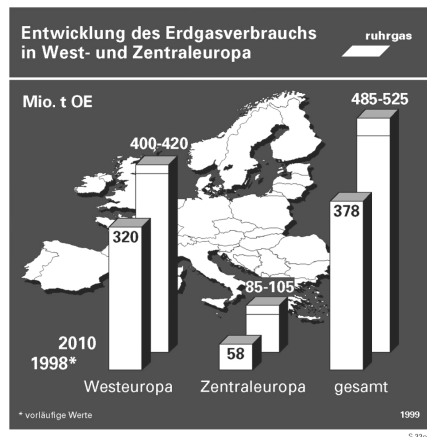


Bild 3: Erdgas als die Wachstumsenergie des beginnenden Jahrhunderts

Nach dem Blick in die kurze Vergangenheit der Erdgaswirtschaft ein Blick in die Zukunft. Wie sind die Prognosen für die zukünftige Entwicklung?

Die Prognosen zeigen, daß der Erdgasverbrauch in West- und Zentraleuropa bis zum Jahre 2010 um fast 30 % steigen wird. Erdgas ist die Wachstumsenergie der nächsten Jahrzehnte (Bild 3).

Diese positive Perspektive für Erdgas ist im engen Zusammenhang mit der Erdgas-Reservensituation und ihrer Erreichbarkeit zu sehen. Europa liegt, und das zeigt Bild 4, zu den größten Erdgasreserven der Welt, Westsibirien, Iran, Naher Osten und Nordsee strategisch äußerst günstig. Es ist technisch und wirtschaftlich möglich, 6000 bis 7000 Kilometer entfernte Erdgasfelder für Westeuropa verfügbar zu machen. Die Technologien zum Transport über diese großen Entfernungen sind vorhanden. So können z. B. mit einer Leitung (Durchmesser 1600 mm, Druck 120 bar) ca. 50 Mrd. m³ Erdgas/a transportiert werden. Immerhin ist dies die Hälfte des Erdgasverbrauches Deutschlands im Jahre 2005.



Bild 4: Europa liegt strategisch günstig zu den grössten Erdgasreserven der Welt

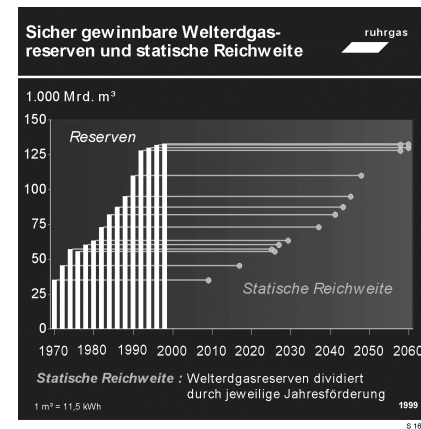


Bild 5: Die heute sicher und wirtschaftlich gewinnbaren Erdgasreserven

Nachhaltigkeit eines Energieträgers beinhaltet auch, dass er ausreichend und lange zur Verfügung steht. Bei der Bewertung der Verfügbarkeit muss zwischen heute sicher und wirtschaftlich gewinnbaren Reserven und potentiellen Ressourcen unterschieden werden. Bild 5 zeigt, dass bei gleichbleibendem Verbrauch die statische Reichweite der bekannten Welterdgasreserven (konventionell) bis zum Jahre 2060 reicht. Ergänzt man die sicher gewinnbaren Reserven um zur Zeit nicht wirtschaftlich gewinnbare Lagerstätten, so erhöht sich die Reichweite um ca. 100 Jahre auf 160 bis 200 Jahre. Gemessen an den geologischen Zeiträumen, in denen diese

Energiereserven entstanden sind, ist dies natürlich eine verschwindend kleine Zeit. Doch eine Zeitspanne von 160 bis 200 Jahren ermöglicht unter Berücksichtigung einer dynamischen Technikentwicklung die Suche und die Schaffung alternativer, nachhaltiger Energiesysteme. Eine Prognose über 150 oder 200 Jahre ist nicht möglich, doch die Entwicklung der Technik dieses Jahrhunderts zeigt – unter der Voraussetzung einer weiteren positiven Technologieentwicklung – das Potential für weitere noch ungeahnte Möglichkeiten.

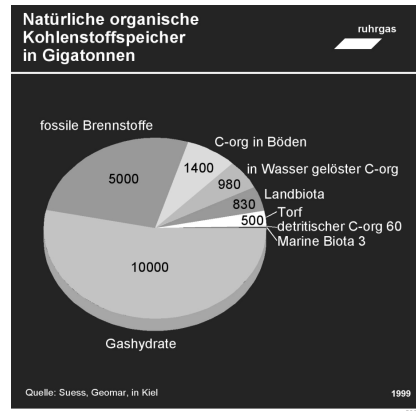


Bild 6: Erdgashydrate: grösster natürlicher Kohlenstoffspeicher der Erde

Die Reservensituation der fossilen Brennstoffe stellt sich insbesondere durch aktuelle Forschung zu Hydratlagerstätten völlig neu dar. Ressourcenabschätzungen der 70er und 80er Jahre zeigten immer die Kohle an erster Stelle der fossilen Brennstoffe. Aktuelle Forschungen der GEOMAR-Gruppe verdeutlichen, dass heute Erdgashydrate die größten Kohlenwasserstoffspeicher der Erde darstellen (Bild 6). Gashydrate, chemisch gesehen Clathrate, sind feste Substanzen aus Wasser und Methan. Gasmoleküle bilden zusammen mit Wassermolekülen Käfigstrukturen und formen feste, schneeartige Gebilde. Durch die Clathratbildung verkleinert sich das Gasvolumen. Ein Raumkubikmeter Methanhydrat enthält ca. 160 m³ Erdgas. Hydratlagerstätten befinden sich weltweit in den Schelf- und Kontinentalhangbereichen der Meere sowie in Permafrostgebieten. Über die Lagerstättenbedingungen und Fördermöglichkeiten ist wenig bekannt. Falls es gelingt, nur einen Bruchteil der Hydratlagerstätten nutzbar zu machen, stellt sich die Ressourcensituation von Erdgas völlig neu dar.

Dies ist Zukunftsmusik; aber Zukunftsmusik war vor 40 Jahren auch die heute Realität gewordene Offshore-Förderung von Öl und Gas. Die größten Bauwerke der Welt stehen heute in der Nordsee. Die Troll-Plattform mit einer Gesamthöhe von 470 m fördert Gas und Öl aus dem norwegischen Schelfgebiet. Wassertiefen von über 1000 m stellen heute in der Offshore-Förderung keine Probleme dar; sie sind Stand der Technik (Bild 7). So mag die Erdgasförderung aus heute noch unrealistisch erscheinende Lagerstätten in 30 oder 40 Jahren Stand der Technik sein.

2. Erdgastransport

Die Transportentfernungen zwischen Lagerstätten und Verbrauchszentren der Welt können auf zwei Arten überwunden werden:

- Transport des Erdgases in Rohrleitungen (gasförmiger Zustand)
- Transport des Erdgases in Flüssiggastankern (flüssiger Zustand – Liquefied Natural Gas)

Der LNG-Transport in Tankern soll hier nicht weiter beschrieben werden, da er für die Energieversorgung Westeuropas kaum Bedeutung hat. Wesentlich wichtiger ist der Transport in Rohrleitungen. Ferngasleitungen verbinden den Vorteil einer hohen Energiedichte mit einer nur temporären Beeinträchtigung (während der Bauphase) der Landschaft. In Bild 8 ist die Landschaftssituation einer Trasse während der Verlegung und ca. ein Jahr später dargestellt. Die Natur ist nahezu unversehrt.

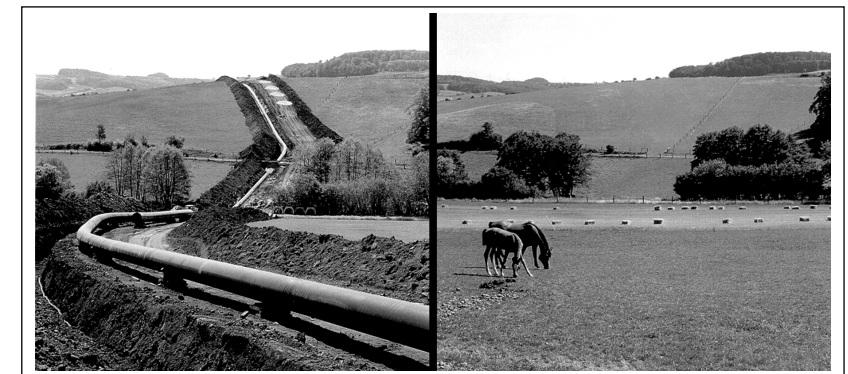


Bild 8: Erdgastransport beeinträchtigt das Landschaftsbild nur in der Bauphase (links: Bauphase – rechts: ca 1 Jahr später)

3. Marktsektoren für Erdgas und ihre Bedeutung für Westeuropa

In Bild 9 (nächste Seite) sind die Marktsektoren für Erdgas dargestellt. Hauptabnehmer ist der Bereich Haushalt und Kleinverbrauch. Das Erdgas hat hier in einem harten Substitutionswettbewerb

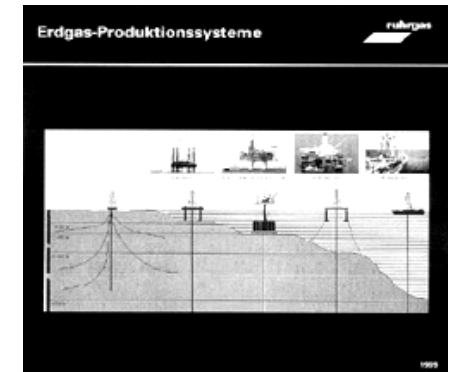


Bild 7: Entwicklung der Erdgasfördertechnik

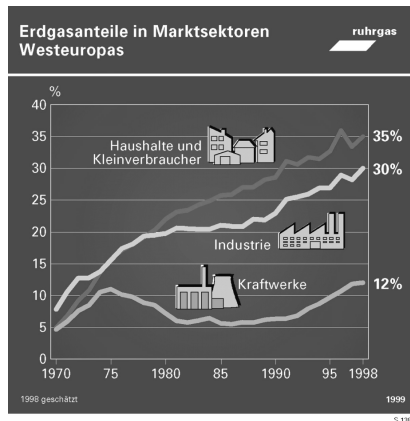


Bild 9: Im harten Substitutionswettbewerb hat Erdgas im Haushalt und in der Industrie bedeutende Marktanteile erobert

bewerb Erdöl und Kohle abgelöst. Der Erdgasanteil in diesem Segment beträgt heute ca. 35 % mit positiven Wachstumsraten. Derselbe Trend betrifft den Erdgaseinsatz in der Industrie. Leichte Handhabbarkeit, niedrige Emissionen und wirtschaftlicher Einsatz haben Erdgas zu einem bevorzugten Brennstoff der Industrie werden lassen. Bei Erdgas in Kraftwerken ist erst in den letzten Jahren ein Anstieg zu verzeichnen. Die Diskussion um den Ausstieg aus der Kernkraft sowie die hohen spezifischen CO₂-Emissionen der Kohlekraftwerke sind eine Ursache für eine verstärkte Verstromung von Erdgas; dazu kommen hohe Wirkungsgrade und niedrige Investitionskosten. Erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke erreichen heute die höchsten Wirkungsgrade thermischer Umwandlungsanlagen (56 % bis 58 %).

4. Erdgas und Umwelt

Umweltverträglichkeit ist ein wichtiges Attribut des Erdgases. In Bild 10 sind für die Bundesrepublik Deutschland die dem Erdgas anzulastenden Emissionen dargestellt. Erdgas hat die geringsten Werte aller fossilen Brennstoffe.

Entwicklungs- und Forschungsprojekte der Gaswirtschaft haben zu diesem Stand wesentlich beigetragen. In den vergangenen 15 Jahren wurden von der Gaswirtschaft sowie den Brenner- und Geräteherstellern schadstoff- und NO_x-arme Brenner entwickelt. Vor allem die von der Ruhrgas entwickelte Vormischtechnik hat zu einer deutlichen Reduzierung der Emissionen geführt (Bild 11).

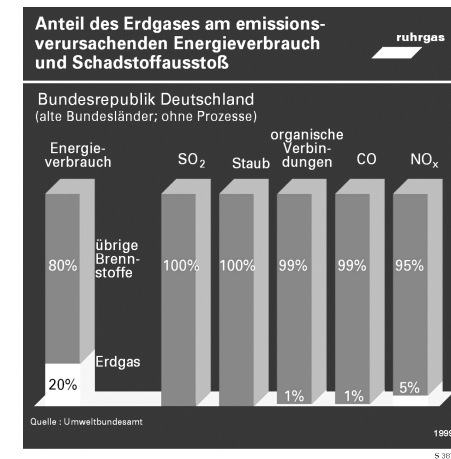


Bild 10: Erdgas hat die niedrigsten Schadstoffemissionen aller fossilen Brennstoffe

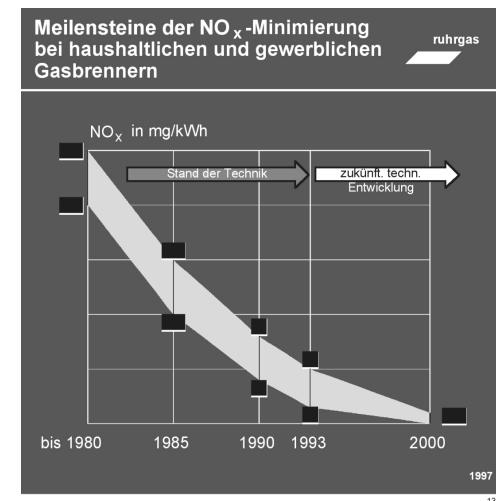


Bild 11: Entwicklungsschritte zu extrem NO_x-armen Erdgasbrennern

Die Methanemissionen der Gaswirtschaft bei Förderung und Transport wurden in der Vergangenheit weit überschätzt. Zu Beginn der Klimadiskussion wurden Erdgasverluste – vor allem in Russland – in der Größenordnung von 20 % bis 30 % kolportiert. Sorgfältige wissenschaftliche Studien zeigen, dass nur 1,3 %, das sind 20 Mio. Tonnen/Jahr, der weltweiten Erdgasförderung freigesetzt werden. Die Methanemissionen der Gasindustrie und ihre Klimawirksamkeit wurden damit weit überschätzt. Die Verwendung von Erdgas führt im Vergleich zu anderen fossilen Brennstoffen zu einer erheblichen Reduzierung der klimawirksamen Emissionen.

5. Zukünftige Anwendungstechnologien im Bereich Haushalt und Kleinverbrauch

Die Väter der Gaswirtschaft hatten vor ca. 30 Jahren die Vision einer flächendeckenden Erdgasversorgung. Langfristige Verträge und Investitionen wurden eingegangen. Dieses langfristige Denken ist kennzeichnend für die Energiewirtschaft.

Die Vision, die die Forschung und Entwicklung heute hat, ist die Vision eines Erdgasvollversorgten Hauses mit der Nutzung regenerativer Energien (Sonnen- und Umweltwärme) (Bild 12).

Erdgas in Verbindung mit moderner Anlagen- und Gerätetechnik ist in der Lage, die Bedürfnisse der Kunden nach Wärme, Licht und Kraft umfassend und umweltverträglich zu erfüllen. Erdgasbetriebene Wäschetrockner, Heizungskessel, Warmwasserspeicher, Mini-Kraftwerke, Grill und Terrassenstrahler für kalte Sommerabende bis hin zum Erdgasfahrzeug zeigen das gesamte Anwendungsspektrum von Erdgas. Ein solches wie in Bild 12 dargestelltes Haus mit einer Konzentration aller denkbaren Erdgastechnologien wird es wahrscheinlich nie geben, aber Teiltechnologien sind heute schon vorhanden und werden eingesetzt. Alle diese Neuentwicklungen verfolgen das Ziel, die Energie Erdgas für den Kunden rationell und umweltschonend einzusetzen. Erdgas bietet in Kombination mit regenerativen Energien (Sonne oder Erdwärme) eine ideale Kombinationsmög-



Bild 12: Wärme, Licht und Kraft aus Erdgas

lichkeiten (Bild 13). Damit kann ein wesentlicher Beitrag zur Senkung des Primärenergiebedarfes und damit zum Ressourcen- und Klimaschutz geleistet werden.

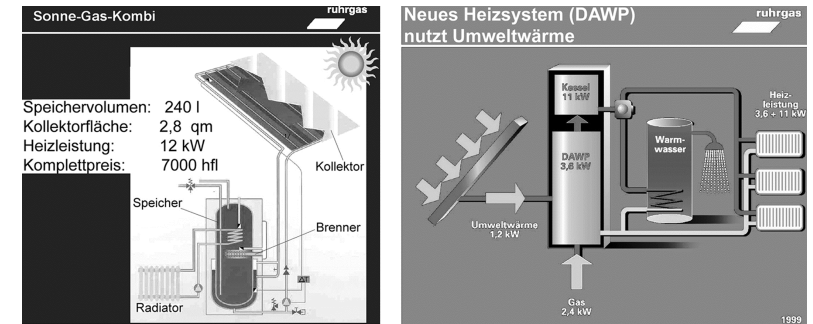


Bild 13: Erdgas und regenerative Energien

Die Diskussion um die Kernenergie sowie die hohen CO₂-Emissionen kohlebefuerter Großkraftwerke unterstützen die Entwicklung von erdgasbetriebenen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen für mittlere und kleine Leistungsbereiche. Als erdgasaffine Zukunftstechnik findet insbesondere die Brennstoffzelle zunehmend Beachtung (Bild 14 nächste Seite).

Brennstoffzellen erzeugen Strom und Wärme auf elektrochemischem Wege. Sie unterliegen damit nicht den Begrenzungen des Carnot-Wirkungsgrades. Da kein Verbrennungsprozess abläuft, sind die Schadstoffemissionen extrem gering. Die erste Nutzung von Brennstoffzellen gibt es in der Weltraum- und Militärtechnik (U-Boote). Dort werden Brennstoffzellen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Weltraumstationen und U-Booten ist eines gemeinsam: Es sind geschlossene Systeme, die keinerlei Emissionen vertragen. Die nahezu emissionsfreie Brennstoffzellentechnik ist hier die ideale Anwendung. Überträgt man dieses Bild des geschlossenen Lebensraumes auch auf unsere Erde, so liegt der Schluss nahe, auch hier emissionsfreie Technologien zur Energieumwandlung einzusetzen. Brennstoffzellen, und dies zeigt Bild 15 (nächste Seite), sind in vielen Bereichen unserer Energieversorgung einsetzbar – vom Laptop bis zur industriellen Stromerzeugung. Heute kommerziell verfügbare Brennstoffzellen, wie z. B. die Phosphorsäure-Brennstoffzelle der Firma ONSI, sind technisch ausgereift, jedoch im Vergleich zu konventionellen Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen zu teuer. Hersteller und Energiewirtschaft sind gefordert, Entwicklungen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durchzuführen.

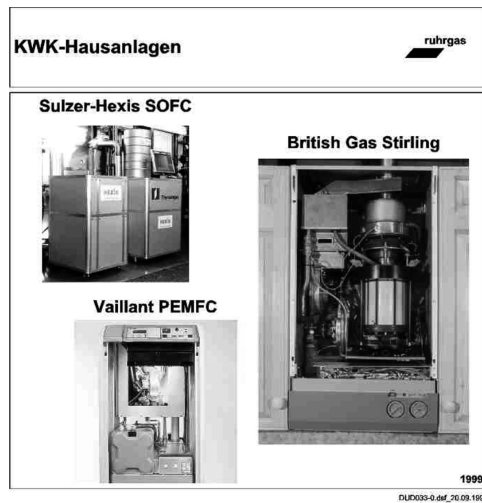


Bild 14: Die Brennstoffzelle als Kleinkraftwerk im Haus

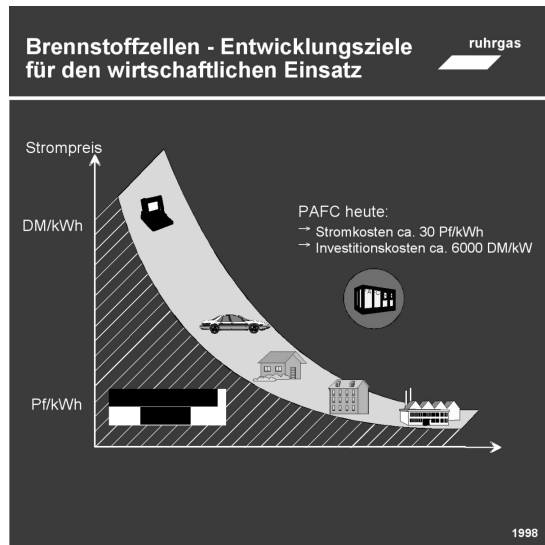


Bild 15: Anwendungsbereiche für Brennstoffzellen und ihre Wirtschaftlichkeit

Ein neues Anwendungsgebiet für Brennstoffzellen ist der Einsatz in Fahrzeugen. DaimlerChrysler entwickelt zusammen mit der Firma Ballard PEM-Brennstoffzellen, die statt Verbrennungsmotoren als Antriebe eingesetzt werden. Sollte die Brennstoffzelle im Fahrzeugbereich in großen Stückzahlen Anwendung finden, so ist eine Absenkung der Investitionskosten und damit Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit auch für den stationären Bereich zu erwarten. Bild 16 stellt die Potentiale von Brennstoffzellen im Vergleich zu konventionellen Antriebsaggregaten der Kraft-Wärme-Kopplung und der Stromerzeugung dar.

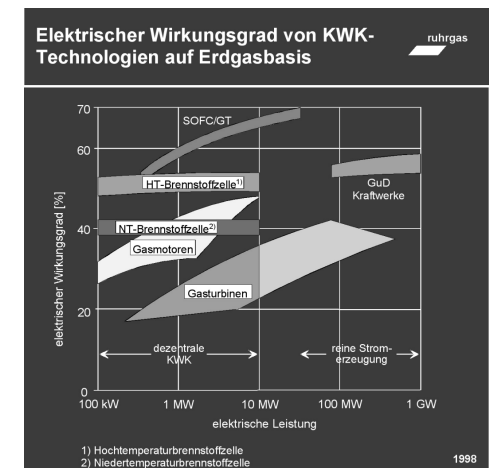


Bild 16: Elektrische Wirkungsgrade von Stromerzeugungssystemen auf Erdgasbasis

6. Erdgas ist offen für zukünftige Entwicklungen

Nachhaltige Energiesysteme müssen offen sein für zukünftige neue technische Entwicklungen. Die heutige Versorgungsstruktur besteht aus

- Transportleitungen, die mit hohem Druck (bis 100 bar) Erdgas über große Entfernungen transportieren
- unterirdischen Speichern, die bei gleichbleibender Förderung für einen Ausgleich der saisonalen Verbrauchsschwankungen sorgen
- ein Mittel- und Niederdruckverteilungssystem, das Erdgas bis zum Endverbraucher führt.

Diese Struktur ist offen für zukünftige technische Entwicklungen in der

- Gaserzeugung (Methan aus Biomasse, Wasserstoff aus regenerativen Quellen, Produktion von Erdgas aus konventionellen und nicht-konventionellen Lagerstätten)
- Gasanwendung (Brennstoffzellen, GuD-Kraftwerke, Erdgas in Fahrzeugen)

7. Rolle des Erdgases in einem nachhaltigen Energiesystem

Spiegelt man die Bedeutung des Erdgases an den Anforderungen an ein nachhaltiges Energiesystem, ergibt sich folgendes Bild:

Eingriffe in die Umwelt

Erdgas hat von allen fossilen Brennstoffen bei Produktion, Transport, Speicherung und Verwendung die geringsten Auswirkungen auf unser Ökosystem.

Schonung der Ressourcen

Durch hocheffiziente Transport- und Anwendungstechnologien wird Erdgas optimal eingesetzt.

Langfristige Verfügbarkeit

Die Ressourcen reichen bis weit in das nächste Jahrtausend. Sie sind für Europa strategisch gut erreichbar und bieten so die Chance zur Entwicklung zukünftiger Energiesysteme, z.B. zu einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft.

Offen für neue technische Entwicklungen

Die Versorgungsstruktur (Transport-, Speicher- und Anwendungssystem) ist offen für neue Produktions- und Anwendungstechnologien.

Erdgas kann damit eine Brücke zu einer wirklich „nachhaltigen“ Energiewirtschaft bilden, die der Anforderung des Philosophen Hans Jonas gerecht wird und das Sein zukünftiger Generationen gewährleistet.

Literatur:

Energie und Umwelt

Wo liegen optimale Lösungen?

Herausgeber:

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften
Heidelberger Akademie der Wissenschaften
durch Jürgen Wolfrum und Sigmar Wittig

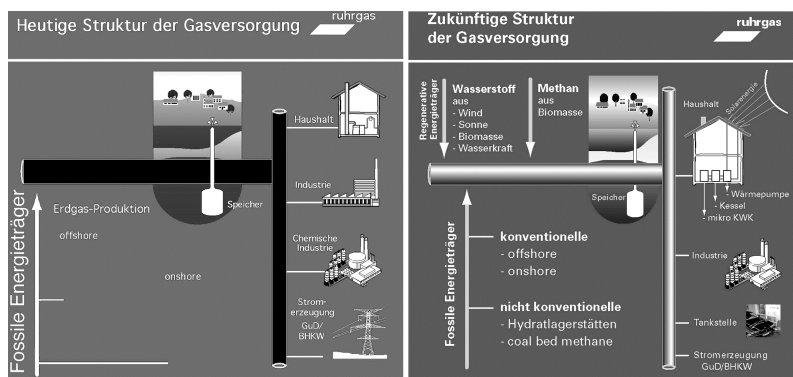


Bild 17: Heutige und zukünftige Struktur der Gasversorgung

KOMBINIERTE GAS- UND DAMPFTURBINENKRAFTWERKE: BAUSTEINE EINER EFFIZIENTEN STROMVERSORGUNG

Viktor Scherer

Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik
Ruhr-Universität Bochum

Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke erreichen heute Wirkungsgrade von nahezu 60% und nehmen damit die Spitzenposition bei thermischen Kraftwerken ein. Diese hohen Wirkungsgrade sind gekoppelt mit äußerst geringen Schadstoffemissionen. So kann der Ausstoß von Stickoxiden durch verbrennungstechnische Primärmaßnahmen auf 25 ppm NO_x [15% O₂] begrenzt werden. Durch den Hauptbrennstoff Erdgas entstehen praktisch keine Schwefeldioxidemissionen und auch die CO₂-Emissionen sind gering.

Im vorliegenden Beitrag werden die thermodynamischen Parameter erläutert, die den Wirkungsgrad solcher Anlagen beeinflussen. Darauf aufbauend wird die Auslegung moderner kombinierter Gas- und Dampfturbinenkraftwerke erläutert. Die thermodynamischen Einflussparameter zur Steigerung des Wirkungsgrades bestimmen auch die Entwicklungsziele. Exemplarisch werden wesentliche Entwicklungsthemen aufgezeigt.

Eine Übersicht über die Marktentwicklung im Bereich der Kraftwerkstechnik zeigt auf, welche Bedeutung diese kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerke inzwischen in der modernen Stromversorgung haben.

1. Übersicht

Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke haben heute den größten Marktanteil bei neu errichteten Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. Gründe hierfür sind die hohen Wirkungsgrade von 58% bei geringen Investitionskosten (ca. 350 Euro/kW).

Bild 1 zeigt die Entwicklung der Wirkungsgrade der heute dominierenden Techniken im Kraftwerksbau: dem reinen Dampfprozess, dem Gasturbinenprozess und dem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess, kurz Kombiprozess. Der Dampfturbinenprozess ist seit mehr als 100 Jahren bekannt und die Wirkungsgrade wurden ständig verbessert. Bei den modernsten Anlagen werden heute Wirkungsgrade von ca. 45% erreicht. Demgegenüber setzte die Entwicklung des Gasturbinenprozesses deutlich später ein. Obwohl der thermodynamische Prozess schon im 19. Jahrhundert bekannt war, wurden die ersten Gasturbinen erst Ende der 30iger Jahre gebaut. Grund hierfür ist, dass zu Beginn des Jahrhunderts die aerodynamischen Grundlagen nicht vorhanden waren, Luftverdichter mit einem ausreichend hohen Wir-

kungsgrad zu bauen. Die Wirkungsgrade von Gasturbinen erreichen heute Spitzenwerte von 44%. Erste Versuche, Gas- und Dampfturbinenprozesse zu kombinieren, setzten Ende der 50iger Jahre ein. Aber erst in den 90iger Jahren setzte der Siegeszug dieses Kraftwerkstyps aufgrund seiner Wirkungsgradvorteile ein. Wirkungsgrade von 58% werden erreicht und das Überschreiten der 60% Marke ist in diesem Jahrzehnt zu erwarten. Ein großes Entwicklungsprogramm des amerikanischen DOE (Vision 21) strebt Wirkungsgrade von 75% an.

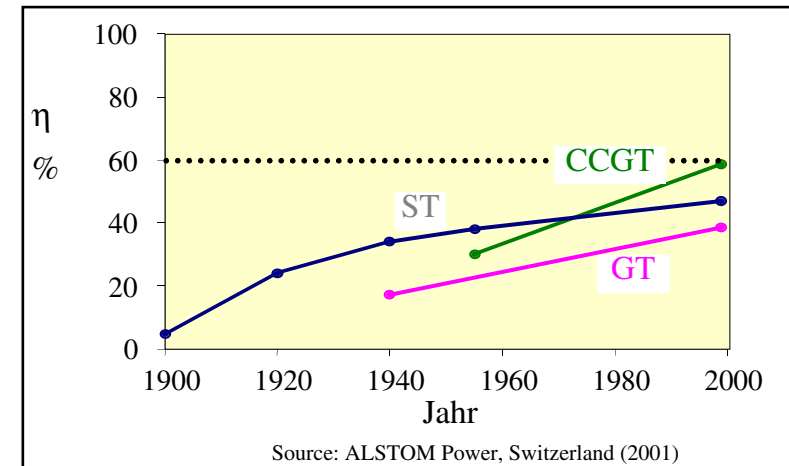


Bild 1: Wirkungsgrad von Dampfkraftwerk (ST),
Gasturbinenkraftwerk (GT) und Kombikraftwerk (CCGT)

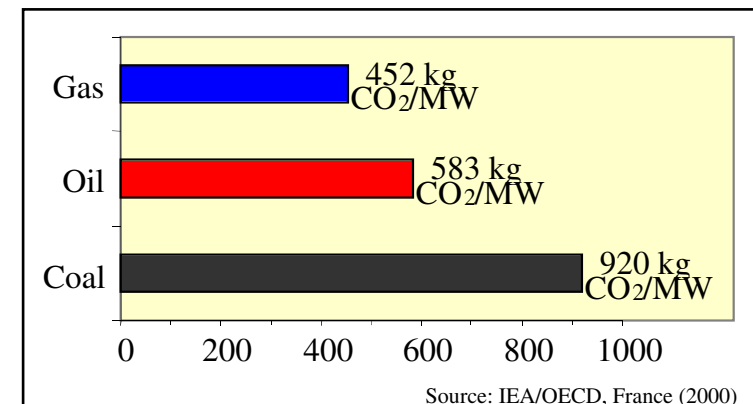


Bild 2: CO₂-Emissionen unterschiedlicher Kraftwerkstypen

Neben einem günstigen Wirkungsgrad und geringen Investitionskosten kann das kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerk auch mit geringsten Emissionen überzeugen. Bild 2 zeigt die CO₂-Emissionen eines Kombikraftwerks im Vergleich zu einem öl- oder kohlegefeuerten Dampfkraftwerk. Aufgrund des geringen Kohlenstoffgehalts in Erdgas, dem Hauptbrennstoff von Kombikraftwerken, führt der hohe Wirkungsgrad zu den günstigen Emissionen. Ebenso können bei Kombikraftwerken durch die Anwendung der mageren Vormischverbrennung die NO_x-Emissionen auf Werte begrenzt werden (< 25 ppm, 15% O₂), die von Kohlekraftwerken bei weitem nicht erreicht werden.

2. Grundlagen der Kreisprozesse

Gasturbinen zur Stromerzeugung sind von ihrem Grundschema (Bild 3) sehr einfache Anlagen. Es handelt sich um den offenen, einfachen Gasturbinenprozess auch Joule-Brayton-Prozess genannt. In einem vielstufigen Axialverdichter wird Umgebungsluft auf ca. 17 bar verdichtet. Die Temperatur der Luft steigt durch die Verdichtung auf ca. 400 °C. In einer Brennkammer wird der Brennstoff (Erdgas oder leichtes Heizöl) zugeführt und die Abgase werden dann mit ca. 1200 °C der Entspannungsturbine zugeführt. In der Turbine wird auf Umgebungsdruck entspannt und die Gastemperatur sinkt auf ca. 600 °C. Die Turbine treibt auf einer Welle Verdichter (2/3 der Turbinenleistung) und den Generator (1/3 der Turbinenleistung). Thermodynamisch günstig ist die hohe obere Kreisprozessstemperatur bei der Wärme dem Prozess zugeführt wird, jedoch sorgen die hohen Abgastemperaturen für große Verluste.

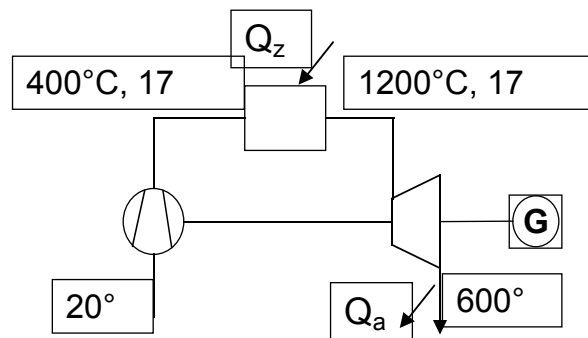


Bild 3: Einfacher, offener Gasturbinenprozess, Joule-Brayton-Prozess

Der in der Kraftwerkstechnik meistverbreitete Prozess ist der Dampfturbinen- oder Clausius-Rankine-Prozess. In seiner einfachsten Ausführung (er wird technisch deutlich komplexer umgesetzt) ist der Prozess in Bild 4 dargestellt.

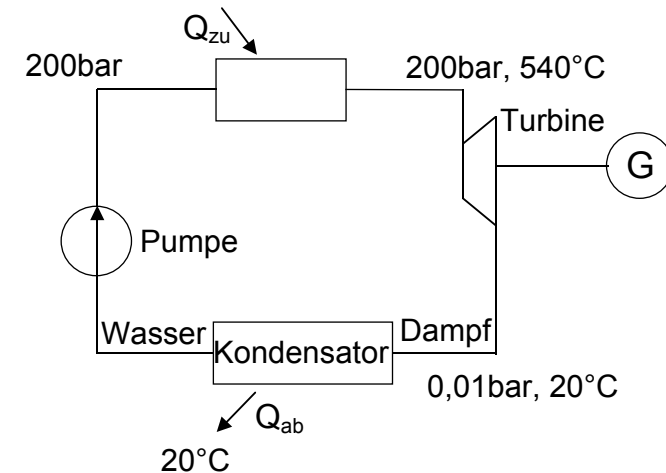


Bild 4: Dampfturbinenprozess, einfachste Ausführung, Clausius-Rankine-Prozess

Wasser wird in der Speisewasserpumpe auf ca. 100-250 bar verdichtet, in einer Brennkammer wird Wärme zugeführt und der überhitzte Dampf mit ca. 540-580 °C der Turbine zugeführt. Der Abdampfdruck stellt sich entsprechend der Kondensatortemperatur ein und liegt bei ca. 0,004-0,01 bar. Bei nahezu Umgebungstemperatur (abhängig von der Temperatur des Kühlmittels) wird die Kondensationswärme an die Umgebung abgegeben. Diese geringe Temperatur der Wärmeabfuhr stellt auch den Hauptvorteil dieses Prozesses dar, wogegen die obere Kreisprozessstemperatur mit ca. 540 °C relativ gering ist (bei Temperaturen über 600 °C ist ein Werkstoffwechsel auf austenitische Werkstoffe notwendig, was zu deutlich höheren Kosten führt).

3. Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenprozess, Einflußgrößen auf die Auslegung

Es lag schon sehr früh nahe, die Vorteile der beiden Prozesse zu kombinieren, d.h. die hohe obere Kreisprozessstemperatur des Gasturbinenprozesses und die tiefe Temperatur der Wärmeabgabe an die Umgebung im Dampfprozess zu verknüpfen. Die einfachste Kombination der Prozesses sieht deshalb wie in Bild 5 dargestellt aus. Die heißen Gasturbinenabgase strömen in einen Dampferzeuger (Abhitzekeessel), wo die Wärme an den Wasser-Dampfkreislauf

abgegeben wird. Die Wärmeverluste über die Abgase sind gegenüber den Wärmeverlusten im Kondensator in erster Näherung vernachlässigbar.

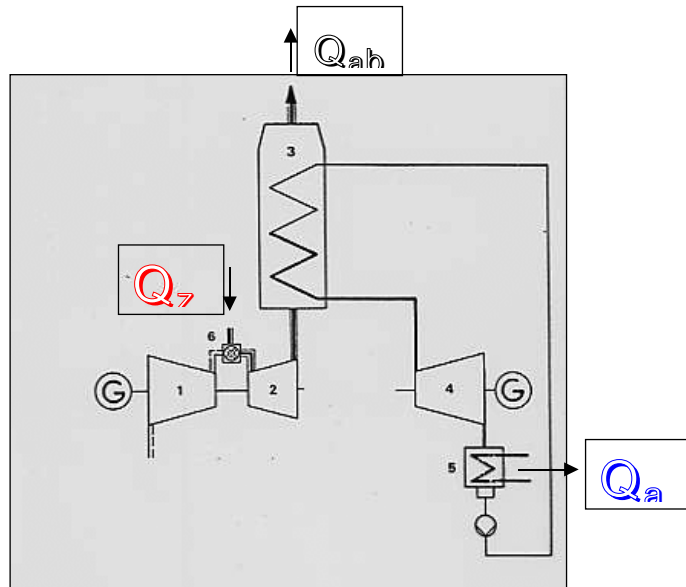


Bild 5: Kombierter Gas- und Dampfturbinenprozess, einfachste Ausführung

Der Wirkungsgrad des Kombiprozesses ergibt sich aus den Einzelwirkungsgraden wie folgt, wobei oft angenommen wird, dass im Abhitzekegel die Wärme den Rauchgasen vollständig entzogen werden kann und dem Dampfprozess zugeführt wird ($\eta_{AHK} = 1,0$):

$$\eta_{Kombi} = \eta_{GT} \eta_{AHK} (1 - \eta_{GT})$$

Es zeigt sich, dass der dominierende Faktor, der den Gesamtwirkungsgrad bestimmt, der Gasturbinenwirkungsgrad ist. Deshalb soll zunächst der Gasturbinenprozess näher beleuchtet werden. Bild 6 zeigt die erste Gasturbine (1938), die zur Stromerzeugung eingesetzt wurde. Diese Gasturbine steht in der Schweiz (Fabrikat Brown Boveri) und ist heute noch in Betrieb. Der Wirkungsgrad betrug 18%, die elektrische Leistung 4 MW und die Turbineneintrittstemperatur 540 °C.

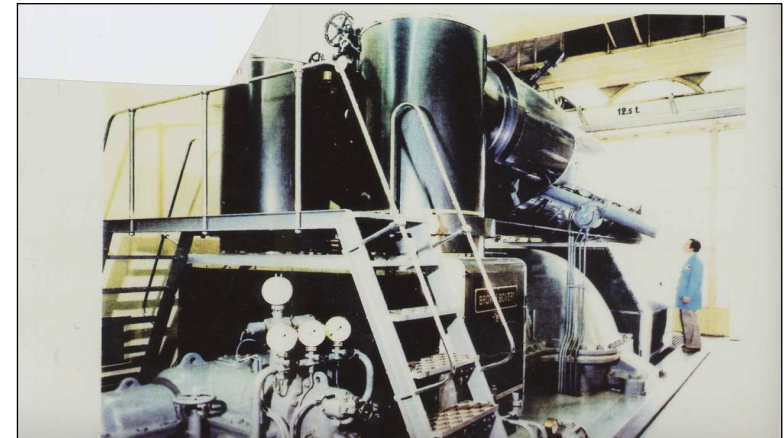


Bild 6: Erste Gasturbine zur Stromerzeugung, 1938

Bild 7 und 8 zeigen eine der modernsten Großgasturbinen zur Stromerzeugung, die Gasturbine V94.3A der Fa. Siemens. Sie besteht aus einem vielstufigen Axialverdichter, einer sog. Ringbrennkammer sowie einer vierstufigen Axialturbine. Bei nahezu gleicher Baugröße wie die Gasturbine von 1938 wird heute eine Leistung von 240 MW bei einem Wirkungsgrad von 38% erreicht. Die Turbineneintrittstemperatur beträgt 1150 °C und das Verdichterdruckverhältnis – also das Verhältnis des Drucks vor und nach Verdichter – beträgt 17.

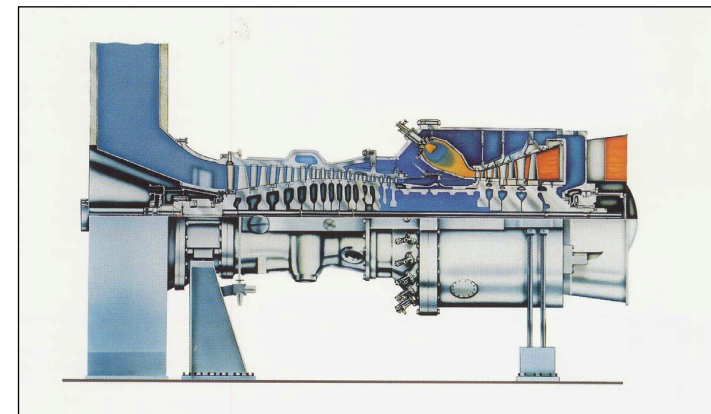


Bild 7: Siemens Gasturbine V94.3A

Turbineneintrittstemperatur und Verdichterdruckverhältnis sind auch die wesentlichen Parameter, die den Wirkungsgrad der Gasturbine bestimmen. Bild 9 zeigt die Abhängigkeit des Gasturbinenwirkungsgrads von diesen Prozessparametern. Für eine gegebene Turbineneintrittstemperatur ergibt sich ein optimales Druckverhältnis. Für eine Turbineneintrittstemperatur von 1150 °C ist das optimale Druckverhältnis ca. 30, also deutlich höher als bei der vorher gezeigten Gasturbine V94.3A. D.h. solche Großgasturbinen zur Stromerzeugung sind nicht auf einen optimalen Gasturbinenwirkungsgrad ausgelegt.

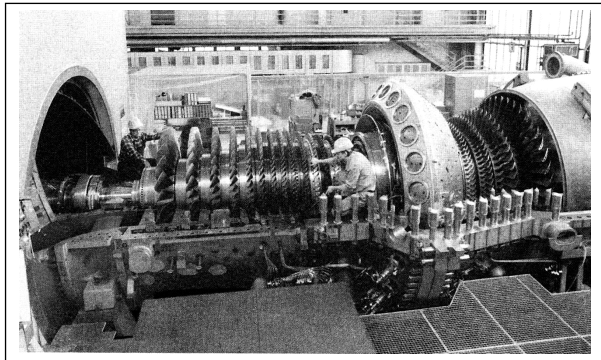


Bild 8: Siemens Gasturbine V94.3A

Es zeigt sich des weiteren aus Bild 9, dass das Druckverhältnis des Verdichters der entscheidende Prozessparameter für den Gasturbinenwirkungsgrad ist (nicht die Turbineneintrittstemperatur).

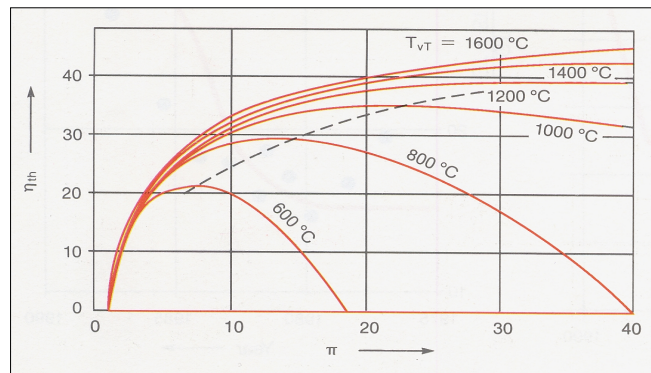


Bild 9: Gasturbinenwirkungsgrad in Abhängigkeit der Prozessparameter

Wie Bild 10 zeigt, ändern sich die Zusammenhänge, wenn der Wirkungsgrad des Kombiprozesses betrachtet wird. Für eine Turbineneintrittstemperatur von 1150 °C ergibt sich ein optimales Druckverhältnis von ca. 16. Die unterschiedliche Abhängigkeit der Wirkungsgrade von Gasturbine und Kombiprozess von den Prozessdaten der Gasturbine ergibt sich aus dem Verhalten der Abgastemperatur der Gasturbine. Mit steigendem Verdichterdruckverhältnis sinkt die Abgastemperatur, was günstig für den Gasturbinenprozess ist, jedoch nicht notwendigerweise für den Kombiprozess. Mit sinkender Abgastemperatur der Gasturbine fällt auch der Wirkungsgrad des nachgeschalteten Dampfprozesses. Es ist also eine Optimierungsaufgabe einen möglichst hohen Gasturbinenwirkungsgrad zu erreichen, bei dennoch nicht zu tiefer Abgastemperatur, um einen optimalen Gesamtwirkungsgrad zu erreichen.

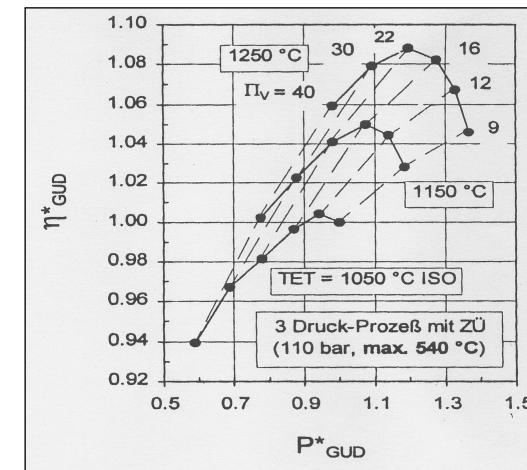


Bild 10: Kombiwirkungsgrad in Abhängigkeit der Prozessparameter [Kail&Ruges]

Bild 10 gibt einen weiteren wichtigen Hinweis auf die Entwicklungsziele auf dem Weg zu höheren Wirkungsgraden. Im Gegensatz zum reinen Gasturbinenprozess ist beim Kombiprozess die Turbineneintrittstemperatur der dominierende Faktor, um hohe Wirkungsgrade zu erreichen.

Der Steigerung der Turbineneintrittstemperatur sind jedoch technologische Grenzen gesetzt, die sich aus den maximalen Temperaturen ergeben, die metallische Werkstoffe ertragen. Die genannten Turbineneintrittstemperaturen von 1150 °C sind um ca. 150 °C höher als die maximal zulässigen Materialtemperaturen. Die Lücke zwischen diesen Temperaturen muss durch Kühlung der heißgasführenden Bauteile geschlossen werden. Dazu wird (Bild 11) dem Verdichter Luft entnommen und evtl. sogar als rückgekühlte Luft der Turbine zur Kühlung zugeführt.

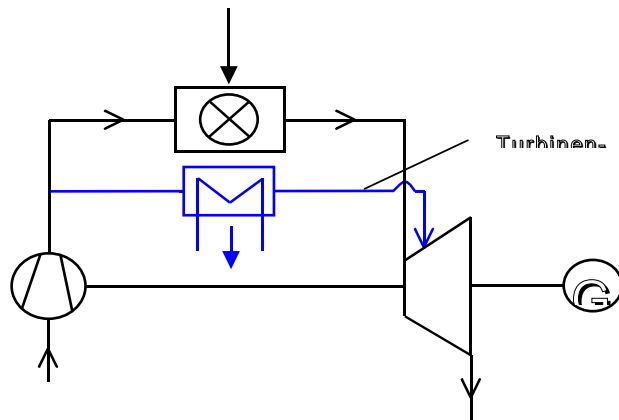


Bild 11: Prinzipskizze einer Turbinenkühlung

Die Turbinenschaufeln solcher Gasturbinen sind deshalb in der Regel als gegossene Hohl-schaufeln ausgeführt, die innen durch Kühlluft durchströmt werden. Die komplexe Formgebung mit kleinsten Kanälen (die auch zur Verstopfung bei staubbelasteter Luft neigen) führt zu sehr hohen Herstellungskosten dieser Schaufeln. Es werden hochtemperaturfeste Nickelbasislegierungen wie In738 eingesetzt. Die meist gegossenen Schaufeln werden als gerichtet erstarrte oder Einkristallwerkstoffe hergestellt [Berger, C.]. Die Anforderungen an Werkstoff und Herstellung führen dazu, dass die Turbinenbeschaffung die Herstellungskosten einer Gasturbine dominiert.

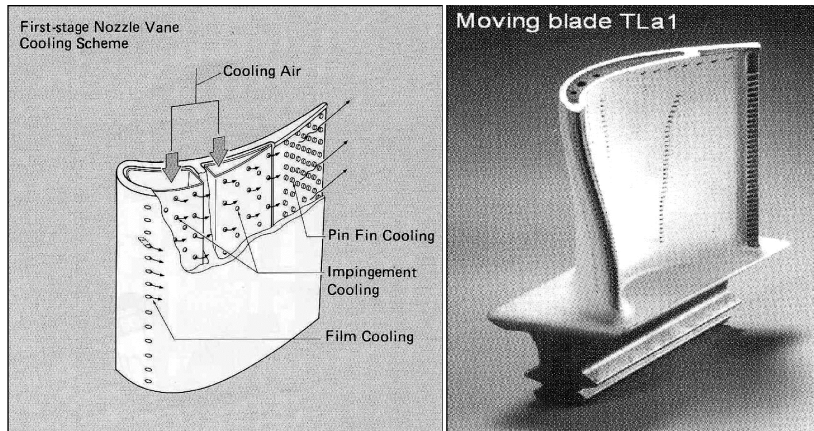


Bild 12: Gekühlte Turbinenschaufeln

Da der Wirkungsgrad des Kombiprozesses beim einfachen, offenen Gasturbinenprozess direkt von der Turbineneintrittstemperatur abhängt (und zu hohen Materialkosten führt), gibt es Anstrengungen, durch eine geeignete thermodynamische Kreisprozessführung bei Beibehaltung der Turbineneintrittstemperatur den Kreisprozesswirkungsgrad anzuheben. Einen geeigneten Kreisprozess zeigt Bild 13 (Im Vergleich zum einfachen, offenen Prozess). Die Luft wird auf ca. 30 bar verdichtet, einer ersten Brennkammer zugeführt und anschließend in einer Hochdruckturbinen auf ca. 15 bar entspannt. In einer zweiten Brennkammer wird erneut Wärme zugeführt und anschließend in der Niederdruckturbinen auf Umgebungsdruck entspannt. Bei gleicher Turbineneintrittstemperatur wie beim Standardprozess ergibt sich eine höhere Abgastemperatur. Unter der Annahme, dass der Gasturbinenwirkungsgrad des einfachen, offenen Prozesses identisch ist mit dem Prozess mit Zwischenerhitzung, ergibt der zweitgenannte Gasturbinenprozess - aufgrund der höheren Abgastemperatur - einen besseren Kombiwirkungsgrad.

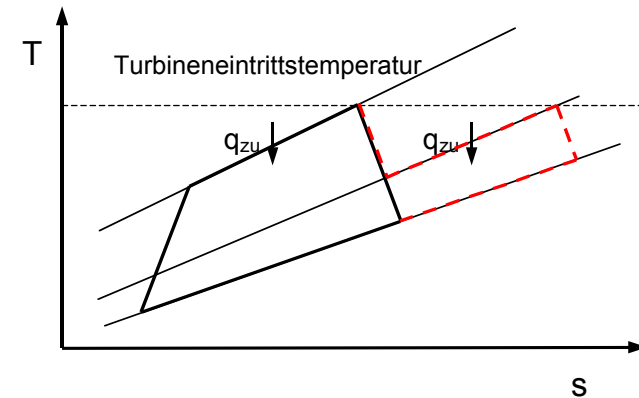


Bild 13: Gasturbinenprozess mit Zwischenerhitzung

Bild 14 zeigt eine ausgeführte Gasturbine nach dem Prinzip der Zwischenerhitzung der Fa. ALSTOM. Deutlich sind die beiden Entspannungsturbinen und die beiden Ringbrennkammern zu erkennen. Der Wirkungsgrad der Gasturbine beträgt 38%, die Leistung 240 MW. Gegenüber der Gasturbine V94.3A ist jedoch die Abgastemperatur (640 °C) um ca. 50 K höher, was zu einem günstigeren Dampfprozess führt.

Charakteristisch für den kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess ist die geringe Abgastemperatur (550 – 650 °C), die zur Dampferzeugung zur Verfügung steht. Im Gegensatz zu Kohlekraftwerken, bei denen die Rauchgastemperatur bei ca. 1500 °C liegt, ist die treibende

Temperaturdifferenz zwischen Wasser- und Gasseite sehr gering. Es ist deshalb auf eine sorgfältige Auslegung und Anordnung der Wärmetauscherflächen zu achten.

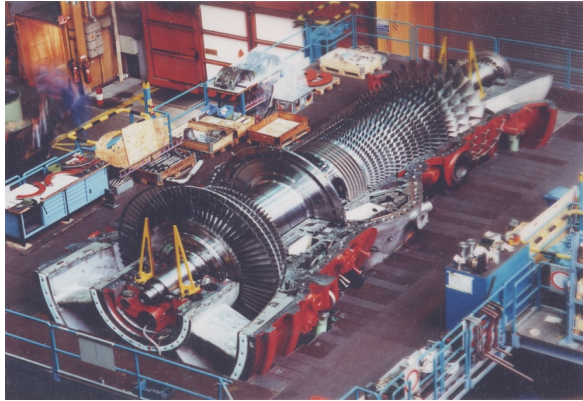


Bild 14: ALSTOM Gasturbine GT26

Bild 15 zeigt ein beispielhaftes Temperatur/Wärmediagramm bei 2 verschiedenen wasserseitigen Drücken. Untere Grenze für die Speisewassertemperatur (und damit auch der Abgastemperatur) ist der Taupunkt der Schwefelsäure im Abgas, der auf keinen Fall unterschritten werden darf. Der Säuretaupunkt ist um so höher, je höher der Schwefelgehalt der Abgase ist. Typischerweise liegt die minimale Speisewassertemperatur je nach Brennstoff zwischen 60 °C und 130 °C. Die Vorwärmung des Speisewassers auf 130 °C wird bei einfachsten Prozessen durch Vorwärmung im Speisewasserbehälter mittels Anzapfdampf aus der Dampfturbine erreicht.

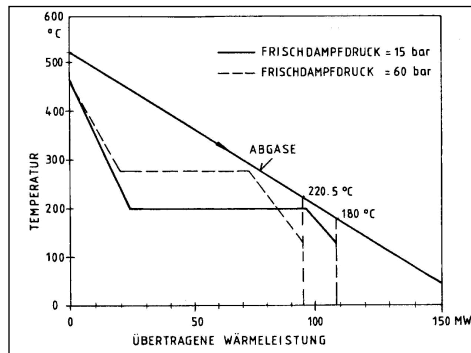


Bild 15: 1-Druck Dampfprozess

Bild 15 zeigt ein Temperatur/Wärmediagramm für den Kessel mit 1-Druck Prozess. Aufgetragen ist der Verlauf der Wasser-/Dampftemperaturen sowie der Rauchgastemperaturen über der übertragenen Wärmemenge. Es ist grundsätzlich bekannt, dass ein hoher Frischdampfdruck einen hohen Wirkungsgrad des Dampfprozesses gewährleistet. Der Energieausnutzungsgrad der Abgase sinkt jedoch, da die Abgastemperatur bei steigendem Frischdampfdruck ansteigt.

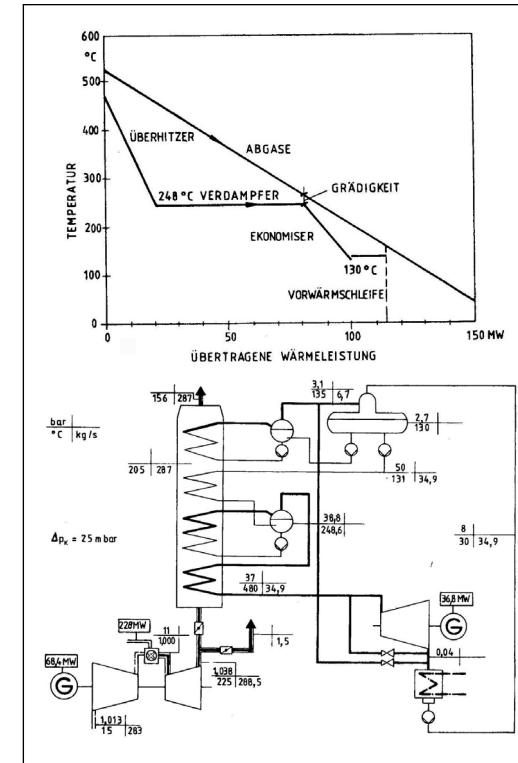


Bild 16: Beispiel eines 2-Druck Dampfprozess (Kondensatvorwärmung)

Um die Abwärme der Abgase besser auszunutzen (höherer Energieumsetzungsgrad η_{AKK} im Kessel), kann eine Niederdruckdampfchiene eingeführt werden. Das Temperatur/Wärmediagramm zeigt Bild 16. Die Abgaswärme kann deutlich besser genutzt werden. Der erzeugte Dampf wird zur Speisewasservorwärmung benutzt, wie im Verfahrensschema gezeigt [Kehlhofer et al.]. Der Anzapfdampf der Dampfturbine zur Speisewasservorwärmung entfällt und kann zur Stromerzeugung benutzt werden.

Der Wirkungsgrad kann weiter optimiert werden, indem der Niederdruckdampf nicht nur zur Speisewasservorwärmung benutzt wird, sondern zur Arbeitsleistung in der Dampfturbine, was thermodynamisch günstiger ist. Insbesondere für schwefelfreie Brennstoffe, wie Erdgas, ergeben sich dann 2-Druckschaltungen. Heute werden auch Anlagen mit 3-Druckprozessen ausgeführt mit Gas- und Dampfturbine auf einer Welle (s. Bild 17).

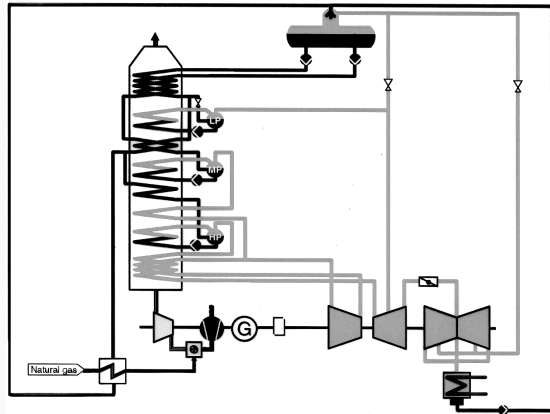


Bild 17: 3-Druckdampfprozeß mit Gas- und Dampfturbine auf einer Welle

Die relativ geringe Abgastemperatur von Gasturbinen führt also zu aufwendigen Schaltung mit 2- oder 3-Druckprozessen im Wasser-Dampfkreislauf, um möglichst viel, thermodynamisch günstigen, Hochdruckdampf zu erzeugen.

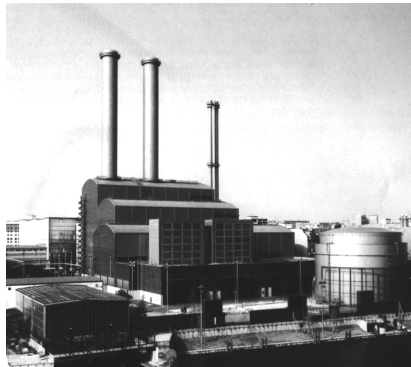


Bild 18: Heizkraftwerk Berlin Mitte

Ein Beispiel einer ausgeführten Anlage zeigt Bild 18. Es ist das Heizkraftwerk Berlin Mitte. Es besteht aus 2 Gasturbinen mit je 160 MW Leistung. Durch 1 weitere Dampfturbine kann zusätzlich Strom gewonnen werden. Die maximale elektrische Leistung beträgt 380 MW. Zusätzlich können über sogenannte Heizkondensatoren 304 MW an thermischer Energie (105 °C heißes Fernwärmewasser) gewonnen werden. Dadurch ergibt sich ein Brennstoffausnutzungsgrad von 89,2%.

4. Markt für Kombikraftwerke

Gas- und Dampfturbinenkraftwerke sind heute im Bereich der Kraftwerkstechnik die dominierende Technik. Folgendes Bild zeigt die prozentuale Aufteilung des Auftragseingangs auf die einzelnen Kraftwerkstypen für das Jahr 1997. Die kombinierten Gas- und Dampfturbinenkraftwerke dominieren den Markt mit einem Anteil von 38%. Bis zum Jahr 2001 ist dieser Anteil sogar auf über 50% gewachsen und dies hauptsächlich zu Lasten der in der Regel kohlegefeuerten Dampfkraftwerke. Insgesamt liegt das jährliche Bestellvolumen für Kraftwerke weltweit bei ca. 120 GW/a.

4 große Hersteller von Gas- und Dampfturbinen dominieren den Kombikraftwerksmarkt. Die Turbomaschinen für Kombikraftwerke werden zu mehr als 70% durch die Hersteller ALSTOM, General Electric, Mitsubishi und Siemens-Westinghouse abgedeckt.

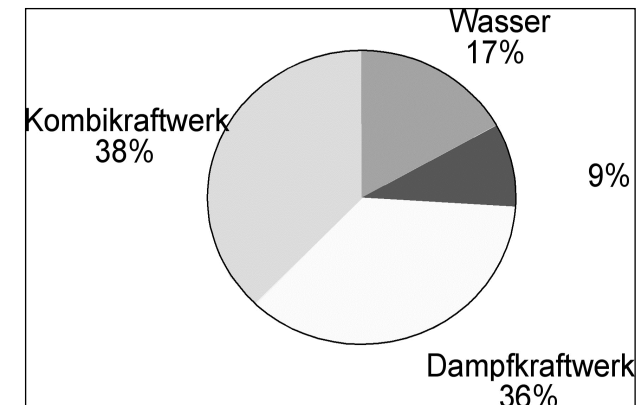


Bild 19: Marktaufteilung Kraftwerke, weltweit

5. Zusammenfassung

Kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke erreichen heute Wirkungsgrade von 58%. Dies ist ein deutlicher Vorsprung gegenüber modernen Kohlekraftwerken (45%). Diese hohen Wirkungsgrade werden bei Investitionskosten von ca. 350 Euro/kW erreicht, d.h. ungefähr nur die Hälfte der Investitionskosten eines Kohlekraftwerks. Gleichzeitig werden geringste gasförmige Emissionen sowohl von CO₂, NO_x als auch CO erreicht.

Jedoch setzen sich die Stromgestehungskosten aus Investitionskosten und Brennstoffkosten zusammen. Beim Kombikraftwerk stellen die Brennstoffkosten den größeren Teil der Gesteuerungskosten dar. D.h. die Wirtschaftlichkeit eines Kombikraftwerks ist direkt vom Gaspreis abhängig (Gas ca. 1,5 Ct/kWh, Kohle ca 0,6 Ct/kWh). Gerade die vergangenen 2 Jahre zeigen einen Anstieg der Gaspreise auf dem internationalen Markt. Die Gaspreisentwicklung wird also maßgeblich den weiteren kommerziellen Erfolg von Kombikraftwerken bestimmen.

Literatur:

Berger, C.;

Werkstoffe – ihre zukünftigen Eigenschaften und Leistungen,
Symposium „Wege zum emissionsfreien, fossilen Kraftwerk“,
BMW, Berlin, 5.-6. Februar 2002.

Kail, C.; Bukes, B.;

Fortschrittliche Gas- und Dampfturbinenprozesse zur Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung bei GUD-Kraftwerken,
VDI-Bericht Nr. 1182, S. 71-87, 1995.

Kehlhofer, R.; Bachmann, R.; Nielsen, H.; Warner, J.;

Combined Cycle Gas&Steam Turbine Power Plants,
Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma,
ISBN 0-87814-736-5, 1999.

Thermochemischer Speicher mit Zeolith zum Heizen und Kühlen

Andreas Hauer

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung

Abteilung 4: Solarthermie und Biomasse

1. Einleitung

Ein offenes Adsorptionssystem, das in Verbindung mit der Umgebung steht, kann zur Speicherung thermischer Energie eingesetzt werden. In dieser Anwendung wird der Speicher während der Desorption geladen und während der Adsorption entladen. In offenen Systemen können nur Adsorptive benutzt werden, die in der Atmosphäre vorkommen. Wasserdampf ist hier am geeignetsten.

Hohe Energiespeicherdichten sind zu erwarten, da das Adsorptiv nach der Desorption (Ladung) in der Umgebung „gespeichert“ wird. Das System muss mit der Umgebung verbunden sein, um den entlassenen Wasserdampf wieder aufnehmen zu können. Diese Technik thermischer Energiespeicherung wird auch thermochemische Speicherung genannt.

Der zweifache Einsatz eines thermochemischen Speichers (TCS) zum Heizen im Winter und zur Klimatisierung im Sommer führt zu einer Erhöhung der Betriebsstunden des Systems und damit zu wirtschaftlichen Vorteilen. Ein TCS wurde in München zwischen dem Fernwärmenetz und einem Schulgebäude zum Beheizen und einem Jazz Club zum Kühlen installiert. Fernwärmenetze arbeiten oft an ihrer Kapazitätsgrenze. Adsorptionsspeicher sind in der Lage durch Lastausgleich das Netz besser zu nutzen und neue Verbraucher ohne Netzerweiterung anzuschließen. Die Demonstrationsanlage kann den Heizbedarf für einen Tag im Auslegungsfall (bei -16 °C Außentemperatur in München) für das Schulgebäude speichern.

Der Kühlbedarf von Gebäuden lässt sich in latente und die sensible Kühllast aufteilen. Der latente Kühlbedarf muss durch Luftentfeuchtung gedeckt werden, die sensible Kühlung wird durch Temperaturabsenkung der Gebäudeinnenflächen bzw. der Raumluft erreicht. Die üblichen Kühlsysteme mit geschlossenem Arbeitsmittelkreislauf entfeuchten Luft durch Taupunktunterschreitung. Dazu wird die Luft zunächst zur Entfeuchtung auf 6 °C abgekühlt und muss nach der Kondensation aus Komfortgründen wieder auf 18-20°C erwärmt werden. Mit offenen Sorptionssystemen dagegen, die den Wasserdampf direkt aus der Luft adsorbieren, lässt sich die Luftentfeuchtung auch bei Temperaturen um 18 °C bewerkstelligen. Für die sensible Kühlung der Luft sind Temperaturen von 16-18 °C optimal. .

2. Adsorptionsprozess

In Abbildung 1 sind schematisch De- und Adsorption in einem offenen System dargestellt. Bei einem offenen Sorptionssystem transportiert der Luftstrom die Wärme und den Wasserdampf in und aus der Adsorbenschüttung. Somit werden die Lufttemperatur und gleichzeitig der Wasserdampfpartialdruck des Luftstroms durch den Sorptionsprozess beeinflusst. Die umgesetzten Stoff- und Wärmemengen sind in Abbildung 1 angedeutet.

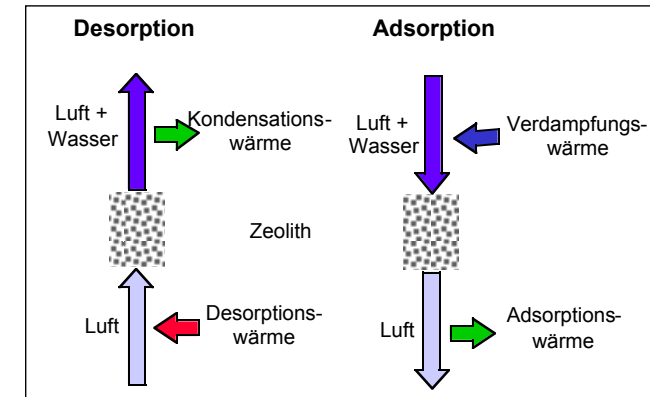


Abbildung 1: Offenes Adsorptionssystem

Bei der Desorption wird der Luftstrom durch eine von aussen eingebrachte Desorptionswärme erhitzt. Diese Wärme löst das gebundene Adsorbat (Wasser) im Adsorbens und verdampft es. Der Wasserdampf wird mit der nun abgekühlten Luft aus der Schüttung gebracht. Bei der Adsorption befördert der Luftstrom gasförmiges Adsorptiv (Wasserdampf) in die Adsorbenschüttung. Dort wird es adsorbiert und die Adsorptionswärme wird freigesetzt und an die Luft abgegeben. Die Luft verlässt die Schüttung nun trocken und heiß.

Für die Heizanwendung kann während der Adsorption die Adsorptionswärme und während der Desorption u.U. die Kondensationswärme genutzt werden. Die Verdampfungswärme muss während der Adsorption auf einem niedrigen Temperaturniveau zur Verfügung stehen. Für die Raumklimatisierung, die auf der Luftentfeuchtung beruht, kann nur während der Adsorption Nutzkälte bereitgestellt werden.

Wärmespeicherung wird realisiert, in dem der Desorptionsschritt von der Adsorption zeitlich (und/oder räumlich) getrennt wird. Das desorbierte Zeolith bleibt „geladen“ bis der Adsorptionsprozess gestartet wird.

2.1 Heizen

Um ein hohes Wärmeverhältnis für den Speicherbetrieb zu erreichen, muss die Kondensationswärme während der Desorption genutzt werden können und eine „kostenlose“ Niedertemperaturquelle für die Befeuchtung während der Adsorption muss zur Verfügung stehen.

Das thermochemische Speichersystem wird mit Fernwärme (Dampfnetz auf 130 °C in München) in Schwachlastzeiten geladen. Zu den Peak-Zeiten wird die Rücklaufleitung des Fernwärmenetzes (Kondensatleitung) zur Befeuchtung als Niedertemperaturquelle genutzt. So wird durch eine weitere Temperaturabsenkung des Kondensats die übertragene Leistung erhöht und die Netzverluste werden reduziert.

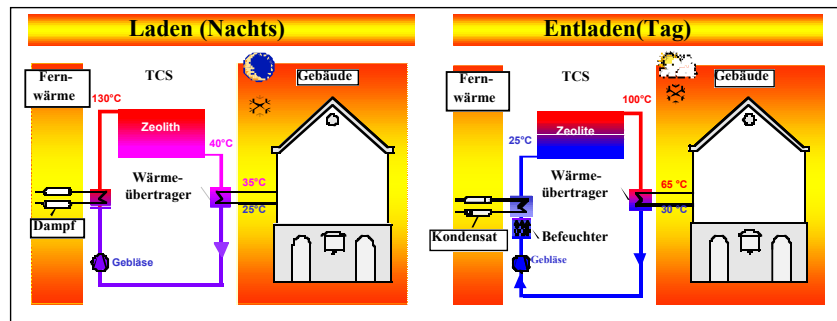


Abbildung 2: Thermochemischer Speicher zur Gebäudeheizung

Abbildung 2 zeigt schematisch De- und Adsorption des Speichers. Nachts wird der Speicher mit 130 °C aus dem Fernwärmenetz geladen. Damit wird eine Restbelastung von ca. 8 % Wasser im Zeolith erreicht. Die feuchte Luft verlässt den Speicher mit ca. 40 °C, wird in einem Wärmetauscher zu Kondensation gebracht und kann durch diese Nutzung der Kondensationswärme ein zu starkes Auskühlen der Schule über Nacht verhindert werden.

Der Speicher wird dann zu den Spitzenlastzeiten entladen. Die Luft wird in einem Befeuchter auf ca. 25 °C mit Wasserdampf gesättigt. Die hierzu benötigte Verdampfungswärme wird von der Kondensatleitung des Fernwärmenetzes geliefert. Diese Luft wird dann durch die desorbierte Zeolithschüttung geblasen. Dabei wird die Luft getrocknet und durch die frei werdende Adsorptionswärme auf ca. 100 °C erhitzt. Die heiße Luft gibt ihre thermische Energie über einen Wärmeübertrager an das Heizungssystem der Schule ab.

2.2 Kühlen

Um einen Zeolithspeicher als Klimagerät einsetzen zu können, mussten zwei zusätzliche Komponenten installiert werden. Abbildung 3 zeigt das komplette System schematisch. Ein solcher Aufbau wird im allgemein als „desiccant cooling system“ bezeichnet.

Abbildung 3 zeigt neben dem TCS eine „Kälterückgewinnungseinheit“ und einen Zuluftbefeuchter. Der heiße und trockene Luftstrom aus dem TCS muss zunächst abgekühlt werden, bevor er im Zuluftbefeuchter adiabat auf die gewünschte Zulufttemperatur und Feuchte gebracht werden kann.

Die Kälterückgewinnung besteht aus einem Abluftbefeuchter mit einem integrierten Wärmeübertrager, der mit dem Zuluftwärmeübertrager über ein Kreislaufverbundsystem verbunden ist. Diese Komponente kann als indirekter Verdunstungskühler beschrieben werden. Durch die hohen Temperaturen nach der Adsorption wird der kühlende Verdampfungsprozess in die Abluft sehr effektiv unterstützt. Es können 83 % der maximal möglichen Enthalpiedifferenz von der Ab- an die Zuluft übertragen werden.

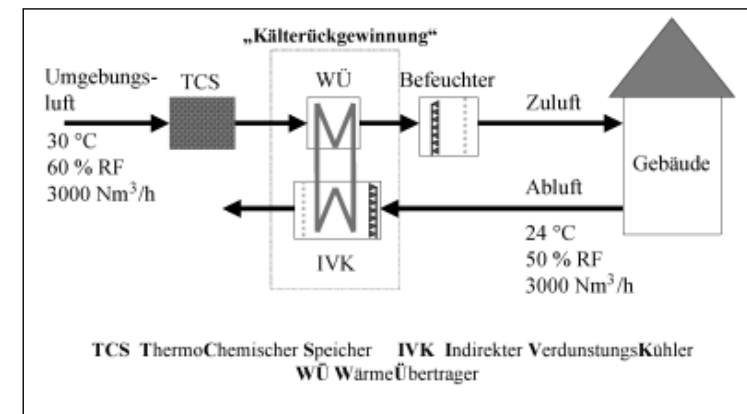


Abbildung 3: Thermochemischer Speicher zur Klimatisierung

3. Adsorptionssystem

3.1 Thermochemischer Speicher

Der thermochemische Speicher ist auf eine Heizleistung von 95 kW über 14 Stunden pro Tag ausgelegt. Dafür wurden 7000 kg Zeolith im Speicherbehälter untergebracht. Der Tank besteht aus drei zylindrischen Modulen (siehe Hintergrund in Abbildung 4).

Der Speicher ist mit einem kombinierten Radiator-/Fußboden-Heizungssystem verbunden. Die maximale thermische Leistung beträgt 130 kW bei einem Luftvolumenstrom von 6000 m³/h durch die Zeolithschüttung und die Speicherkapazität 1300-1400 kWh bei einer Desorptionstemperatur von 130 °C [A. Hauer and W. Schölkopf, (2000)].

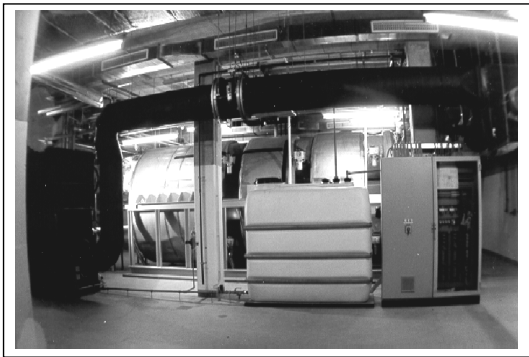


Abbildung 4: Thermochemisches Speichersystem

3.2 Gebäude

Der TCS wurde in einem Schulgebäude in München 1996 installiert. Die Schule hat mit einer Fläche von 1625 m² einen spezifischen Heizwärmebedarf von 65 kWh/m² a. Sie ist an das Fernwärmenetz angeschlossen. Der Speicher liegt in den Kellerräumen unter der Schule. Die Schule befindet sich in einer ehemaligen Brauerei. In den ehemaligen Lagerkellern für das Bier befindet sich heute ein Jazzclub, der über einen erheblichen Kühlbedarf verfügt. Der Club hat eine Fläche von 160 m² und ein Raumbolumen von 800 m³. Maximal befinden sich ca. 200 Menschen in diesem Raum. Eine maximale Kühlleistung von 30 kW wurde berechnet. Sie setzt sich, aufgrund der hohen Personenzahl, aus 73 % latenter und 27 % sensibler Kühllast zusammen.

4. Ergebnisse der Demonstrationsanlage

4.1 Heizen

Anfang 1997 wurde mit dem vollautomatischen Betrieb der Heizanwendung begonnen. Seitdem können die geforderten Raumtemperaturen und Heizleistung von dem Zeolithspeicher bereitgestellt werden. Die Regelungstechnik wurde kontinuierlich verbessert.

Das Wärmeverhältnis des TCS ist als das Verhältnis der Nutzwärme zu der aufgewandten Desorptionswärme. Als Nutzwärme wurde die tatsächlich an das Heizungssystem abgegebene Wärmemenge gemessen, die alle bis dahin auftretenden Verluste berücksichtigt. Die experimentell erreichte Energiespeicherdichte ist diese Nutzwärme bezogen auf das Volumen der Zeolithschüttung. Tabelle 1 zeigt die experimentell erreichten Ergebnisse im Vergleich mit den theoretisch erreichbaren Werten [Hauer, A. (2000)].

Wärmeverhältnis (COP _{Heiz})	
Theoretischer COP _{Heiz}	1,07
Experimenteller COP _{Heiz}	0,92
Energiespeicherdichte (ρ _O)	
Theoretische ρ _O	153 kWh/m ³
Experimentelle ρ _O	124 kWh/m ³

Tabelle 1: Wärmeverhältnis und Energiespeicherdichte beim Heizen

Tabelle 1 zeigt, dass 86 % des theoretischen Maximums für das Wärmeverhältnis und 81 % für die Energiespeicherdichte experimentell erreicht werden konnten.

4.2 Klimatisieren

Simulationen des Sorptionsprozesses haben ergeben, dass Desorptionstemperaturen unterhalb der möglichen 130°C aus dem Fernwärmenetz zu höheren Wärmeverhältnissen für die Klimatisierung (COP_{Kühl}) führen können. Versuche mit 130 °C, 100 °C und 80 °C wurden durchgeführt. Es wurden zwei verschiedene Wärmeverhältnisse für die Entfeuchtung und die Klimatisierung definiert.

$$\text{COP}_{\text{Entfeucht}} = \frac{Q_{\text{Entfeucht}}}{Q_{\text{Des}}} \quad \text{and} \quad \text{COP}_{\text{Kühl}} = \frac{Q_{\text{Kühl}}}{Q_{\text{Des}}}$$

mit Q_{Des} als Desorptionswärme, wobei $Q_{Entfeucht}$ und $Q_{Kühl}$ wie folgt definiert sind:

$$Q_{Entfeucht} = \int_{t_i}^{t_f} \Delta H_{Entfeucht} \cdot \dot{m}_{Luft} \cdot dt \quad Q_{Kühl} = \int_{t_i}^{t_f} \Delta H_{Kühl} \cdot \dot{m}_{Luft} \cdot dt$$

$\Delta H_{Entfeucht}$ ist die Enthalpiedifferenz des Luftstroms, die durch die Adsorption in der Zeolithschüttung alleine verursacht wurde. $\Delta H_{Kühl}$ bezieht den Kühleffekt durch den indirekten Verdunstungskühler mit ein (siehe Abbildung 3). Die Energiespeicherdichte ρ_Q ist die nutzbare Kühlenergie pro Volumen Zeolith. Die Ergebnisse für $COP_{Kühl}$, $COP_{Entfeucht}$ und ρ_Q sind für die verschiedenen Desorptionstemperaturen in Tabelle 2 aufgeführt [Hauer, A. (2001)].

Desorptionstemperatur	130 °C	100 °C	80 °C
$COP_{Entfeucht}$	0,45	0,48	0,5
$COP_{Kühl}$	0,67	0,80	0,87
ρ_Q	168 kWh/m ₃	105 kWh/m ₃	100 kWh/m ₃

Tabelle 2: Wärmeverhältnis und Energiespeicherdichte beim Klimatisieren

Das höchste Wärmeverhältnis konnte bei einer Desorptionstemperatur von 80 °C erreicht werden. Bei tieferen Temperaturen konnte fast keine Entfeuchtung mehr während der Adsorption beobachtet werden.

Zwischen den Werten für $COP_{Entfeucht}$ und $COP_{Kühl}$, ist ein deutlicher Unterschied zu verzeichnen, der durch die „Kälterückgewinnung“ zustande kommt. Die hohen Austrittstemperaturen aus dem TCS während der Adsorption unterstützen den Verdampfungsprozess im indirekten Verdunstungskühler sehr effektiv. Bei einer Desorptionstemperatur von 80 °C können 87 % der eingespeicherten Fernwärme als Kühlenergie an den Jazz Club abgegeben werden.

Abbildung 5 zeigt den gemessenen Temperatur- und Feuchtigkeitsverlauf im Jazz Club während ausverkaufter Konzerte mit und ohne Kühlung durch den TCS. Im ungekühlten Fall steigen Temperatur und Feuchtigkeit über das gesamte Konzert kontinuierlich an (nach ca. 1,5 h gab es eine kurze Pause, in der die Feuchtigkeit leicht abfiel). Die bestehende Lüftungsanlage war nicht in der Lage den Kühlbedarf zu decken. Die Höchstwerte der Temperatur von fast 20 °C und 74 % relativer Feuchte sind weit außerhalb der Behaglichkeitsbereichs (26 °C / 50%). Mit Einsatz des TCS zur Klimatisierung konnten die Werte über das ganze Konzert im Behaglichkeitsbereich gehalten werden.

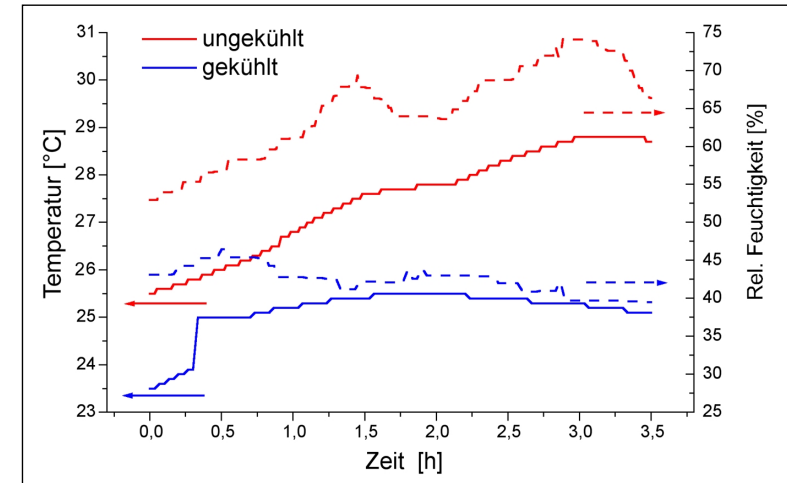


Abbildung 5: Temperatur und Luftfeuchtigkeit im Jazz Club

5. Wirtschaftliche Betrachtung

Entscheidend für die ökonomische Beurteilung eines thermischen Speichers ist der Preis pro gespeicherte Nutzwärme, d.h. der Energieumsatz pro Jahr in kWh. Es ist leicht zu sehen, dass die Zahl der Zyklen – Laden und Entladen – pro Jahr sich linear auf dieses Verhältnis auswirkt. Durch die zusätzliche Anwendung „Klimatisierung“ konnte die Zahl der Speicherzyklen, die bisher nur mit der Heizanwendung erreicht werden konnten, deutlich erhöht werden. Bei einer Verkleinerung des Speichers, die nach heutigem Kenntnisstand sinnvoll erscheint, sind Zyklenzahlen von ca. 150 pro Jahr für die Heizung zu erreichen. Eine Abschätzung der Zyklenzahl für die Raumklimatisierung hängt stark von dem konkreten Objekt ab. Im vorliegenden Fall des Jazzclubs „Unterfahrt“ in München hängt der Kühlbedarf in erster Linie von den Besucherzahlen ab. Unter Umständen ist auch im Winter bei gut besuchten Konzerten eine Kühlung der Räume notwendig. Es kann hier mit einer Zyklenzahl von ca. 100 gerechnet werden.

Die Lebensdauer der Anlage wird bestimmt durch die hydrothermale Stabilität des Zeoliths, die Korrosionsfestigkeit des Speicherbehälters und der konventionellen Komponenten aus der Heizungs- und Lüftungstechnik. Die hydrothermale Stabilität des Zeolith 13X wurde über 400 Lade-/Entladezyklen unter wesentlich schärferen Adsorptions- und Desorptionsbedingungen als im bestehenden System untersucht. Es zeigte sich, dass die Adsorptionsfähigkeit von Zeo-

Mit der experimentell ermittelten Speicherkapazität von 1,2 MWh zum Heizen und 1,0 MWh zum Kühlen und den angenommenen Zyklenzahlen (150 Zyk./a bzw. 100 Zyk/a) lassen sich die pro Jahr bereit gestellten Nutzenergien und damit die jährlichen Energiekosten berechnen. Diese liegen bei € 5.940.- für das Heizen und € 1.800.- für die Klimatisierung pro Jahr und damit bei € 29.700.- und € 9.000.- über einen Zeitraum von 5 Jahren. Addiert man dazu die geschätzten Investitionskosten von insgesamt € 60.000.-, ergeben sich Gesamtkosten, die Investition plus 5 Jahre Betrieb des Speichers, von € 98.700.-.

Die in Abbildung 6 grau gedruckten Kosten sind für die Berechnung der Gesamtkosten ausschlaggebend. D.h. das Potenzial für den Einsatz eines thermochemischen Speichersystems muss nach diesen Kriterien abgeschätzt und optimiert werden. Die Anwendung sollte möglichst große Preisvorteile durch die Speicherung an sich bieten, d.h. die Kosten für die Antriebsenergie sollten aufgrund der Speichermöglichkeiten stark reduziert sein. Die Investitionskosten sollten durch kompakte Konstruktion und optimierte Auslegung minimiert werden. Die Anwendung sollte eine hohe Zyklenzahl im Heiz- und Kühlbetrieb benötigen. Falls, wie im vorgestellten Beispiel, die Klimatisierung günstigere Preise für die Antriebsenergie verspricht, sollte auf eine hohe Zyklenzahl beim Klimatisieren geachtet werden.

Um die Wirtschaftlichkeit eines thermochemischen Speichersystems mit einem konventionellen System zum Heizen und Kühlen vergleichen zu können, wurde eine analoge Abschätzung wie in Abbildung 6 auch für ein Vergleichssystem durchgeführt (siehe Abbildung 7). Das Vergleichssystem stellt eine wirtschaftlich sehr günstige Variante für das gleiche Verbrauchsprofil dar.

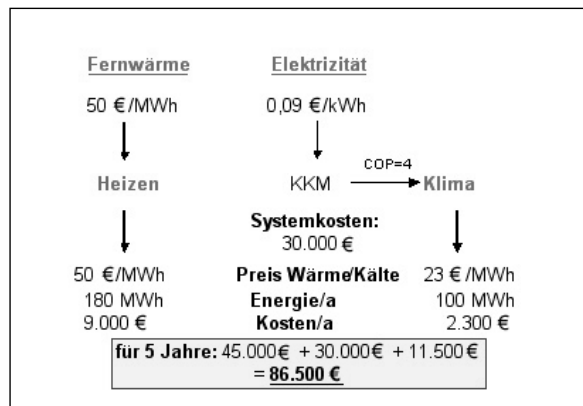


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Kostenabschätzung der Anschaffungs- und Betriebskosten über 5 Jahre für ein thermochemisches Speichersystem

Für die Gebäudeheizung wird in Abbildung 7 direkt Fernwärme eingesetzt. Damit sind für das System keine Investitionskosten verbunden (der Wärmeübertrager von der Fernwärme zum Heizsystem wurde in beiden Fällen nicht mitgerechnet). Es muss allerdings der volle Leistungs- und Arbeitspreis von derzeit ca. 100 €/MWh gezahlt werden. Auch in Abbildung 7 ist links die Heizung und rechts die Klimatisierung dargestellt.

Für die Kühlung wird eine elektrisch angetriebene Kompressionkältemaschine genutzt. Als Investitionskosten werden, bei gleicher Auslegung wie für das Sorptionssystem, Investitionskosten von 30.000 € in Ansatz gebracht. Die Kältemaschine arbeitet mit einem COP von 4. Als Preis für die elektrische Antriebsenergie werden 0,09 €/kWh angenommen. Damit ergibt sich ein Preis für die bereit gestellte Klimatisierungsenergie von 23 €/MWh.

Unter der Annahme der Zyklenzahlen für den Heiz- und Kühlbetrieb wie in Abbildung 7 für das Sorptionssystem ergeben sich die Kosten für den fünfjährigen Betrieb von € 45.000.- für das Heizen und € 11.500.- für die Klimatisierung. Zusammen mit den Investitionen für die Kältemaschine ergeben sich Gesamtkosten von € 86.500.-.

Das thermochemische Speichersystem zum Heizen und Klimatisieren liegt beim Vergleich mit einem konventionellen System mit den gleichen Spezifikationen bzgl. der Anschaffungs- und Betriebskosten über 5 Jahre in der gleichen Größenordnung. Das Zeolithspeichersystem würde bei längerer Laufzeit gegenüber dem konventionellen System weiter aufholen. Bei einer Laufzeit von mehr als 8 Jahren bietet das Sorptionssystem bei den hier zugrunde gelegten Randbedingungen wirtschaftliche Vorteile gegenüber konventionellen Lösungen. Unter der Berücksichtigung der Einsparpotenziale der in Abbildung 6 farblich gekennzeichneten Größen, kann mit einem sorptiven Speichersystem durchaus ein wirtschaftlich konkurrenzfähiges Produkt entwickelt werden.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Die Demonstrationsanlage des thermochemischen Speichers lieferte Ergebnisse, die in guter Übereinstimmung mit den theoretisch berechneten Werten liegen. Die Regelungsstrategien wurden kontinuierlich verbessert. Sie müssen aber auch weiterhin angepasst und vor allem vereinfacht werden.

Eine grobe Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zeigt, dass die Amortisationszeit stark von der zu erzielenden Preisreduktion für die thermische Energie zu Schwachlastzeiten, von den Investitionskosten und von der Zyklenzahl des Speichers abhängt. Unter der Annahme, dass der Preis pro MWh Fernwärme in Lasttälern im Winter 40 % und im Sommer 60 % günstiger ist, die Investitionskosten für das beschriebene System 60.000 € betragen und 150 Speicherzyklen in Heiz- und 100 im Kühlbetrieb gefahren werden, ergibt sich eine Amortisationszeit von 7-8

Jahren. Dies zeigt, dass thermochemische Wärmespeicher in naher Zukunft aufgrund ihres Entwicklungspotentials konkurrenzfähig werden können.

Literatur

A. Hauer and W. Schölkopf, (2000)

Thermochemical Energy Storage for Heating and Cooling –
First Results of a Demonstration Project,
8th International Conference on Thermal Energy Storage TERRASTOCK 2000,
August, 2000, Stuttgart, Germany

Hauer, A. (2000)

Heating, Cooling and Heat Storage in Open Sorption Systems for Residential Use
Proceedings of the Second Pacific Basin Conference on Adsorption Science and Technology,
May 14-18, 2000, Brisbane, Australia.

Hauer, A. (2001)

Thermal Energy Storage with Zeolite for Heating and Cooling Applications
Proceedings of the 2nd International Heat Powered Cycles Conference,
Paris, France, 5.-7. September 2001.

Hauer A. and Engelhardt M. (1999)

Stability of Zeolites in Open Cycle Sorption Processes,
Proceedings of the International Sorption Heat Pump Conference (ISHPC),
March 24-26, 1999, Munich, Germany.

Spehr, J. (1992)

Energiespeicherung im Adsorptionssystem Zeolith / Wasserdampf –
Untersuchung zur Zyklusstabilität
Diplomarbeit,
Ludwig-Maximilians-Universität, Sektion Physik, München 1992.

**DAS WIRBELROHR:
BEMERKUNGEN ZU DEN GRUNDLAGEN UND
NEUEN ENERGIE-TECHNISCHEN ANWENDUNGEN**

Jürgen U. Keller, M. U. Göbel, R. Staudt
Institut für Fluid- & Thermodynamik, Universität Siegen

Zusammenfassung

Bei der Entspannung von Gasen und Dämpfen im Wirbelrohr nach Ranque & Hilsch entstehen zwei Teilströme, deren Temperaturen über bzw. unter der Temperatur des Eingangsstromes liegen (Wirbelrohreffekt). Die Grundlagen des Wirbelrohreffektes werden dargelegt, eine einfache thermodynamische Berechnungsmethode der Austrittstemperaturen der Gasströme erläutert und an traditionelle Anwendungen des Wirbelrohrs erinnert.

Ergänzend werden verschiedene Beispiele für energie- und verfahrenstechnische Prozesse diskutiert, deren Wirkungsgrade durch den Ersatz traditioneller Entspannungs-drosseln durch Wirbelrohre erhöht werden können. Als Beispiele werden behandelt: Dampfkraftprozess nach Clausius und Rankine, Kompressionskälte- und Wärmepumpenprozesse und schließlich Druckwechsel-Adsorptionsprozesse zur Luftzerlegung und Gasreinigung. In diesen Prozessen werden häufig nicht Gase oder Dämpfe, sondern komprimierte Flüssigkeiten entspannt. Dies erfolgt traditionell isenthalp in einer einfachen Drossel, die in Regel auch zur Steuerung der Leistung des Prozesses eingesetzt wird. Ersetzt man die Drossel durch eine (patentierete) Thermodrossel, die ein Wirbelrohr enthält, so ist die Entspannung der Flüssigkeit nicht-isenthalp, d. h. unter Wärmeabgabe möglich. Dies führt insbesondere bei Kälte- und Wärmepumpenkreisläufen zu Erhöhungen der Leistungszahlen! Kältekreisprozesse mit Kohlendioxid (CO₂) als Arbeitsstoff bieten das größte wirtschaftliche Verbesserungspotential. Auf die Möglichkeiten der Energieeinsparung in einem großen Markt wird hingewiesen.

Einführung

Im Jahre 1931 entdeckte der französische Physiker G. J. Ranque [1], dass ein analog zur Querflöte, d. h. tangential zum Querschnitt und senkrecht zur Achse in ein zylindrisches Rohr eingeblasener Luftstrom, Figur 1, in zwei an den offenen Enden des Rohres austretende Teilströme zerlegt werden kann, deren Temperaturen über bzw. unter der Temperatur des Eingangsstromes liegen. Auf diese Weise können, je nach Wahl des Verhältnisses der aus dem Rohr tretenden Massenströme bei der Entspannung komprimierter trockener Luft heute Überhitzungen des Warmstroms um bis zu 100 °C und Abkühlungen des Kaltluftstromes um bis zu – 50 °C erzielt werden, Figur 3, 4. Dieser „thermische Separationseffekt“ hängt von zahlreichen System- und Prozessparametern ab. Er ist in den Jahren 1945 – 48 vom deutschen Phy-

siker R. Hilsch in Erlangen systematisch untersucht worden. Der Effekt wird heute daher als „Ranque-Hilsch-Wirbelrohreffekt“ bezeichnet [1-5].

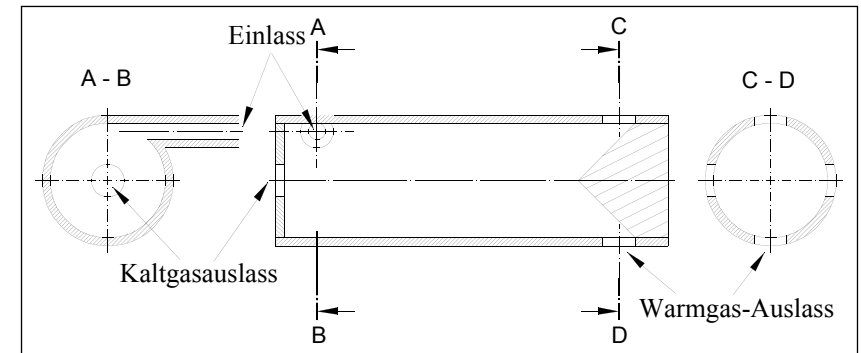


Fig. 1: Wirbelrohr nach G. J. Ranque (1933) und R. Hilsch (1946).

Trotz zahlreicher Ansätze und Versuche, den Effekt physikalisch zu verstehen und darauf aufbauend, Wirbelrohre mit „optimalen“ Separationseffekten zu konstruieren und zu betreiben, muss auch heute festgestellt werden, dass dies leider bislang noch nicht vollständig gelungen ist [6]. Wirbelrohre werden weitgehend auf Grund empirischer Erfahrungen ausgelegt und betrieben [7-9]. Das entsprechende Know-how ist aber leider häufig nicht öffentlich verfügbar, vgl. Literaturangaben in [10]. Obwohl daher Wirbelrohre keineswegs immer optimal ausgelegt sind bzw. betrieben werden, gibt es heute zahlreiche Anwendungen in verschiedenen Bereichen der Kälte- und der Verfahrenstechnik. In wirtschaftlicher Hinsicht handelt es sich allerdings dabei stets nur um Nischenmärkte!

Unter den heutigen technischen Anwendungen seien insbesondere die Nutzung des bei der Entspannung von Pressluft im Wirbelrohr entstehenden Kaltluftstroms in der Fertigungs- und Automatisierungstechnik zum Abkühlen von Löt- und Schweißnähten, in der Medizin zum Gerinnen von Blut bzw. Schließen von Wunden sowie in der Konservierungstechnik zum leichteren Entfernen von Lackanstrichen auf Metalloberflächen erwähnt. Der Kaltstrom wird in Einzelfällen auch zur Kühlung von Personen in exponierten Situationen, z. B. Feuerwehrleuten in geschlossenen Schutzanzügen vor Brandstellen, Rettungskräften in Bergwerken oder militärischem Personal in engen geschlossenen Räumen wie z. B. im Inneren von Panzern, U-Booten etc. verwendet.

Da mit der thermischen Separation der Gasströme stets auch eine, wenn auch in der Regel nur kleine, Massenseparation einhergeht, ist der Wirbelrohreffekt auch wiederholt zur Stofftren-

nung bzw. Reinigung von beladenen Gasströmen versuchsweise verwendet worden. Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang frühe Versuche zur Trennung von Isotopen [5], Verfahren zur Verbesserung der Phasenseparation in Flüssigkeit – Dampf – Gemischen der Petrochemie [16], Verfahren zur Erdgastrocknung [17, 18], zur Separation von Luft – Wasser – Aerosolen [19] und zur Abscheidung von kleinen Teilchen – z. B. Sägemehlpartikeln – aus staubiger Abluft oder Abgasströmen (Dieselmotor!) [20, 21].

Im vorliegenden Artikel werden zunächst einige Bemerkungen zur Physik des Wirbelrohreffektes gemacht und ein besonders einfaches thermodynamisches Modell zur Berechnung der Austrittstemperaturen der Gasströme angeführt, Kap. 1. Anschließend werden drei neue Anwendungen des Wirbelrohres in der Energietechnik erläutert und auf weitere mögliche Anwendungen in der Verfahrens- und in der Kältetechnik hingewiesen. Alle diese Anwendungen haben das Ziel, vorhandene Energieströme besser zu nutzen, d. h. zu Energieeinsparungen bzw. Erhöhungen entsprechender Leistungszahlen (COP) zu führen.

1. Bemerkungen zur Physik des Wirbelrohres

1a Experimentelles

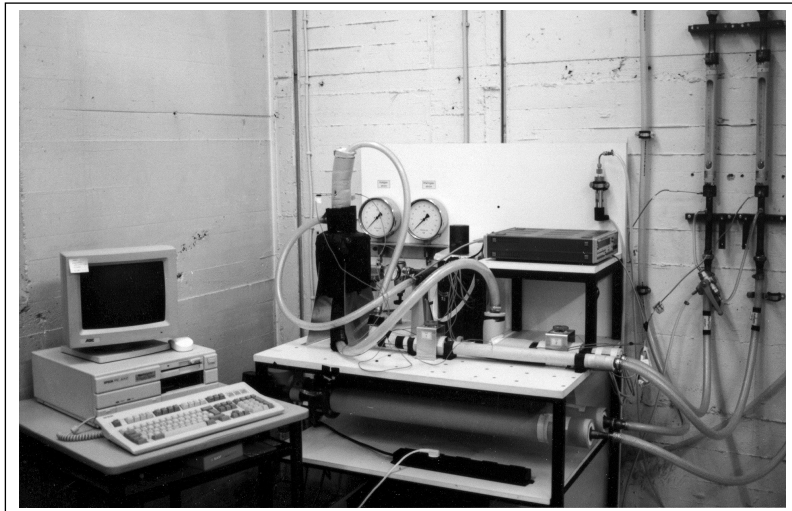


Fig. 2: Versuchsstand zur Entspannung von Druckluft im Wirbelrohr (lotrecht, links am Experimentiertisch) Horizontal auf der Tischplatte und darunter sind Beruhigungsstrecken für die Luftströmungen erkennbar. Rechts im Bild an der Wand befinden sich 2 Durchflussmesser, um die Volumen- bzw. Massenströme, die aus dem Wirbelrohr austreten, zu bestimmen.

Am Institut des Verfassers sind in den Jahren 1985 – 2000 zahlreiche Messungen an Wirbelrohren mit den Arbeitsmedien Luft (trocken) und Wasserdampf durchgeführt worden [3a, b]. Die Ergebnisse liegen z. Zt. nur in bislang nicht veröffentlichten Studien- und Diplomarbeiten vor. Eine vollständige Liste dieser Arbeiten kann beim Verfasser angefordert werden. Die folgende Abbildung 2 zeigt einen Versuchsstand zur Expansion von Druckluft im Wirbelrohr. Dieser ist seinerzeit nach Angaben in [6e] aufgebaut worden.

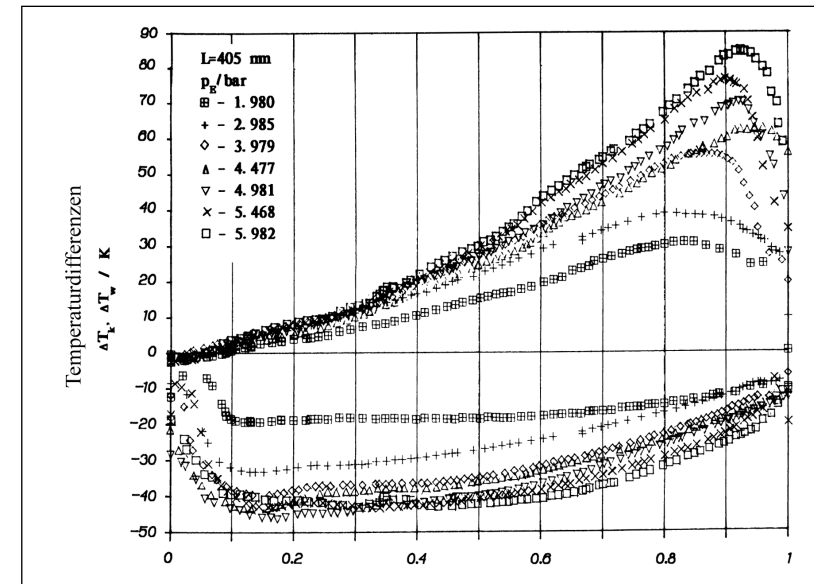


Fig. 3: Massenbruch des Kaltluftstroms

$$(y = \dot{m}_K / (\dot{m}_K + \dot{m}_W))$$

Der thermische Separationseffekt bei der Entspannung von trockener Druckluft mit Eingangsdrücken $p_E = 1.98 \text{ bar} - 5.98 \text{ bar}$ im Wirbelrohr nach Ranque und Hilsch.

Dargestellt sind die Differenzen der Temperaturen des Warmluftstromes $\Delta T_W = T_W - T$ bzw. des Kaltluftstromes $\Delta T_K = T_K - T$ zur Temperatur des eintretenden Luftstroms $T = 293 \text{ K}$ in Abhängigkeit vom Massenanteil des Kaltstromes $y = \dot{m}_K / (\dot{m}_K + \dot{m}_W)$. Die Daten [3] zeigen, dass die erzielbaren Temperaturdifferenzen mit wachsendem Eingangsdruck der Luft zunehmen!

Typische Messergebnisse, d. h. Spreizung der Temperaturen T_W und T_K der aus dem Rohr austretenden Heißluft- und Kaltluftströme sind in den Fig. 3 und 4 dargestellt. Auf den Ordinatenachsen sind jeweils die Temperaturdifferenzen $\Delta T_W = T_W - T > 0$ bzw. $\Delta T_K = T_K - T < 0$ der Austrittstemperaturen $\Delta T_W, T_K$ zur Eintrittstemperatur des (komprimierten) Luftstroms T

abgetragen. Diese hängen ersichtlich stark vom Verhältnis der Massenströme \dot{m}_w, \dot{m}_k von Warm- und Kaltgas,

$$0 \leq y = \frac{\dot{m}_k}{\dot{m}_k + \dot{m}_w} \leq 1 \quad (1)$$

ab.

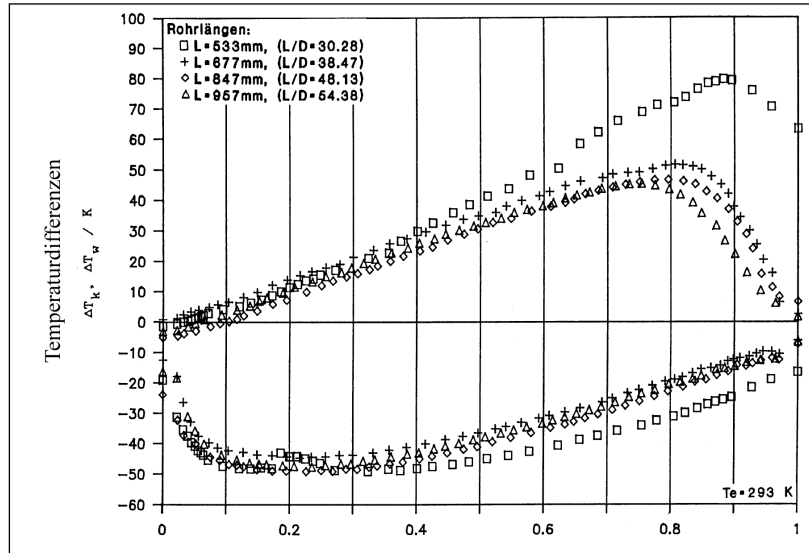


Fig. 4: Massenbruch des Kaltluftstroms

$$(y = \dot{m}_k / (\dot{m}_k + \dot{m}_w))$$

Der thermische Separationseffekt bei der Entspannung von trockener Druckluft mit dem Eingangsdruck $p_E = 5$ bar in Wirbelrohren nach Ranque und Hilsch mit verschiedenen Rohrlängen $L = 0,533$ m – $0,957$ m bzw. verschiedenen Verhältnissen von Rohrlänge (L) zu (konstantem) Rohrdurchmesser (D).

Dargestellt sind die Differenzen der Temperaturen des Warmstroms $\Delta T_w = T_w - T$ bzw. des Kaltluftstroms $\Delta T_k = T_k - T$ zur Temperatur des eintretenden Luftstroms $T = 293$ K in Abhängigkeit vom Massenanteil des Kaltstroms $y = \dot{m}_k / (\dot{m}_k + \dot{m}_w)$. Die Daten zeigen, dass der thermische Separationseffekt mit wachsendem Verhältnis (L/D) deutlich wieder abnimmt!

Man erkennt deutlich, dass das Wirbelrohr in den „Randlagen“, d. h. für $y \rightarrow 0$ bzw. $y \rightarrow 1$ entweder wenig, aber sehr kalte Luft bzw. wenig, aber stark überhitzte Luft produzieren kann. Bei ungefähr gleichen Teilmassenströmen ($y \approx 0,5$) ist die Temperaturseparation deutlich kleiner, kann aber bei einer Eintrittstemperatur von $T = 293$ K je nach

Vordruck der Druckluft 10 °C – 40 °C betragen. Der Separationseffekt wird größer mit steigendem Eingangsdruck der zu entspannenden Luft. Die Temperaturspreizung ($T_w - T_k$) kann aber nicht beliebig gesteigert werden, sondern erreichte in dem von uns verwendeten Rohr bei ca. 10 bar Vordruck, d. h. 9 atü, ihren größten Wert, der auch für höhere Eingangsdrücke nicht überschritten werden konnte.

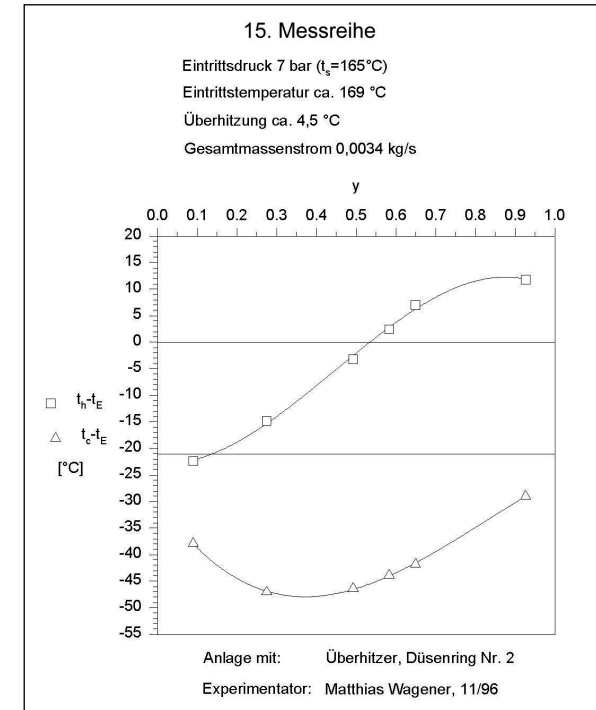


Fig. 5: Wirbelrohreffekt bei der Entspannung von Wasserdampf (7 bar, 169 °C) auf Umgebungsdruck (1 bar). Dargestellt sind die Differenzen zwischen Heißdampfaustritts- und -eintrittstemperatur ($t_h - t_E$) (\square) bzw. Kaltdampfaustritts- und -eintrittstemperatur ($t_c - t_E$) (\triangle) in Abhängigkeit vom Kaltdampfmassenbruch (4), vgl. (1). Die bei -21 °C im Diagramm eingetragene Linie entspricht der Temperaturabsenkung durch adiabate Expansion des Dampfes in einer gewöhnlichen Drossel!

Figur 4 zeigt deutlich, dass der Separationseffekt stark von der Bauart des Wirbelrohrs, insbesondere vom Verhältnis Länge (L) zu Durchmesser (D) abhängt. Unsere Erfahrung hat gezeigt, dass für Verhältnisse (L/D) ≈ 30 die größten Temperaturspreizungen bei Luftwirbelrohren erzielt werden können. Dies gilt aber nicht für mit Wasserdampf betriebene Rohre. Dort sind die thermischen Effekte wegen möglicher Überhitzung bzw. Kondensation (und

Wiederverdampfung) des Wassers erheblich komplizierter und bedürfen noch systematischer Untersuchung! Ein Beispiel dafür ist in Figur 5 angeführt.

Sie zeigt Werte der Temperaturspreizungen, die bei der Expansion von Wasserdampf von 7 bar und einer Eintrittstemperatur $t_E = 169\text{ °C}$, d. h. 4 °C Überhitzung über der Siedetemperatur ($t_S(7\text{ bar}) = 165\text{ °C}$) in einem Wirbelrohr bei Versuchen im hiesigen Institut erzielt worden sind [26]. Das aus Edelstahl gefertigte Rohr ist in Bild 6 dargestellt.



Fig. 6: Wirbelrohr zur Entspannung von Wasserdampf. Das Rohr befindet sich mit lotrechter Achse links oben im Bild. In der Bildmitte unten sind 2 mit Kaltwasser betriebene Kondensatoren sichtbar. Diese werden benötigt, um die aus dem Rohr austretenden Dampfströme zu kondensieren und durch Wägung zu bestimmen.

Bild 7 zeigt die gesamte Versuchsanlage. Deutlich ist im linken Teil des Bildes die Kesselanlage zur Erzeugung des Dampfes zu erkennen. Die Skalierung der Ordinatenachse in Fig. 5 ist so gewählt, dass der Nullpunkt gerade der Eintrittstemperatur entspricht. Die obere Kurve interpoliert Messdaten (\square) der Differenz zwischen Austrittstemperatur des Heißdampfes ($t_h - t_E$). Die untere Kurve verbindet die zugehörigen Messdaten (\triangle) der Temperaturdifferenz zwischen Kaltdampfstrom und Eintrittsstrom ($t_c - t_E$). Zusätzlich in das Diagramm ist die adia-

bate Expansionstemperatur des Dampfes auf Umgebungsdruck (1 bar), $t_A = 148\text{ °C}$, d. h. $t_A - t_E = -21\text{ °C}$ eingetragen. Alle Daten beziehen sich auf konstanten Gesamtmassenstrom, aber auf verschiedene Anteile (y) des Kaltdampfstroms (vgl. (1)). Man erkennt, dass je nach Wahl von y Temperaturspreizungen zwischen den austretenden Massenströmen von $25\text{ °C} - 45\text{ °C}$ zu erzielen sind und dass ferner Überhitzungen des Heißdampfstromes, d. h. Werte $t_h - t_E > 0$ erst ab Kaltdampfanteilen von $y > 0,5$ erzielt worden sind.



Fig. 7: Versuchsanlage zur Expansion von Wasserdampf bis $p_{\max} = 20\text{ bar}$ im Wirbelrohr [26]. Das eigentliche Wirbelrohr ist in Bildmitte oben in lotrechter Anordnung zu erkennen. Links im Bild die Dampferzeugungsanlage.

Der Wirbelrohreffekt ist sowohl bei Gasen als auch bei überhitzten Dämpfen um so größer (bzw. kleiner), je höher (bzw. tiefer) die Temperatur des eintretenden Fluidstromes ist. Er tritt nicht nur bei der Entspannung von Luft oder anderen Gasen gegen Umgebungsdruck auf, sondern auch bei Entspannung dieser Medien im Vakuum [22]. Allerdings ist der Effekt dort verhältnismäßig klein (Luft bei 20 °C : $T_W - T_K \approx 10\text{ °C}$). Thermische Separationseffekte treten grundsätzlich auch bei der Entspannung von Flüssigkeiten [23] und überhitzten oder nasen, d. h. Flüssigkeitsanteile enthaltende Dämpfe auf [24-26]. Sie sind aber für diese Medien weitgehend unerforscht. Ihre technische Nutzung würde daher noch bedeutende Entwicklungsarbeit erfordern!

Es gibt experimentelle Hinweise dafür, dass es sich beim Wirbelrohreffekt um eine Art dynamische Phasenseparation des eintretenden Luftstroms in einen durch zentrifugale Kompress-

sion und Reibungskräfte bedingten wandnahen Heißgasstrom und einen durch adiabate Expansion abgekühlten achsnahen Kaltstrom handelt. Dafür spricht insbesondere die Tatsache, dass mit Luft betriebene Wirbelrohre erst bei Erreichen einer schallnahen Geschwindigkeit des Eintrittsströms „anspringen“ und im Betrieb charakteristische hochfrequente Töne und Geräusche von sich geben, die beim langsamen Einblasen der Luft nicht auftreten [11]. Es ist auch bekannt, dass die Strömung im Rohr in der Regel einen Staupunkt auf der Rohrachse in der Nähe des Warmgasaustritts besitzt, der stationär, aber auch oszillierend sein kann! Im Wirbelrohr tritt im „Betriebszustand“ stets eine Rezirkulationsströmung auf, die möglicherweise durch eine Art inneren Wärmepumpeneffekt noch zusätzlich zur Verstärkung des Separationseffektes beiträgt [6g, 6i].

Wie einleitend bereits erwähnt, ist mit dem thermischen Separationseffekt auch bei Gasgemischen wie z. B. Luft stets ein Massentrenneffekt verbunden: der achsnahe Kaltgasstrom enthält etwas mehr leichte Komponente(n) (z. B. N₂), der wandnahe Warmgasstrom etwas mehr schwere Komponente(n) (z. B. O₂, Ar) als der Eingangstrom! Die verfahrenstechnische Nutzung des Wirbelrohres als eine Art Zyklon ist heute in Einzelfällen, z. B. im Zusammenhang mit der Trocknung von Erdgas zur Erniedrigung seines Taupunktes, durchaus möglich [17, 18]. Zur Lösung konkreter Trennprobleme wie z. B. der Entfernung von Staubpartikeln aus Abluft, ist aber in der Regel noch erhebliche Entwicklungsarbeit nötig [20, 21]!

1b Theorie / Numerik

Eine der häufigsten Fragestellungen bei der Berechnung von Wirbelrohren ist die folgende: Man kennt den Eingangszustand des Arbeitsfluides, d. h. seinen Druck (p), die Temperatur (T) und den Massenstrom (\dot{m}) oder äquivalent den Volumenstrom ($\dot{V} = \dot{m}/\rho(p, T)$). Ferner ist der Anteil von Kaltgas (y) bzw. der Kaltgasstrom ($\dot{m}_c = y\dot{m}$) sowie der Austrittsdruck der Teilströme ($p_c = p_h = p^*$) vorgegeben. Gesucht sind die Temperaturen des Kaltstroms (T_c) und des Warmstroms (T_h). Ein besonders einfaches Verfahren zur Lösung dieser Aufgabe liefert die Thermodynamik irreversibler Prozesse: Aus den Bilanzgleichungen des Prozesses, Fig. 1, für

$$\text{a) Masse} \quad \dot{m} = \dot{m}_c + \dot{m}_h \quad (2)$$

$$\text{b) Enthalpie} \quad \hat{h}\dot{m} = h_c\dot{m}_c + \hat{h}_h\dot{m}_h \quad (3)$$

$$\hat{h}_i = h_i + \frac{w_i^2}{2} \quad i = c, h \quad (4)$$

$$\text{c) Entropie} \quad \dot{m}\hat{s} - (s_c\dot{m}_c + s_h\dot{m}_h) = \sigma\dot{m} \quad (5)$$

und dem phänomenologischen Ansatz für den in (5) auftretenden Entropieproduktionskoeffizienten

$$\sigma = W\sigma_{EV} \quad 0 \leq W \leq 1 \quad (6)$$

folgen durch Kombination der Gleichungen (3, 5) unter Verwendung der entsprechenden Zustandsgleichungen für Enthalpie, Entropie und Dichte [31],

$$h_i = h(T_i, p_i), \quad s_i = s(T_i, p_i), \quad \rho_i = \rho(T_i, p_i), \quad i = c, h \quad (7)$$

und der Durchflussbeziehung

$$\dot{m}_i = A_i w_i \rho_i \quad i = c, h \quad (8)$$

2 Gleichungen für die gesuchten Temperaturen T_c, T_h als Funktion von p, T, p*, y. Der in Gl. (6) auftretende phänomenologische „Rohrkoeffizient“ W muss praktisch durch einen Versuch am zu untersuchenden Wirbelrohr bestimmt werden. Sein numerischer Wert liegt häufig knapp unter 1, kann aber auch bei sehr guten Rohren um 0,8 – 0,9 betragen. Die in Gl. (6) ebenfalls auftretende Größe σ_{EV} ist durch die Bedingung bestimmt, dass das Produkt ($\sigma_{EV}\dot{m}$) die Entropieproduktion bei Entspannung des Arbeitsfluides in einer gewöhnlichen, adiabaten Drossel sein muss. Der Zustand des Fluides nach Austritt aus der Drossel ist durch die Bedingung $h(T, P) = h(T^*, p^*)$ festgelegt. Das heißt, es gilt

$$\sigma_{EV} = s(T^*, p^*) - s(T, p). \quad (9)$$

Dieses Modell hat sich für überschlägige Berechnungen von Wirbelrohren mit dem Arbeitsmedium trockene Luft (ideales Gas) bewährt. Es kann auch auf reale Gase sowie kondensierbare Dämpfe erweitert werden, bedarf dann aber noch weiterer experimenteller Informationen.

In verschiedenen Arbeiten ist mehrfach versucht worden, den Wirbelrohreffekt durch direkte numerische Integration der um den Energiesatz erweiterten Navier-Stokes-Gleichungen zu simulieren (Finite Elemente Methoden) [6d, 6h]. Diese Versuche sind nur in sehr eingeschränkter Weise als erfolgreich zu bezeichnen. Um den Rechenaufwand, d. h. insbesondere die Rechenzeiten begrenzt zu halten, beziehen sich alle verwendeten Modelle der Wirbelrohre auf stark vereinfachte Geometrien, insbesondere des Einlaufbereichs des Rohres. Da der Gestaltung gerade dieses Bereichs aber nach aller experimenteller Erfahrung entscheidende Bedeutung zukommt, können die erzielten Rechenergebnisse nur bedingte Bedeutung für die heute tatsächlich in technischen Prozessen eingesetzten Rohre haben. Immerhin geben aber die durch numerische Simulation erzielten Ergebnisse qualitative Hinweise auf die thermische und die strömungstechnische Situation im Rohr. Die folgenden Figuren 8-10 belegen dies für das Beispiel eines Rohres, welches nur eine einzige Einlaufdüse besitzt und in dem trockene Luft mit dem Druck p = 2 bar (Ruhezustand) gegen ideales Vakuum (p* = 0) entspannt wird. In den farbigen Originalen dieser Bilder sind klar achsnahe

Niederdruck- und Niedertemperaturbereiche im Rohr zu erkennen, während im Randbereich des Rohres bzw. am Warmluftaustritt Zonen hohen Drucks und hoher Temperatur ausgebildet sind [6h].

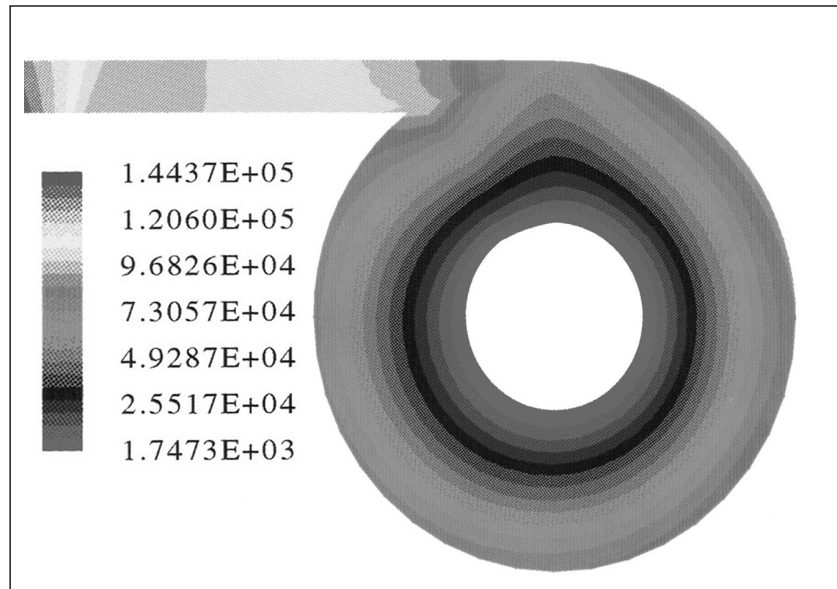


Fig. 8: Wirbelrohr: Druckfeld (Überdruck in Pa; $p, \text{ein} = 2 \text{ bar}$; $p, \text{i} = 0 \text{ bar}$)

Figur 8 zeigt die Ergebnisse der numerischen Simulation einer Expansionsströmung trockener Luft (ideales Gas) mit dem Ausgangsdruck $p = 2 \text{ bar}$ gegen Vakuum in einem (stark vereinfachten) Wirbelrohr mit nur einem Einlasskanal. Für die Berechnung ist angenommen worden, dass die Strömung am inneren Zylinderrohr eine Senke besitzt. In Figur 8 ist das Druckfeld dargestellt. Im farbigen Original ist eine deutliche Separation des Strömungsfeldes in einen um den inneren Zylinder befindlichen (kalten) Niederdruck- und einen außenwandnahen (warmen) Hochdruckbereich zu erkennen [6h].

Figur 9 zeigt die Ergebnisse der numerischen Simulation einer Expansionsströmung trockener Luft (ideales Gas) mit dem Ausgangsdruck $p = 2 \text{ bar}$ gegen Vakuum in einem (stark vereinfachten) Wirbelrohr mit nur einem Einlasskanal. Für die Berechnung ist angenommen worden, dass die Strömung am inneren Zylinderrohr eine Senke besitzt. In Figur 9 ist das Geschwindigkeitsfeld dargestellt. Im farbigen Original ist eine deutliche Separation des Strömungsfeldes in einen um den inneren Zylinder befindlichen langsam strömenden und einen

außenwandnahen rasch strömenden Bereich zu erkennen [6h]. An der Außenwand selbst ist die Ausbildung einer (stehenden) Grenzschicht erkennbar.

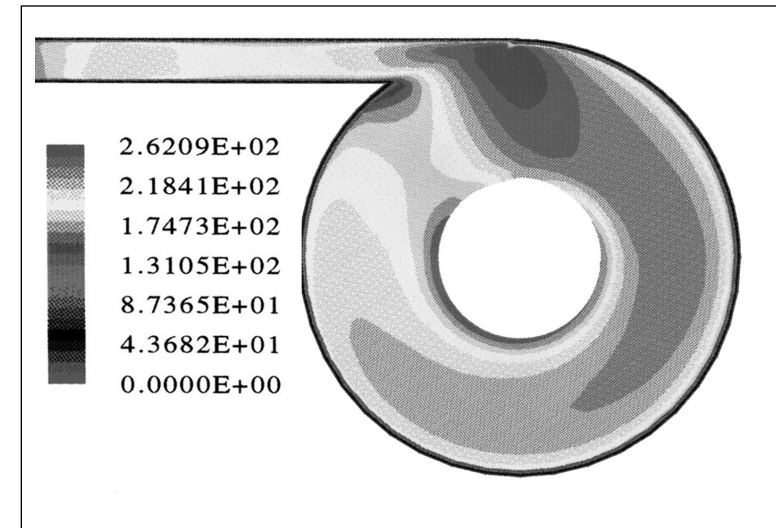


Fig. 9: Wirbelrohr: Geschwindigkeit in m/s ($p, \text{ein} = 2 \text{ bar}$; $p, \text{i} = 0 \text{ bar}$)

Figur 10 zeigt die Ergebnisse der numerischen Simulation einer Expansionsströmung trockener Luft (ideales Gas) mit dem Ausgangsdruck $p = 2 \text{ bar}$ gegen Vakuum in einem (stark vereinfachten) Wirbelrohr mit nur einem Einlasskanal. Für die Berechnung ist angenommen worden, dass die Strömung am inneren Zylinderrohr eine Senke besitzt. In Figur 10 Temperaturfeld dargestellt. Im farbigen Original ist eine deutliche Separation des Strömungsfeldes in einen um den inneren Zylinder befindlichen kalten und einen außenwandnahen warmen Bereich zu erkennen [6h].

Wenn auch die Ergebnisse bisheriger Simulationsrechnungen wegen der verschiedenen in ihnen enthaltenen Idealisierungen sicher nur von eingeschränkter Bedeutung sind, ist doch zu erwarten, dass in Zukunft mit weiter steigender Rechenleistung der Computer (Parallelrechner) und der Entwicklung und Anwendung verbesserter und realitätsnäherer Modelle Simulationsmethoden für die praktische Auslegung und vor allem die Optimierung von Wirbelrohren von wachsender Bedeutung sein werden!

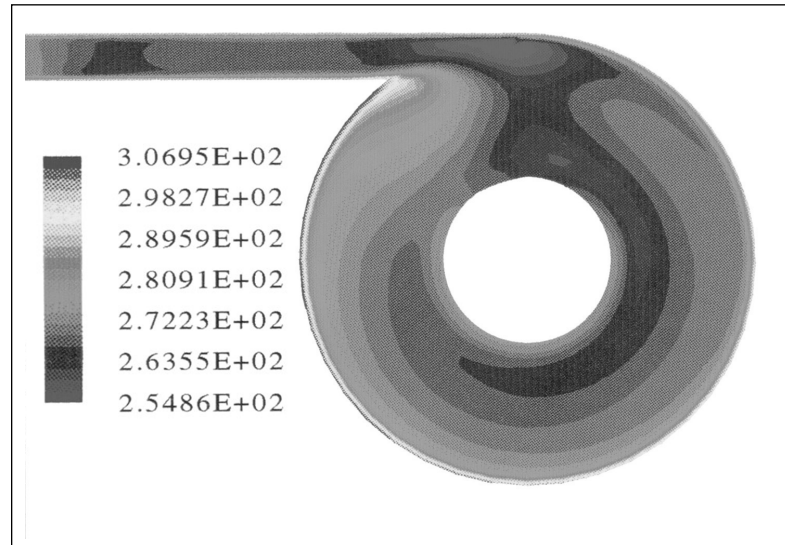


Fig. 10: Wirbelrohr: Temperatur in K ($p_{\text{ein}} = 2 \text{ bar}$; $p_{\text{i}} = 0 \text{ bar}$)

2. Neue Anwendungen des Wirbelrohres in der Energie- und Verfahrenstechnik

In diesem Abschnitt sollen einige neue Anwendungen des Wirbelrohres in der Energie- und in der Verfahrenstechnik beschrieben und kurz diskutiert werden. Alle Entwicklungen haben das Ziel, Energie besser auszunutzen bzw. rationeller zu verwenden!

2a Energietechnik

Das Wirbelrohr kann prinzipiell im klassischen Clausius-Rankine Dampfkraftprozess (CRP) eingesetzt werden und bietet dort, insbesondere bei Niedertemperatur- bzw. Abwärmenutzungsprozessen (ORC: Organic Rankine Cycles) eine gute Möglichkeit, die Leistungszahl zu erhöhen. Dies kann am einfachsten am sogenannten Wärmediagramm eines CRP verdeutlicht werden [32, 33]. In Figur 11 ist ein solches Diagramm und darunter das (stark vereinfachte) verfahrenstechnische Fließbild eines CRP dargestellt. Beim klassischen Prozess wird vom Arbeitsmedium (z. B. Wasser, NH_3 , KW, FCKW) folgende Zustandsfolge durchlaufen:

- 1' 2 Kompression des flüssigen Arbeitsfluids
- 2 3 Vorwärmen der Flüssigphase (isobar)

- 3 6'' Verdampfen des Arbeitsfluids (isotherm, isobar)
- 6'' 1 Überhitzen des Arbeitsmitteldampfes (isobar)
- 1 1* Entspannung des Dampfes in Turbine (adiabat irreversibel)
- 1* 1'' 1' Kühlen und Kondensieren des Arbeitsfluids (isobar)

Angenommen, es steht Abwärme gewisser Temperatur (T_{AW}) über der Umgebungstemperatur (T^*) zur Verfügung, so wird der maximal erzielbare Wirkungsgrad des Wärmekraftprozesses (η) nicht nur durch die Carnotschranke ($\eta < \eta_c = 1 - (T^*/T_{\text{AW}})$) bestimmt, sondern vielmehr noch durch den technischen Umstand, dass die Verdampfung (6'→6'') der komprimierten Arbeitsflüssigkeit bei tieferen Temperaturen als T_{AW} durchgeführt werden muss. Ursache dafür ist der Umstand, dass nach der Verdampfung (6'') noch ein Temperaturintervall zur Überhitzung (6'')→1) des Arbeitsdampfes zur Verfügung stehen muss, damit der Entspannungsprozess (1→1*) des Dampfes in der Turbine möglichst außerhalb des Nassdampfgebietes, welches im Diagramm glockenartig von der Taulinie (TL) und der Siedelinie (SL) des Arbeitsstoffes gebildet wird, liegt.

Nachfolgende Fig. 11 gibt den Prozessverlauf im Temperatur (T) – Entropie (S) – Diagramm des Arbeitsstoffes wieder. Die untere Figur ist ein (stark vereinfachtes) verfahrenstechnisches Fließbild des Prozesses. Beim klassischen CRP Prozess ohne Wirbelrohr durchläuft der Arbeitsstoff periodisch die Zustände 1', 2, 3, 6', 6'', 1, 1*, 1'', 1'. (Das Wirbelrohr wird dabei durch die in der unteren Figur gestrichelt gezeichnete Leitung umgangen). Beim CRP Prozess mit Wirbelrohrentspannung müssen 2 Teilprozesse unterschieden werden. Der im Wirbelrohr entstehende Heißdampfstrom ((1-x) \dot{m}) durchläuft die Zustandsfolge 1', 2, 3, 4', 4'', H, 5, 1'', 1'. Der im Wirbelrohr entstehende Kaltdampf- bzw. Nassdampfstrom ($x\dot{m}$) durchläuft die Zustandsfolge 7, 4', 4'', C, 6', 7. Durch den Einsatz des Wirbelrohres können höhere Dampfeintrittstemperaturen in die Arbeitsmaschine (Turbine) und damit höhere Wirkungsgrade erzielt werden!

Würde die Verdampfung bei maximal zur Verfügung stehender Temperatur T_{AW} durchgeführt, also der Zustandsänderung (4' → 4'') entsprechen, würde die nachfolgende Entspannung des Arbeitsdampfes in der Turbine vollständig im Nassdampfgebiet links von der Taulinie (TL) verlaufen, d. h. es würden Flüssiganteile in der Turbine auftreten, welche nach aller Erfahrung über Kavitation zur Zerstörung der Turbinenschaufeln führen und daher vermieden werden müssen. Die im Diagramm vom Zustandspunkt des Arbeitsfluids umlaufene Fläche 1', 2, 3, 6', 6'', 1, 1*, 1'', 1' ist ein Maß für die beim Prozess gewonnene (technische) Arbeit. Soll die Leistungszahl des Prozesses (η), d. h. die pro Einheit eingesetzte Abwärme (T_{AW}) gewonnene Arbeit vergrößert werden, so muss – in der Regel – die vom Zustandspunkt des Arbeitsmediums in T, S-Diagrammen umfahrene Fläche vergrößert werden. Eine Möglichkeit, dies zu tun, besteht darin, das Arbeitsfluid bei maximal zur Verfügung stehender Temperatur (T_{AW}) zu verdampfen (4' → 4'') und den entstandenen Sattdampf in einem Kondensationswir

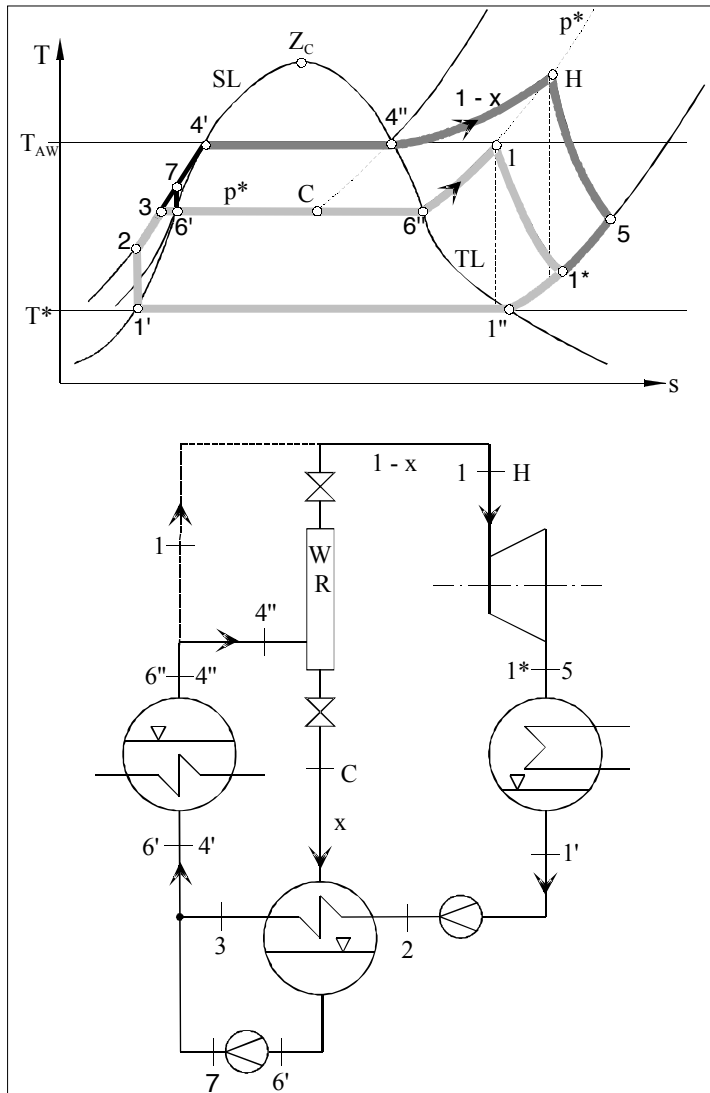


Fig. 11: Wärmekraftprozess nach Clausius und Rankine (CRP) mit Wirbelrohrentspannung und innerem Wärmetauscher (Kondensator).

belrohr (34, 35) teilweise zu entspannen. Der dabei entstehende Heißdampfstrom, Zustand (H), Anteil $(1-x) \dot{m}$, wird zur Arbeitsgewinnung in der Turbine entspannt ($H \rightarrow 5$), während der Kaltdampfstrom, Zustand (C), Anteil $x \dot{m}$, das Wirbelrohr verlässt und nach vollständiger Kondensation ($C \rightarrow 6'$) in einem Hilfskondensator und Kompression ($6' \rightarrow 7$) wieder dem Verdampfer der Anlage zugeführt wird. Die vom Zustandspunkt im TS-Diagramm umfahrene Fläche bei diesem Prozess, $1', 2, 3, 4', 4'', H, 5, 1'', 1'$ ist erkennbar größer, als die des klassischen Prozesses! Allerdings ist zu beachten, dass nunmehr der Anteil $(1-x)$ des Massenstromes der Turbine zur Arbeitsleistung zugeführt wird. Das Wirbelrohr sollte also so ausgelegt sein, dass es bei verhältnismäßig geringem Kaltdampfanteil (x) bereits genügend große Überhitzungen im Heißluftanteil $(1-x)$ erzeugt, damit dieser ohne Gefahr der Kondensation in der Turbine entspannt werden kann. Das Wirbelrohr bewirkt im CRP Prozess eine Aufspaltung des Arbeitsmittelstroms in einen heißen, d. h. exergiereichen bzw. entropiearmen Strom ($x-1$) und einen kalten, d. h. exergiearmen bzw. anergie- oder entropiereichen Teilstrom (x). Nur der Heißstrom wird der Arbeitsmaschine (Turbine) zugeführt, währenddessen der Kaltdampfstrom nach Kondensation rezirkuliert wird und nicht die Turbine belastet.

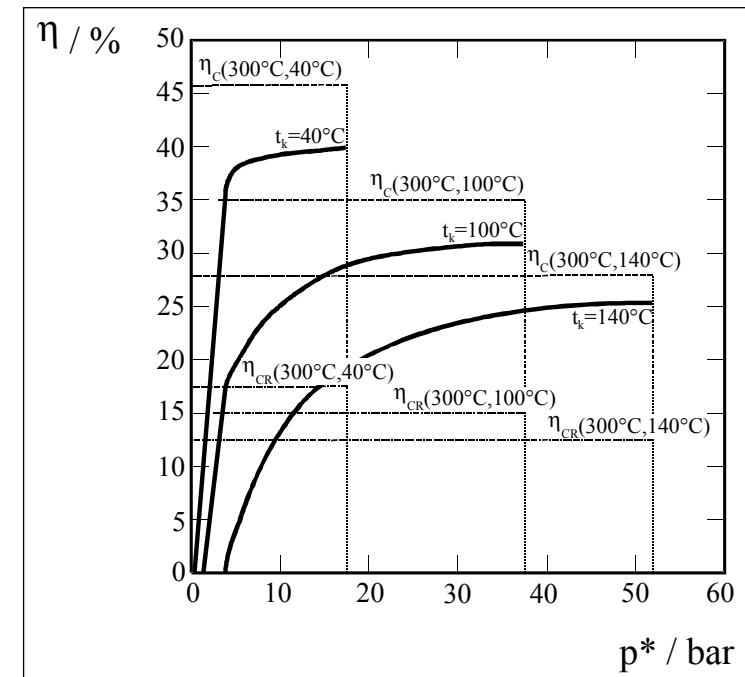


Fig. 12: Wirkungsgrade bzw. Leistungszahlen ($\eta = |W| / Q$) von Clausius Rankine Prozessen mit und ohne Wirbelrohrentspannung für das Arbeitsmedium Wasser (27).

Das Potential an Leistungszahlerhöhung durch Einsatz des Wirbelrohrs ist beispielmäßig in der folgenden Figur 12 dargestellt (27). Hier ist angenommen worden, dass Niedertemperatur-Prozesswärme von $T_{AW} = 300 \text{ °C}$ zur Verfügung steht, die zur Arbeits-/Stromerzeugung bei verschiedenen Kondensationstemperaturen des Arbeitsstoffes (Wasser), nämlich 40 °C , 100 °C und 140 °C genutzt werden soll. Für die sich daraus ergebenden Temperaturpaare sind die (reversiblen) Carnot – Wirkungsgrade (η_C) als ideale, obere Grenzen für Wirkungsgrade von thermischen Kraftmaschinen in die Figur eingetragen (horizontale gestrichelte Linien bei Werten 46 %, 35 %, 28 %). Die nach aller technischen Erfahrung in (irreversiblen) CRP-Prozessen realisierbaren Leistungszahlen (η_{CR}) sind jeweils unter die zugehörigen Carnotschranken eingefügt (horizontale strichpunktierte Linien bei Werten 17,5 %, 15 %, 12,5 %).

Die drei hyperbelartigen Kurven geben die maximalen Leistungszahlen an, die bei Einsatz eines Wirbelrohrs bei den jeweiligen Kondensationstemperaturen (40 °C , 100 °C , 140 °C) erreicht werden könnten. Diese Leistungszahlen hängen erkennbar stark von der Wahl des Zwischendrucks (p^*) ab, bis zu dem der gesättigte Wasserdampf (Zustand "4" mit $T_4 = 300 \text{ °C}$, $p_4 = 86 \text{ bar}$) entspannt wird. Die Teile der Leistungszahlkurven, die über den zugeordneten Linien $\eta_{CR} = \text{const}$ liegen, zeigen das Potential auf, welches der Einsatz von Wirbelrohren in Niedertemperatur – CRP – Prozessen zur Erhöhung der Leistungszahl grundsätzlich besitzt! Zur technischen Realisierung solcher Prozesse wird aber noch beträchtliche Entwicklungsarbeit an Dampf- bzw. Kondensationswirbelrohren erforderlich sein [34, 35].

Im Diagramm dargestellt sind 3 analoge Figuren, die jeweils den idealen Carnotwirkungsgrad (η_C) und den Wirkungsgrad eines realistisch ausgelegten Clausius Rankine Prozesses (η_{CR}) als horizontale gestrichelte bzw. strichpunktierte Linie zeigen. Die Werte gelten für eine angenommene Prozess- bzw. Abwärmtemperatur $T_{AW} = 300 \text{ °C}$, Sättigungsdampfdruck p_s (300 °C) = 86 bar, und Kondensationstemperaturen von 40 °C , 100 °C und 140 °C . Die diesen Temperaturen zugeordneten hyperbelartigen Kurven geben die maximal erreichbaren Leistungszahlen von CRP Prozessen mit Wirbelrohrentspannung an. Diese hängen stark vom Zwischendruck (p^*) ab, bis zu dem der Wasserdampf im Wirbelrohr zur „Reinigung von anergischem Ballast“ vorentspannt wird. Der zwischen den Kurven und den zugeordneten strichpunktierten Linien liegende Bereich verdeutlicht die energetischen Entwicklungsmöglichkeiten des CRP Prozesses mit Wirbelrohrentspannung!

2b Kälte- und Klimatechnik

Zur Erzeugung von Kälte, d. h. Absenken der Temperatur (T) eines Arbeitsstoffstromes unter die Umgebungstemperatur (T^*) wird heute häufig der bei der Entspannung des Stoffstromes in einer adiabaten Drossel auftretende Joule – Thomson – Effekt benutzt [4, 36]. Dieser kann grundsätzlich immer, d. h. sowohl für Gas- als auch für Flüssigkeitsströme durch eine Entspannung in einem Wirbelrohr bzw. einer ein Wirbelrohr enthaltenden sog. Thermodrossel ersetzt werden. Bei richtiger Auslegung der Anlage führt dies zu Energieeinsparungen, be-

dingt aber naturgemäß auch zusätzliche Investitionskosten. Dieser Sachverhalt soll in diesem Abschnitt exemplarisch an 2 Prozessen, nämlich dem offenen Claudé – Prozess zur Kühlung von Gasströmen und dem einfachen Kompressionskälte- bzw. Wärmepumpenprozess erläutert werden.

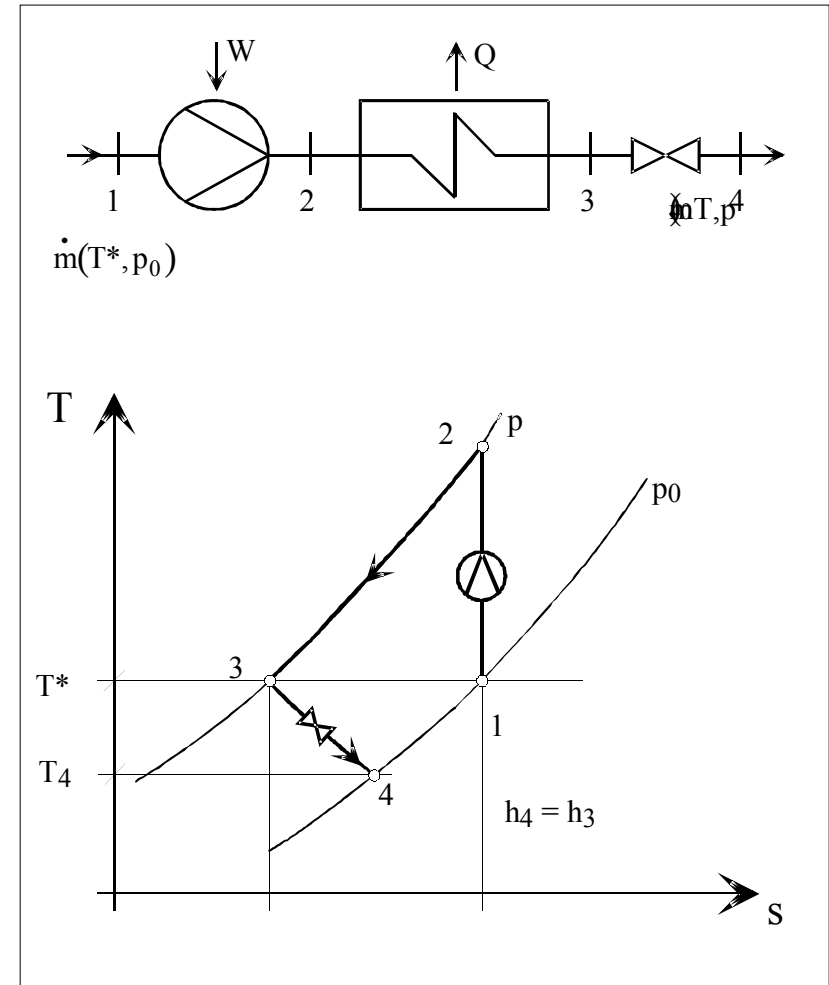


Fig. 13: Offener Prozess nach Claudé zur Kühlung eines Gasstromes mit Umgebungstemperatur $\dot{m}(T^*, p_0)$ durch Kompression (1 \rightarrow 2), Kühlung (2 \rightarrow 3) und nachfolgende Expansion in einer Drossel (3 \rightarrow 4) auf die Temperatur ($T_4 < T^*$). Fließbild und Temperatur (T) – Entropie (S) – Diagramm [36].

2c Claudé – Prozess

Eine einfache Möglichkeit, einen Prozessgasstrom wie z. B. Druckluft, Erdgas (CH_4), Synthesegas (CO , H_2) etc. zu kühlen, ist von Claudé angegeben worden [36]. Der Gasstrom (Massenstrom \dot{m} , Druck p_0 , Umgebungstemperatur T^*) wird in einer Verdichtungsmaschine unter Zufuhr von Arbeit (W) komprimiert (Zustandsänderung $1 \rightarrow 2$, Fig. 13). Damit steigt nicht nur der Druck auf einen gewissen Wert ($p > p_0$), sondern nach den Gesetzen der Thermodynamik auch die Temperatur im Gas an ($T_2 > T^*$). Daher kann der Gasstrom direkt gegen die Umgebung, d. h. ohne Einsatz eines zusätzlichen Kühlmittels aber bei konstantem Druck (p) wieder gekühlt werden ($2 \rightarrow 3$). Wird er dann in einer (isenthalpen) Drossel wieder auf Anfangsdruck ($p_0 < p$) entspannt ($3 \rightarrow 4$), so sinkt seine Temperatur unter die Temperatur der Umgebung ab ($T_4 < T^*$). Ein Fließbild dieses in jeder Gaskältemaschine realisierten Prozesses und die zugehörigen Zustandsänderungen im Temperatur – Entropie – Diagramm [33, 36] sind in Figur 13 (vorige Seite) dargestellt.

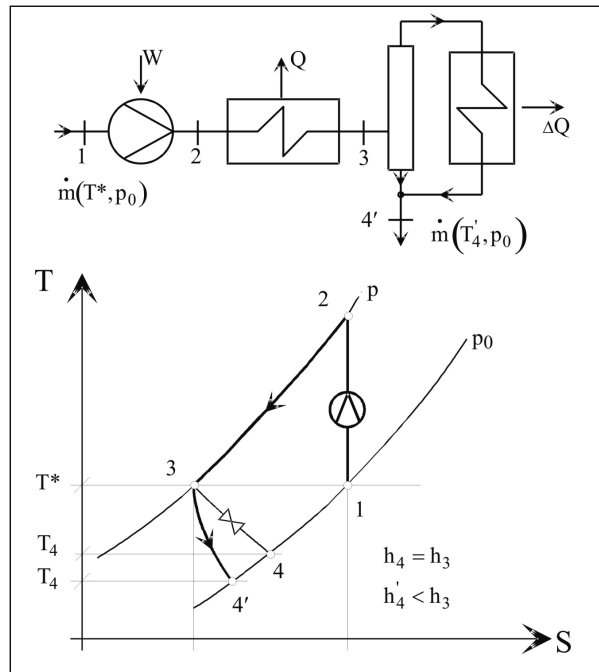


Fig. 14: Offener Prozess nach Keller zur Kühlung eines Gasstromes mit Umgebungstemperatur $\dot{m}(T^*, p_0)$ durch Kompression ($1 \rightarrow 2$), Kühlung ($2 \rightarrow 3$) und nachfolgende Expansion in einem Wirbelrohr mit Warmstromkühler [35], ($3 \rightarrow 4'$) auf eine Temperatur ($T_4' < T^*$).

Zur Verbesserung dieses exergetisch sehr ungünstigen Prozesses kann an Stelle der Drossel ein Wirbelrohr eingesetzt werden. Dies ist in Figur 14 mit dem zugehörigen TS-Diagramm dargestellt. Sie zeigt den offenen Prozess nach Keller zur Kühlung eines Gasstromes mit Umgebungstemperatur $\dot{m}(T^*, p_0)$ durch Kompression ($1 \rightarrow 2$), Kühlung ($2 \rightarrow 3$) und nachfolgende Expansion in einem Wirbelrohr mit Warmstromkühler [35], ($3 \rightarrow 4'$) auf eine Temperatur ($T_4' < T^*$). Wegen der zusätzlich abgegebenen Wärme ΔQ ist die hierbei erzielte Kaltgastemperatur (T_4') stets kleiner, als die bei direkter Expansion in einer Drossel realisierbare Temperatur (T_4), d. h. es gilt $T_4' < T_4$!



Fig. 15: Wirbelbirne zur gleichzeitigen Expansion und Kühlung technischer Gase [37].

Durch Einsatz eines Wirbelrohres kann daher eine vorgegebene Temperaturabsenkung durch geringere Kompression des Gasstromes als bei direkter Expansion in einer Drossel erzielt werden. Das Gas wird zunächst wieder unter Arbeitszufuhr (W) komprimiert ($1 \rightarrow 2$), auf (oder nahe an) Umgebungstemperatur (T^*) unter Wärmeabgabe (Q) gekühlt ($2 \rightarrow 3$) und in einem Wirbelrohr entspannt ($3 \rightarrow 4$). Dabei wird der Warmgasstrom, dessen Temperatur jetzt wieder über Umgebungstemperatur liegt, gegen die Umgebung gekühlt (Wärmeabgabe ΔQ). Nach Vereinigung von Kaltstrom und gekühltem Warmstrom liegt die Temperatur (T_4') des Gases wegen der im Warmstromkühler noch zusätzlich abgegebenen Wärme (ΔQ) unter der bei einfacher Drosselentspannung erzielbaren Temperatur ($T_4 > T_4'$)! Dies kann genutzt werden, um die zur Kühlung des Gases notwendige Druckerhöhung zu verkleinern und damit Kompressionsarbeit (W) einzusparen! Einige technische Details zur konstruktiven Auslegung eines „Kühlwirbelrohrs“, d. h. eines mit einem Warmstromkühler gekoppelten Ranque – Hilsch – Rohres sind in [35] dargestellt. Unter besonderen Bedingungen ist es auch möglich, den Kühlteil direkt mit dem Rohr zu integrieren. Eine Aufnahme eines aus Edelstahl und Aluminium gefertigten derartigen Gerätes (Wirbelbirne, [37]) ist in Bild 15 wiedergegeben.

2d Die Thermodrossel

Die Thermodrossel ist eine Kühlanlage zur exothermen, d. h. wärmeabgebenden Entspannung komprimierter flüssiger oder dampfförmiger Stoffströme der Energie- und Verfahrenstechnik [28, 29]. Solche Stoffströme treten z. B. in allen Wärmepumpen und Kältemaschinen, wie sie etwa in Haushalts- oder Gewerkekühlschränken verwendet werden, auf. In Figur 16 ist im linken Teil das Fließbild eines einfachen Kompressionskälteprozesses ($1 \rightarrow 2 \rightarrow 3^* \rightarrow 3 \rightarrow 1$) skizziert. Anstelle durch die Drossel (D_0 , Zustandsänderung $3^* \rightarrow 3$) kann das Arbeitsfluid auch alternativ durch die im rechten Teil der Figur dargestellte Thermodrosselanlage geführt werden. Dabei sei angenommen, das Fluid besitze im Zustand (3^*) Umgebungstemperatur ($T_3 = 3^*$)! Das Arbeitsmedium strömt nun zunächst in einen Wärmetauscher (WT), ($3^* \rightarrow 4$), in dem es etwas abgekühlt wird ($T_4 < T_3^*$). Danach erfolgt teilweise Entspannung des fluiden Mediums in einer Drossel (D), ($4 \rightarrow 5$) und nachfolgende Separation der dabei entstandenen flüssigen und dampfförmigen Phasen in einem Separator (S), ($5 \rightarrow 5', 5''$). Der gesättigte Dampfstrom (\dot{m}_D), dessen Temperatur (T_5) wegen der erfolgten Teilentspannung i. Allg. unter der Temperatur (T_3^*) des Arbeitsmediums im Ausgangszustand liegt, wird im Wärmetauscher (WT), ($5'' \rightarrow 6$) nahe an Umgebungstemperatur $T_6 \approx T_3^*$ erwärmt. Danach tritt der Dampfstrom in ein Kühlwirbelrohr ein und wird auf das untere Druckniveau (p_3) der Anlage entspannt. Der dabei entstehende Warmdampfstrom wird im Warmstromkühler (WK) gekühlt und mit dem aus dem Wirbelrohr austretenden Kaltampfstrom wieder vereinigt (Zustand (7)). Der aus dem Separator (S) austretende Flüssigkeitsstrom (\dot{m}_L) wird im Regulierventil RV3 entspannt und mit dem vom Wirbelrohr kommenden Stoffstrom vereinigt (Zustand (9)) dem Verdampfer der Kälteanlage zugeführt ($9 \rightarrow 1$). Wegen der im Warmstromkühler (WK) zusätzlich abgegebenen Wärme ist der Flüssiganteil des Arbeitsfluids beim Eintreten in den Verdampfer etwas größer, als bei adiabater Entspannung

in der (isenthalpen) herkömmlichen Drossel (D_0). Dadurch erhöht sich grundsätzlich die Kälteleistung des Prozesses von (\dot{Q}/\dot{W}) auf $((\dot{Q} + \Delta\dot{Q})/\dot{W})$ bzw. bei Wärmepumpenbetrieb von (\dot{Q}_A/\dot{W}) auf $((\dot{Q}_A + 2\Delta\dot{Q})/\dot{W})$.

Hierbei bedeuten \dot{W} die dem Prozess zugeführte mechanisch oder elektrische Arbeitsleistung ($1 \rightarrow 2$), \dot{Q} die im Verdampfer ($9 \rightarrow 1$) aufgenommene und \dot{Q}_A die im Kondensator ($2 \rightarrow 3^*$) abgegebene Wärmeleistung.

Eine Thermodrossel (Bild 17) ist im Jahre 1995 an einer mit dem Kältemittel R 22 betriebenen Kühlanlage der Hamburgischen Electricitätswerke in Hamburg getestet worden. Die Anlage hat, nach gewissen Anfangsschwierigkeiten, prinzipiell funktioniert. Doch ist die Erwärmung des Warmstromkühlers nur sehr schwach gewesen. Die Wirtschaftlichkeit der Anlage war damit bei weitem nicht gegeben! Leider führte dies zum Abbruch der Versuche und zur Beendigung der Entwicklungsarbeiten an der Thermodrossel [29]. Ergänzend sei aber darauf hingewiesen, dass die größten Leistungszahlverbesserungen durch Einsatz einer Thermodrossel bei Kälteprozessen mit dem Arbeitsmittel Kohlendioxid (CO_2) zu erwarten sind. Da dies ein umweltfreundlicher Arbeitsstoff ist, besteht die Hoffnung, dass die Entwicklung einer speziell an CO_2 angepassten Thermodrossel in absehbarer Zeit wieder aufgegriffen wird.

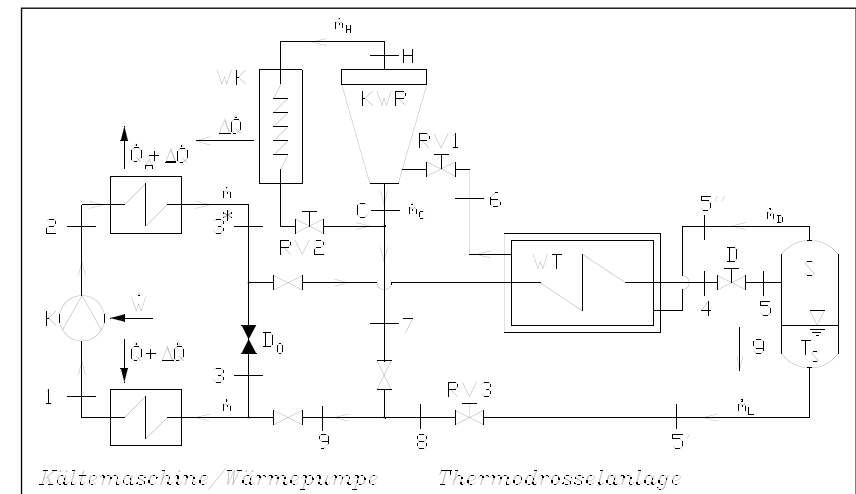


Fig. 16: Kompressionskältekreislauf mit Thermodrosselanlage.

Die im konventionellen Prozess ($1 \rightarrow 2 \rightarrow 3^* \rightarrow 3 \rightarrow 1$) vorgesehene isenthalpe Entspannung des Arbeitsmittels kann durch eine exotherme Entspannung in der Thermodrossel ersetzt werden. Dies führt prinzipiell zu einer Erhöhung der Leistungszahl des Prozesses, erfordert aber auch höheren Investitionsaufwand!

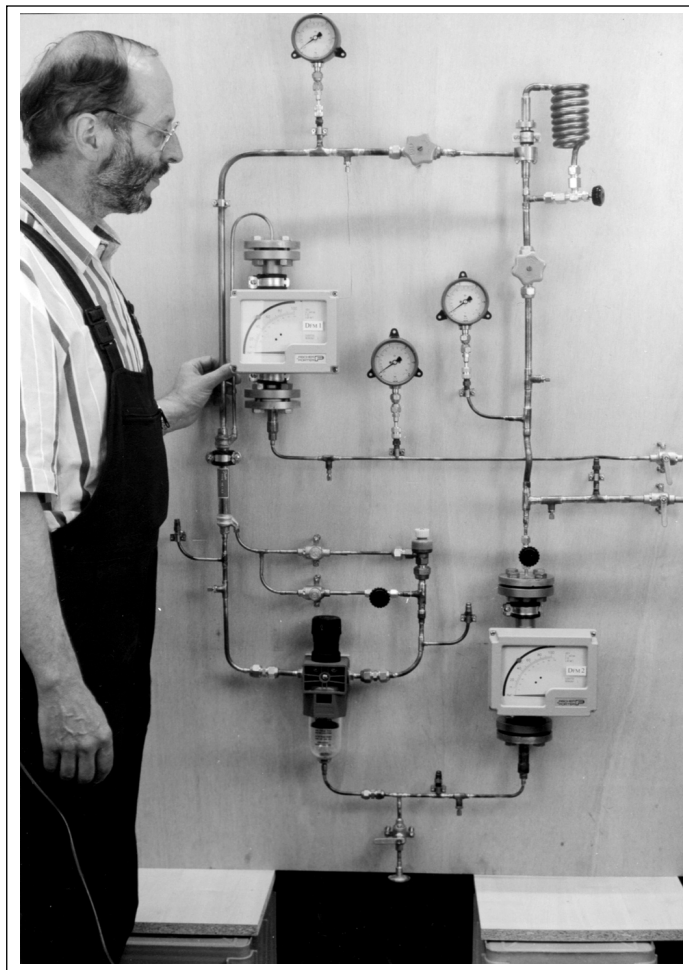


Fig. 17: Thermodrosselanlage zur exothermen Entspannung von flüssigem Kältemittel R 22.

Oben rechts in Figur 17 ist das Wirbelrohr mit lotrechter Rohrachse und warmgasseitigem Kühler gegen Umgebungsluft zu erkennen. Rechts im Bild Zu- und Ablauf des Kältemittels. Im unteren Teil dunkelblau ist der Separator von flüssigem, entspanntem Kältemittel und Kältemitteldampf angeordnet. Links im Bild an der linken Hand des Mitarbeiters befindet

sich der Wärmetauscher, vgl. Fig. 16. In die Anlage integriert sind 2 Durchflussmessgeräte und 3 Manometer.

2e Verfahrenstechnik

Wie einleitend bereits erwähnt, tritt beim Wirbelrohrprozess neben der thermischen Separation auch stets eine gewisse Massenseparation auf: Ist das zu entspannende Fluid kein reiner Stoff, sondern ein Gemisch, so sind die Zusammensetzungen der austretenden Teilströme nicht gleich, sondern – i. Allg. nur geringfügig – voneinander verschieden [4, 15-18]. Dieser Trenneffekt ist seinerzeit (ca. 1950) versuchsweise zur Isotopentrennung (U^{235} , U^{238}) benutzt worden, allerdings wenig erfolgreich. Er wird heute aber großtechnisch bei verschiedenen Separationsproblemen eingesetzt, so z. B. bei der Trocknung von Erdgas (CH_4) zur Herabsetzung des Taupunktes des Gases, zur Aerosolseparation, zur Entstaubung von mit Partikeln beladener Abluft von z. B. Sägereien, Möbelherstellern etc. und auch versuchsweise zur Reinigung von Abgasen von Dieselmotoren von Rußpartikeln (VW). Wir beschränken uns hier darauf, dem interessierten Leser einige Hinweise zum Prozess der Erdgastrocknung durch Wirbelrohrentspannung zu geben und verweisen im Übrigen auf die Literatur [15-21].

Erdgas muss häufig getrocknet werden, d. h. sein Wassergehalt muss soweit abgesenkt werden, dass der Tau- bzw. Eispunkt, d. h. die Temperatur, bei welcher der im Gas enthaltene Wasserdampf kondensiert bzw. sublimiert, unter einem gewissen vorgegebenen Wert liegt. Dies deswegen, da Kondensatphasen in Armaturen und Verdichtern zu ersten Schäden und damit zu Versorgungsstörungen führen können. Verfahrenstechnisch wird dieses Problem heute in der Regel durch eine sog. physikalische Wäsche, d. h. Bindung des Wassers an Glykol gelöst. Dazu sind große Trennkolonnen notwendig, die erhebliche Investitionen fordern. Im Vergleich dazu bietet das Wirbelrohr eine deutlich günstigere Möglichkeit, Erdgas zu trocknen. Dazu wird der Gasstrom zunächst mit wasserarmem Glykol in Tropfenform angereichert und danach in einem Wirbelrohr entspannt. Durch die Zentrifugalkraft werden die nunmehr mit Wasserdampf angereicherten Glykoltropfen im Bereich des Warmgasstromes an die Rohrwand geschleudert, wo sie sich schließlich in periodisch auftretenden Rinnsalen vereinigen und an bestimmten Stellen des Rohrbodens abgezapft werden können. Danach werden beide das Wirbelrohr verlassenden Teilströme wieder vereinigt und dem Leitungsnetz als getrocknetes Erdgas zugeführt, Figur 18. Das mit Wasser befrachtete Glykol kann durch Destillation wieder regeneriert, d. h. getrocknet werden. Danach steht es zum neuerlichen Einsatz zur Verfügung. Bild 19 ist eine Fotografie einer Wirbelrohranlage zur Erdgastrocknung, die von der Thyssengas GmbH in Gronau – Epe seit mehreren Jahren erfolgreich betrieben wird [17, 18]. Unter dem in Bildmitte befindlichen Wirbelrohr mit horizontaler Achse ist deutlich die Glykol-Sammelanlage zu erkennen. Links im Bild ist eine Entnahmestation von Erdgas aus einem Untertagespeicher abgebildet.

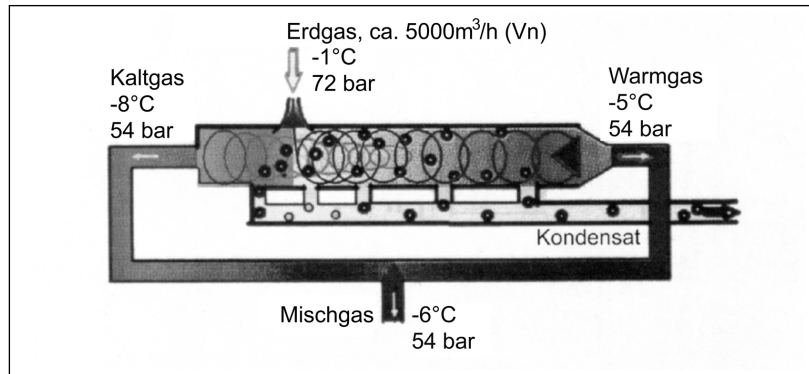


Fig. 18: Wirbelrohr als Massenseparator (Zyklon) zur Erdgastrocknung.

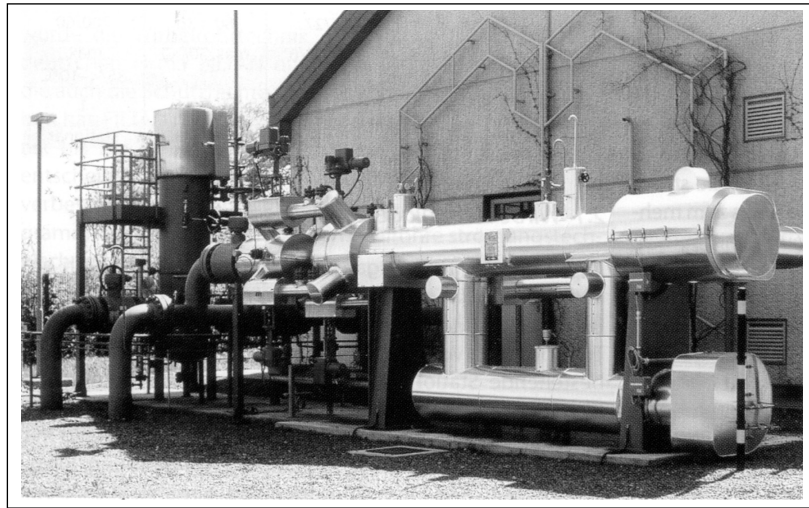


Fig. 19: Wirbelrohranlage zur Erdgastrocknung der Thyssengas GmbH in Gronau – Epe, NW.

Abschließend sei erwähnt, dass Wirbelrohre energetisch vorteilhaft auch zur Erwärmung von Erdgas eingesetzt werden können. Wenn das Gas z. B. aus einem geologischen Speicher bei einem Druck von ca. 300 bar entnommen wird, muss es vor der Übergabe in ein örtliches

Verteilernetz mit typischen Betriebsdrücken von ca. 10 bar – 30 bar entspannt werden. Erfolgt dies durch eine einfache Drossel, so kühlt sich das Erdgas durch den Joule – Thomson – Effekt dabei so stark ab, dass es zur Vermeidung des Ausfalls von Kondensaten wieder erwärmt werden muss, bevor es in ein z. B. städtisches Nahverteilungsnetz geleitet wird. Dazu wird heute häufig genug noch einfach ein Teil des Erdgases verbrannt, um mit der Reaktionswärme den (überwiegenden) Reststrom zu erwärmen. Bei großen Gasmengen sollte die Entspannung in einer Expansionsmaschine mit angekoppeltem Generator erwogen werden. Dieses kann unter gewissen Umständen wirtschaftlich sein, da die Stromerlöse über z. B. 10 Betriebsjahre die Investitions- und Wartungskosten der Anlage durchaus übersteigen können. Ist dies aber zu bezweifeln, bietet sich das Wirbelrohr als alternative Technologie an: Der im Rohr entstehende Kaltgasstrom wird etwa in einem Erdwärmetauscher auf ca. Bodentemperatur (5 °C) gebracht und nach Rückmischung mit dem Warmstrom dem Verteilernetz zugeführt. Die Temperatur des abgehenden Erdgases kann dabei durch Wahl der Massenstromverhältnisse zwischen Warm- und Kaltstrom am Wirbelrohr durch Ventile einfach geregelt werden [38, 39].

Ein weiteres Beispiel dafür, dass der Einsatz von Wirbelrohren in verfahrenstechnischen Anlagen zu Energieeinsparungen führen kann, ist der Luftzerlegungsprozess durch Adsorption nach Skarstrom. Dieser Prozess spielt heute wirtschaftlich-technisch eine bedeutende Rolle, da Stickstoff, Sauerstoff und auch Gemische beider Gase bei den unterschiedlichsten Zusammensetzungen weltweit in großen Mengen in zahlreichen Gebieten der Technik, Naturwissenschaft und Medizin, wie z. B. der Hüttentechnik, der Halbleitertechnik, der Reanimations-technik, Klimatechnik und vielen anderen mehr eingesetzt werden. Eine Prinzipskizze dieses vom schwedischen Ingenieur Skarstrom vor ca. 70 Jahren entwickelten Prozesses ist in der nachstehenden Figur 20 dargestellt. Die getrocknete Luft strömt von links unten kommend in einen sog. Adsorptionsreaktor ein. Dieser ist ein in der Regel zylindrisches Gefäß, dessen Ausmaße von wenigen Litern bis zu mehreren hundert Kubikmetern reichen kann und das mit adsorbierenden, in der Regel mikroporösem zeolithischen Material gefüllt ist. An den sehr feinen Meso- und Mikroporen dieses Materials wird der Stickstoff im Gegensatz zum Sauerstoff wegen seines ungleich größeren elektrischen Quadrupolmomentes adsorbiert. Der Sauerstoff diffundiert hingegen mehr oder minder ungestört durch das Bett von unten nach oben und kann mit verhältnismäßig hoher Reinheit bereits als Produktstrom abgegriffen werden. Dieser Prozess kann natürlich nur so lange durchgeführt werden, bis die von unten langsam hochsteigende Stickstofffront den oberen Auslass erreicht, d. h. sog. Durchbruch des Stickstoffes erfolgt. Dann muss die beladene Adsorberkolonne regeneriert werden. Dies geschieht in Figur 20 gerade mit der rechten Kolonne, in welcher bei stark vermindertem Druck von oben ein Teil des Sauerstoffproduktstromes einströmt und durch die große Überzahl der Sauerstoffmoleküle gegenüber den adsorbierten Stickstoffmolekülen diese vom Sorbensmaterial verdrängt, d. h. den Stickstoff desorbiert. Dieser kann rechts unten in der Anlage als weiterer Produktstrom entnommen werden. Für den kontinuierlichen Betrieb reichen im Prinzip zwei getaktet arbeitende Kolonnen aus. Natürlich muss die Verrohrung beider Kolonnen reziprok erfolgen, damit bei Stickstoffdurchbruch in einer von ihnen auf Desorption durch Sauerstoff

umgeschaltet werden kann. Diese zusätzliche Rohranlage ist in der Skizze der Übersichtlichkeit halber nicht eingezeichnet. Der interessierte Leser sei auf die Fachliteratur verwiesen [40, 41]. In der unter dem Fließbild stehenden Skizze sind verschiedene Luftzerlegungsprozesse in einem sog. Beladungs (n)-Druck (p)-Diagramm eingetragen. Unter Beladung ist dabei die Masse an Stickstoff zu verstehen, die auf dem in der Regel zeolithischen Sorbensmaterial adsorbiert ist. Diese Menge ist stark druck- und temperaturabhängig. Sie ist um so größer, je höher der Druck und je tiefer die Temperatur des umgebenden Gases ist. Da es technische Sorbentien gibt, bei denen die Adsorption aus der Gasphase schon bei Umgebungstemperatur in erheblichem Maße auftritt, können adsorptive Luftzerlegungsprozesse praktisch bei Umgebungstemperatur, bzw. sogar auch etwas darüber oder darunter realisiert werden. Für diese Art von Luftzerlegungsprozessen sind nicht die beim Linde-Luftverflüssigungsprozess stets benötigten tiefen Temperaturen von ca. -196 °C erforderlich!

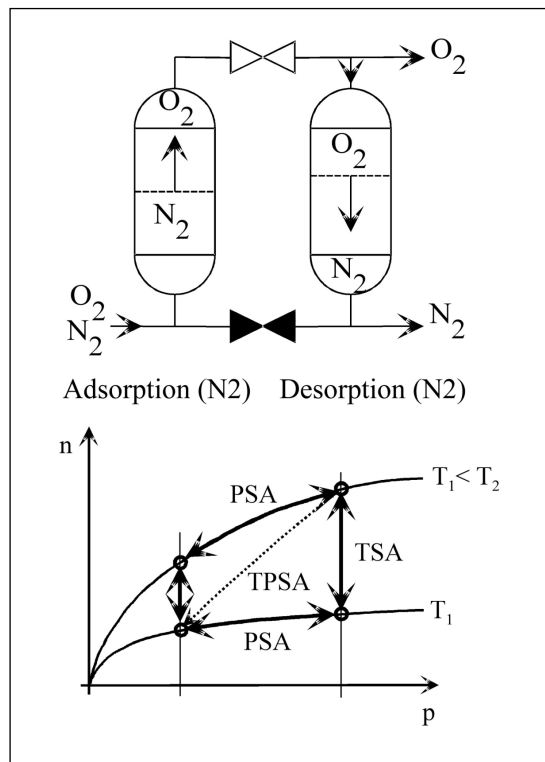


Fig. 20:

Prinzipskizze und Beladungs (n)-Druck (p)-Diagramm einer Druckwechsel-Adsorptionsanlage zur Zerlegung von Luft in Stickstoff und Sauerstoff bei Umgebungstemperatur.

Zur Vereinfachung der Darstellung ist nur ein Teil der Rohrleitungen dargestellt. Für den kontinuierlichen technischen Betrieb sind weitere Leitungen und Ventile erforderlich, die „reziproken Betrieb“ der beiden gezeichneten Adsorberkolonnen erlauben. In ihnen wird zeitlich versetzt und abwechselnd Stickstoff an Zeolith oder Molekularsieb adsorbiert, bzw. durch Spülen mit Sauerstoff wieder desorbiert.

Der Luftzerlegungsprozess nach Skarstrom enthält notwendigerweise ein Entspannungsventil (V), in dem der Sauerstoffproduktstrom entspannt wird. Dieses Ventil kann nun energetisch vorteilhaft durch ein Wirbelrohr ersetzt werden. Die sich dann ergebende Anlage ist in Fig. 21 skizziert.

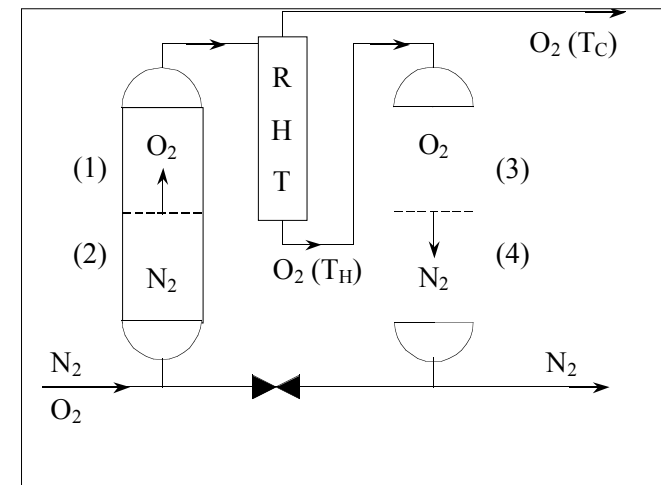


Fig. 21: Prinzipskizze einer Druckwechsel-Adsorptionsanlage zur Zerlegung von Luft in Stickstoff und Sauerstoff bei Umgebungstemperatur mit Wirbelrohrentspannung. Der warme Sauerstoffteilstrom wird zur Desorption des Stickstoffs vom Sorberbett (Zeolith) im rechten Adsorptionsreaktor benützt. Der kalte Sauerstoffstrom wird als Produktstrom abgeleitet.

Die beiden Adsorberreaktoren haben ihre Funktion nicht geändert. Zur Desorption des Stickstoffes vom festen Sorbermaterial wird jetzt aber nicht der durch den Joule-Thomson-Effekt bei Entspannung im Ventil (V) gekühlte Sauerstoffstrom, sondern der Warmstrom des Ranque-Hilsch-Rohres verwendet. Da zur Desorption des Stickstoffs nicht unerhebliche Energien benötigt werden, ist unmittelbar einzusehen, dass eine vorgegebene Stickstoffmenge mit einer um so kleineren Menge an Sauerstoffstrom desorbiert werden kann, je höher die Temperatur des Sauerstoffgases ist. Daraus folgt, dass der in der Anlage gewonnene Sauerstoffproduktstrom, nämlich der Kaltgasstrom des Wirbelrohrs größer sein wird, als der in der ursprünglichen Anlage mit Entspannung im Ventil (V) tatsächlich gewonnene Sauerstoffteilstrom. Wegen der Möglichkeit, die beiden aus dem Wirbelrohr austretenden Sauer-

stoffteilströme nach Menge und Temperatur zu regeln, kann gezeigt werden, dass auch das sog. Teillastverhalten einer solchen Anlage günstiger ausfällt, als das der originalen Skarstrom-Anlage. Zum Verständnis des Prozesses sei wiederum betont, dass für eine kontinuierliche Betriebsweise die skizzierte Anlage noch durch weitere symmetrisch angefügte Rohrleitungen ergänzt werden muss, die ein zyklisches Umschalten der beiden Adsorberkolonnen störungsfrei erlaubt. Diese Rohrleitungen sind zur Vereinfachung der Darstellung in Bild 21 unterdrückt worden, vgl. [40, 41].

Eine mögliche Schaltungsvariante ist in Figur 22 dargestellt. Hier wird im linken Adsorber Stickstoff adsorbiert und der am oberen Ende des Reaktors austretende Sauerstoffstrom im linken Wirbelrohr entspannt. Der austretende kalte Sauerstoffstrom wird als Produktstrom abgeführt. Der linksseitig austretende warme Sauerstoffstrom wird durch das rechte, symmetrisch angeordnete Wirbelrohr in den rechten Adsorber zurückgeleitet, um den Stickstoff zu desorbieren, d. h. die Kolonne zu regenerieren. Nach Erreichen des Stickstoffdurchbruchs im linken Adsorber kann durch Umschalten von 8 Ventilen der linke Adsorber auf Regeneration, der rechte auf Stickstoffadsorption geschaltet, und damit der angeführte Luftstrom kontinuierlich weiter verarbeitet werden.

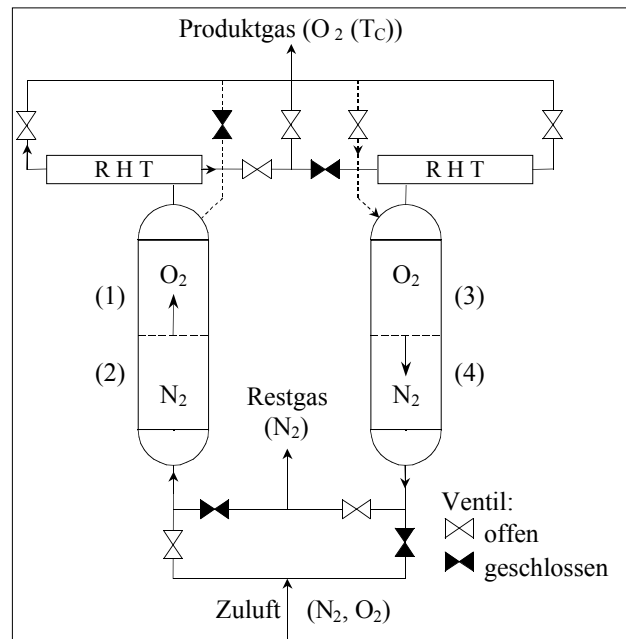


Fig. 22:

Fließbild einer technischen Adsorberanlage zur Luftzerlegung bei Umgebungstemperatur.

Zur Erhöhung der Leistung der Anlage erfolgt die notwendige Entspannung des Sauerstoffstroms nicht in einem Ventil, sondern in einem Wirbelrohr. Um kontinuierlichen Betrieb der Anlage zu ermöglichen, sind alle Apparate symmetrisch angeordnet, so dass durch Umschalten von 8 Ventilen die Adsorptionsreaktoren und auch die Wirbelrohre ihre Funktion wechseln können.

Großtechnisch werden heute zahlreiche modifizierte Skarstrom-Prozesse mit einer großen Anzahl von Adsorberreaktoren (2-20) eingesetzt. Die zur notwendigen Kompression der zu zerlegenden Luft benötigten Kompressoren erfordern häufig beträchtliche Antriebsleistungen, so dass die Frage nach den energetischen Betriebskosten wirtschaftlich sehr wichtig sein kann. Das Wirbelrohr bietet in diesem Zusammenhang eine Möglichkeit, gerade diese produktbezogenen Kosten um bis zu 5 % zu senken. Diesen Kostenersparnissen stehen natürlich die Investitionskosten für das Rohr und seine Regelungseinrichtungen gegenüber. Im Einzelfall muss daher sorgfältig abgewogen werden, ob der Einsatz von einem oder mehreren Wirbelrohren in der betreffenden Anlage wirtschaftlich vertreten werden kann.

Danksagung

Die Autoren danken den Herren Kollegen D. Geropp, Siegen, B. Ahlborn, Vancouver und W. Sibbertsen, Hamburg für zahlreiche nützliche Diskussionen und auch für die Durchführung interessanter Workshops und Seminare zum Thema „Wirbelrohr“ in Hamburg und in Siegen in den Jahren 1992 – 1995. Vielen ehemaligen studentischen Mitarbeitern des Lehrstuhls für Thermodynamik gebührt unser ausdrücklicher Dank dafür, dass sie im Rahmen zahlreicher Studien- und Diplomarbeiten in den Jahren 1986 – 1998 mitgeholfen haben, den dynamischen Entspannungsprozess von Luft, Stickstoff, Wasserdampf und weiteren Fluiden im Wirbelrohr zu untersuchen. Ohne die dabei gewonnenen Daten und Erkenntnisse wäre es sicher nicht möglich gewesen, verschiedene Arbeiten [5, 6g] zu publizieren und insbesondere auch den vorliegenden Artikel zu verfassen.

LITERATUR

- [1] **Ranque, G. J.**
Experiences sur la detente giratoire avec production simultanee d'un echappement d'air chaud et d'un echappement d'air froid,
Journal de physique et le radium, 4 (1933) ; No. 7.
- [2] **Hilsch, R.**
Die Expansion von Gasen im Zentrifugalfeld als Kälteprozess,
Zeitschrift für Naturforschung, 1 (1946), 208-214.
- [3 a] **Schäfer, M.**
Untersuchung von Entspannungsvorgängen komprimierter Luft am Wirbelrohr nach Ranque und Hilsch, Studienarbeit,
Lehrstuhl für Thermodynamik, IFT, Universität Siegen, Siegen 1989.
- [3 b] **Treitz, G.**
Experimentelle Untersuchung von Wirbelrohranlagen, Studienarbeit
Lehrstuhl für Thermodynamik, IFT, Universität Siegen, Siegen 1993.
- [4] **Plank, R. (Hsg.)**
Handbuch der Kältetechnik, Bd. III (XII),
Verfahren der Kälteerzeugung, Kap. 3, p. 18 ff., Springer, Berlin, 1961.
- [5] **Ahlborn, B., J. U. Keller, R. Staudt, G. Treitz, E. Rebhan**
Limits of temperature separation in a vortex tube,
Journal of Physics D, 27 (1994), 480-488.
- [6 a] **Schultz-Grunow, F.**
Turbulenter Wärmedurchgang im Zentrifugalfeld,
Forschung auf dem Gebiet des Ingenieurwesens,
Bd. 17 (1951), 65-76.
- [6 b] **Erdelyi, J.**
Wirkung des Zentrifugalfeldes auf den Wärmestand der Gase,
Erklärung der Ranque-Erscheinung,
Forschung auf dem Gebiet des Ingenieurwesens, 28 (1962), 181-186.
- [6 c] **Cube von, H. L.**
Das Hilsch-Rohr (Wirbelrohr)
VDI-Zeitschrift, 104 (1962), Nr. 7.

- [6 d] **Schlenz, Dieter K.**
Kompressible strahlgetriebene Drallströmung in rotationssymmetrischen Kanälen,
Dissertation,
Techn. Fakultät der Universität Erlangen – Nürnberg, Erlangen, 1982
- [6 e] **Stephan, K., S. Lin, M. Durst, F. Huang, D. Seher**
An investigation of energy separation in a vortex tube,
International Journal of Heat & Mass Transfer, 26 (1983),
Nr. 3, p. 341-348.
- [6 f] **Eckert, E. R. G.**
Energy separation in fluid streams,
Int. Comm. Heat and Mass Transfer, 13 (1996), 127-148.
- [6 g] **Ahlborn, B. K., J. U. Keller, E. Rebhan,**
The Heat Pump in a Vortex Tube,
J. Non-Equilib. Thermodyn., 23 (1998), 159-165.
- [6 h] **Fröhlingsdorf, W., H. Unger**
Numerical investigations of the compressible flow and
the energy separation in the Ranque-Hilsch vortex tube,
Int. J. of Heat and Mass Transfer, 42 (1999), 415-422.
- [6 i] **Ahlborn, B. K., J. M. Gordon**
The vortex tube as a classical thermodynamic refrigeration cycle,
J. of Applied Physics, 88 (2000), 3645-53.
- [6 j] **Mischner, J., V. J. Bepaloy, M. Zapf**
Ein Modell zur gasdynamischen Auslegung von Ranque-Hilsch-Rohren,
GWf Gas · Erdgas, 142 (2001) Nr. 8, 563-571.
- [7] **Broers, R.**
Eine Zusammenfassung der Theorie zum Wirbelrohr sowie die Konstruktion eines
Versuchsexemplars, Diplomarbeit,
FB Bioingenieurwesen, FH Hamburg-Bergedorf, Hamburg, 1984.
- [8] **Camiré, J.**
Experimental investigation of vortex tube concepts,
Thesis, Dept. of Physics, University of British Columbia,
Vancouver, 1995

- [9] **Benedix, Ch.**
Untersuchung zur ingenieurtechnischen Berechnung von Wirbelrohren,
Diplomarbeit, FH Erfurt, Prof. J. Mischner, Erfurt, 1998.
- [10] **Keller, J. U.**
Thermodrossel, Deutsche Patentanmeldung Nr. 19504 014.7 v. 8.2.1995,
Europäische Patentanmeldung PCT-DE 96-00194 v. 7.2.1996.
- [11 a] **Charoud, R. C.**
Experiments concerning the vortex whistle,
J. Acoustical Society of America, 35 (1963), p. 953-960.
- [11 b] **Lighthill, J.**
Acoustic Streaming,
J. of Sound and Vibration, 61 (1978), 391-418.
- [11 c] **Neill, W. R.**
Investigation of intense sound waves in a Ranque-Hilsch vortex tube,
Master Thesis,
Dept. Physics, University of British Columbia, Vancouver, 1994.
- [12] **York, Michael**
Using Compressed Air more Efficiently,
Machine Design, September 6, 1990.
- [13] **Allen, David**
Aid to Automation: Compressed Air Cooler,
Laboratory Robotics and Automation, 3 (1991), p. 35-39,
VCH Publishers, New York etc.
- [14] **Firmenschriften**
- a) **NORGREN, MARTONAIR**
5400 South Delaware
Littleton, Colorado 80120 – 1663, USA

- b) **EXAIR**
Problem Solving Products for Industry,
401 Magnetic Drive, Unit 27
Downsview, Ontario M3J 3H9, CD.
- c) **PELMAR, Engineering Ltd.**
445 Midwest Road, # 8
Scarborough, Ontario, M1P 4Y9, CD.
- [15] **Mürtz, H. J., Nöller, H. G.**
Isotopentrennung in einer Zirkularströmung,
Zeitschrift für Naturforschung, 16 a (1961).
- [16] **Hajdik, B., M. Lorey, J. Steinle, K. Thomas,**
Vortex tube can increase liquid hydrocarbon recovery at plant inlet,
OIL & GAS JOURNAL, 1997
- [17] **Busch, M., J. Steinle, W. Weßing,**
Wirbelrohranlagen vor Kundenstationen
gwf – Gas/Erdgas, 140 (1999), 97-103.
- [18] **FILTAN, Filter – Anlagenbau GmbH,**
Erfahrungsbericht über den Betrieb einer Wirbelrohranlage zur Gastrocknung auf dem
Speicher der Thyssengas GmbH in Gronau-Epe,
FILTAN GmbH, Gänsgrasse 9, 63505 Langenselbold, 2001.
- [19] **Peacock, R. E.**
Vortex Tubes for Separating Water Particles from Airflows,
Filtration and Separation, May / June 1974, p. 290-292.
- [20] **Sibbertsen, W.**
Abscheiden von Aerosolen und Staubpartikeln mit einem Saugwirbelrohr,
MM Maschinenmarkt, Würzburg 103 (1997), 20-24.
- [21] **Sibbertsen, W.**
Alternative zum Zyklon, Wirbelrohr – Staubabscheider mit integriertem
Staubsammelbehälter arbeitet wirtschaftlich,
Das Industriemagazin 12 (2002) 34-39.

- [22] **Ahlborn, B., J. Camiré, J. U. Keller,**
Low-pressure vortex-tube,
J. Physics D: Appl. Physics, 29 (1996) 1469-1472.
- [23] **Balmer, R. T.**
Pressure-Driven Ranque-Hilsch Temperature Separation in Liquids.
Journal of fluids Engineering, 110 (1988), p. 161-164.
- [24] **Takahama, H., H. Kawamura,**
Performance Characteristics of Energy Separation in a
Steam-Operated Vortex Tube,
Int. J. Engng. Sciences, 17 (1979), 735-744.
- [25] **Collins, R. L., R. B. Lovelace,**
Experimental Study of two-Phase Propane Expanded
through the Ranque-Hilsch Tube
Transactions of the ASME, 101 (May 1979), 300-305.
- [26] **Wagener, M.**
Experimentelle Untersuchung des Entspannungsprozesses
von Wasserdampf im Wirbelrohr, Studienarbeit,
Lehrstuhl für Thermodynamik, IFT, Universität Siegen, Siegen, 1995.
- [27] **Müller, Heiko**
Wirkungsgrade von Dampfkraftprozessen mit Wirbelrohrentspannung,
Studienarbeit,
Lehrstuhl für Thermodynamik, IFT, Universität Siegen, Siegen, 1993.
- [28] **Keller, J. U.**
Können die Leistungszahlen von Kompressionskältemaschinen und Wärmepumpen
durch exotherme Entspannung des Arbeitsfluids im Kühlwirbelrohr erhöht werden?
Ki – Klima, Kälte, Heizung, 21 (1993), (7 / 8), 300-304.
- [29] **Keller, J. U., M. U. Göbel**
Die Thermodrossel: Eine Anlage zur Entspannung
komprimierter Flüssigkeiten unter Wärmeabgabe,
Ki Luft und Kältetechnik, 33 (1997), p. 57-60.

- [30] **Keller, J. U.**
Das Injektor-Wirbelrohr, Bemerkungen zu nichtadiabaten Expansionsvorgängen von
Gasen und Dämpfen,
Geropp-Festschrift, p. 103-116, Shaker Verlag, Aachen, 1997.
- [31] **Keller, J. U.**
Technische Thermodynamik in Beispielen, Teil I Grundlagen,
W. de Gruyter, Berlin – New York, 1979.
- [32] **Kestin, J.**
A Course in Thermodynamics, Vols 1,2,
Blaisdell Publ. Comp., London etc., 1968.
- [33] **Stephan, K. Mayinger, F.**
Thermodynamik, Bde 1,2, Springer
Lehrbuch, 15. Aufl., Berlin etc., 1998
- [34] **Keller, J. U.**
Kondensationswirbelrohr, Offenlegungsschrift DE 43 43 088AI der
Deutschen Patentanmeldung P 43 43 088.1 vom 18.12.1993.
- [35] **Keller, J. U.**
Kühlwirbelrohr, Offenlegungsschrift DE 43 45 137 AI der
Deutschen Patentanmeldung P 43 45 137.3 vom 23.12.1993.
- [36] **von Cube, H. L. (Herausgeber)**
Lehrbuch der Kältetechnik, Bd. 1: Physik, Chemie, Kälteerzeugung etc.,
Bd. 2: Regelung, Elektrotechnik etc.,
Verlag C. F. Müller, Karlsruhe, 3. Aufl., 1981.
- [37] **Banda, M.**
Expansion von Druckluft im Ranque-Hilsch-Rohr
und in einer Wirbelbirne, Studienarbeit
Lehrstuhl für Thermodynamik, Universität Siegen, Siegen, 1993.
- [38] **Mischner, J., R. Siebert, M. Heit**
Gasfachliche Forschung am FB Versorgungstechnik der FH Frankfurt, GWF, Gas,
Erdgas, 142 (2001), p. 417-430.

[39] Mischner, J., V. Köckritz, K. Kadner

Bewertung von Verfahren zur Gasdruckminderung,
GWF, Gas, Erdgas, 142 (2001), p. 706-717.

[40] Kast, W.

Adsorption aus der Gasphase,
Ingenieurwissenschaftliche Grundlagen und technische Verfahren,
Verlag Chemie, Weinheim, 1988.

[41] Bathen, D., Breitbach, M.

Adsorptionstechnik
Springer, Berlin etc., 2001.

MARKTWIRTSCHAFTLICHE INSTRUMENTE IM KLIMASCHUTZ - AKTIVITÄTEN UND ERFAHRUNGEN IN UNTERNEHMEN UND AUF STAATENEBENE

Sven Bode

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)

1. Einleitung

Im sogenannten 3rd *Assessment Report* schreibt das zuständige internationale Wissenschaftsgremium *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*: "there is new and stronger evidence that most of the warming over the last 50 years is attributable to human activity" (IPCC 2001, p.10). Ursächlich für diesen vom Menschen verursachten Klimawandel ist der Ausstoß von Treibhausgasen (THG), die über sog. Treibhauspotentiale in die einheitliche „Schadenswährung“ *Kohlendioxidäquivalent* umgerechnet werden können. Da mit dem erwarteten Klimawandel negative Konsequenzen wie z.B. der Anstieg des Meeresspiegels oder die Zunahme von extremen Wetterereignissen erwartet werden, wurden in der jüngeren Vergangenheit zahlreiche politische Initiativen ergriffen, um dem Problem zu begegnen. Aus ökonomischer Sicht ist dabei besonders interessant, dass die vorgeschlagenen Regelwerke den Einsatz von marktwirtschaftlichen Instrumenten vorsehen und somit eine Abkehr von dem insbesondere in der deutschen Umweltgesetzgebung vorherrschenden Ordnungsrecht darstellen. Im Folgenden werden zunächst kurz die Instrumente dargestellt bevor die Inhalte wichtiger Initiativen wiedergegeben werden. Dabei sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass im Rahmen dieses Artikels die Aktivitäten nur kurz beschrieben werden können. Bei weiterem Interesse wird auf die genannten Quellen verwiesen. Ferner wird auch hinsichtlich der diskutierten Initiativen kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben, was bei der derzeitigen Dynamik auch gar nicht möglich wäre.

2. Marktwirtschaftliche Instrumente¹

2.1 Emissionsrechtehandel

Der englische Begriff „cap & trade“ wird im Deutschen häufig verkürzt mit Emissionshandel übersetzt. Die Verkürzung ist dabei in zweierlei Hinsicht unglücklich. Zum einen werden nicht Emissionen sondern Emissionsrechte - d.h. das Recht, z.B. eine Tonne Kohlendioxid-Äquivalent (CO₂-eq) zu emittieren - gehandelt. Zum anderen bedarf es, bevor überhaupt gehandelt werden kann, der Festlegung einer Menge an Emissionsrechten (cap) für die Teilnehmer. Auf internationaler Ebene wurden diese Mengen im Kyoto-Protokoll festgelegt. Für

¹ Ein- und weiterführende Literatur: Brockmann et al. (1999), Endres (2000)

den möglichen europaweiten Handel auf Unternehmensebene überläßt der Richtlinienvorschlag die Allokation an die Emittenten ausdrücklich den Mitgliedstaaten.

Die Anfangsausstattung der Teilnehmer mit Emissionsrechten (d.h. das cap - auch Erstallokation genannt) kann entweder kostenpflichtig (z.B. Auktion) oder aber kostenfrei sein (auch grandfathering genannt).

Am Ende einer sog. Verpflichtungsperiode muss jeder Teilnehmer dann mindestens so viele Emissionsrechte halten wie er tatsächlich an Treibhausgasen emittiert hat. Dazu kann er unter Berücksichtigung seiner Anfangsausstattung bei Bedarf entweder Reduktionsmaßnahmen im eigenen Unternehmen durchführen oder aber Emissionsrechte von anderen Teilnehmern, die diese nicht benötigen, erwerben. Jeder Teilnehmer reduziert dabei seine Emissionen genau so lange, bis die Grenzvermeidungskosten in seinen Unternehmen dem Marktpreis für Emissionsrechte entsprechen. Durch diesen Marktmechanismus wird es ermöglicht, dass die Reduktionen dort erzielt werden, wo die Kosten am geringsten sind. Das ökologische Ziel kann somit ökonomisch effizient erreicht werden. (siehe) Abb. 1.

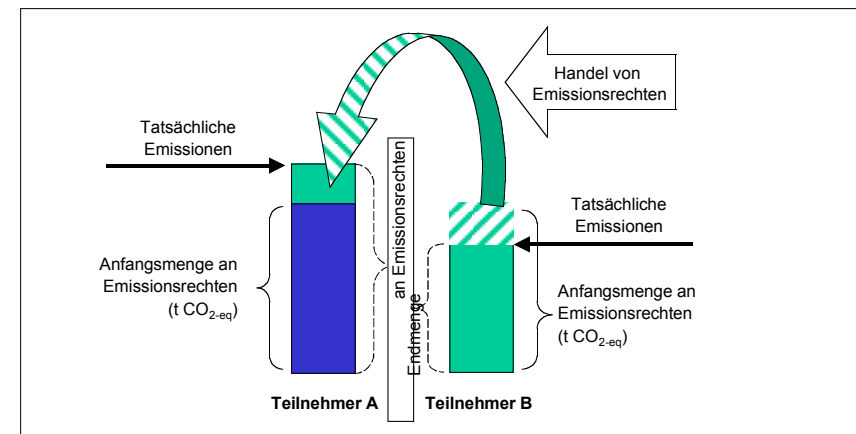


Abb. 1: Schematische Darstellung des Emissionsrechtehandels

Im Idealfall würden alle Emittenten verpflichtet, am Ende einer Verpflichtungsperiode Emissionsrechte in Höhe ihrer tatsächlichen Emissionen zu halten. Auf diese Weise käme es zum einen zu einem vollständigen Ausgleich der Grenzvermeidungskosten, zum anderen würden keine weiteren Politikinstrumente (z.B. Steuern) für die Nichtteilnehmer notwendig. Dem stehen aber die hohen Verwaltungs- und Transaktionskosten eines derartigen Totalansatzes gegenüber, die insbesondere bei kleinen, mobilen Emittenten (z.B. im Verkehrssektor) unverhältnismäßig groß werden könnten, so dass schließlich die Vorteile des Emissionsrechtehandels wieder verloren gingen.

2.2 Handel mit Emissionsminderungen

Bei projektbasierten Mechanismen werden nicht Emissionsrechte sondern Emissionsminderungen gehandelt. Die Minderungen, die durch ein konkretes Projekt erreicht werden, werden bestimmt, indem man einerseits die zukünftige Emissionsentwicklung ohne das Projekt (auch Referenzfall oder baseline genannt) ermittelt. Zum anderen ist der Emissionspfad nach Umsetzung des Projektes zu bestimmen. Durch Bildung der Differenz erhält man schließlich die Reduktion (siehe Abb. 2). Durch den Verkauf dieser (in der Regel zertifizierten) Minderungen kann ein zusätzlicher Zahlungsstrom bei der Projektfinanzierung erzielt werden.

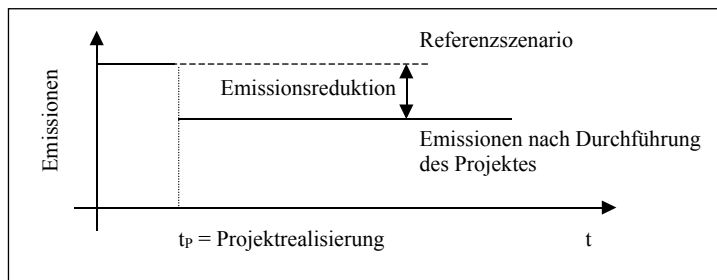


Abb. 2: Schematische Darstellung der Ermittlung von Emissionsreduktionen

Die Schwierigkeit liegt nun darin, das Referenzszenario zu entwickeln, das beschreibt, wie sich der Emissionsausstoß entwickelt *hätte*, wenn das Projekt nicht durchgeführt worden *wäre*. Da es kontrafaktisch ist, kann die Qualität nicht nachträglich bestimmt werden.

Die schematische Darstellung in Abb. 2 suggeriert, dass sich die Emissionsreduktion leicht durch lineare Fortschreibung des Status Quo ex ante ermitteln ließe. Dass dies jedoch keineswegs zutreffen muss, kann u.a. an den folgenden Unsicherheiten liegen:

- Politik: Welche umweltpolitischen Auflagen existieren in der Zukunft? Wie sieht die aktuelle Subventionspolitik aus und wie wird sie sich entwickeln?
- Technik: Welche technologischen Verbesserungen können angenommen werden? Welche Technik wäre ohne den Anreiz zur Generierung von Emissionsreduktionen gewählt worden?
- Ökonomie: Wie entwickeln sich die Ressourcenpreise? Welchen Einfluss hat dies auf den Einsatz von Energie? Kommt es zu einer Änderung der gewinnmaximierenden Ausbringungsmenge, z.B. durch konjunkturelle Einflüsse?

Die Schwierigkeit der Aufstellung des Referenzszenarios wird besonders deutlich, wenn man bedenkt, dass viele Investitionsvorhaben über mehrere Jahre laufen: bei Großkraftwerken be-

trägt der Planungshorizont häufig 30 Jahre oder länger. Dem Problem könnte entgegengewirkt werden, indem man das Referenzszenario in bestimmten Abständen einer Revision unterzieht und gegebenenfalls entsprechend anpasst. Dies könnte aber wiederum potenzielle Investoren abschrecken, da sich hierdurch die Planungssicherheit der Unternehmen verschlechtert.

Bei allen Ansätzen stellt sich sodann der Zielkonflikt zwischen ökologischer Treffsicherheit und ökonomischer Effizienz: je genauer und strenger das Referenzszenario im Einzelfall bestimmt wird, desto höher sind die mit seiner Aufstellung verbundenen Kosten. Dieses kann insbesondere für kleine Projekte (z.B. Solar-Home-Systems in Afrika) von Nachteil sein und im Extremfall dazu führen, dass klimapolitisch sinnvolle Projekte unterbleiben. Neben auf den Einzelfall zugeschnittenen Referenzszenarios (projektbasierte Ansätze) besteht die Möglichkeit einer Standardisierung für bestimmte Projekttypen. Beispielsweise lassen sich für Projekte im Bereich der Energieerzeugung Kennzahlen (englisch: benchmarks) vorgeben, die den Referenzausstoß von CO₂ pro erzeugter Kilowattstunde angeben. Der Vorteil der Standardisierung liegt in der Einsparung von Transaktionskosten auf Seiten der Investoren. Werden die standardisierten Referenzszenarios aber großzügig aufgestellt, so kann es zu Mitnahmeeffekten kommen, bei denen Projekte Emissionsminderungen erhalten, obwohl faktisch keine Reduktion erreicht wird. Eine zu strikte Festlegung hingegen kann dazu führen, dass Projekten, die faktische Reduktionen erreichen, keine Emissionsminderungen zugesprochen werden können und somit der Anreiz zur Realisierung verloren geht.

2.3 Grüne Zertifikate

Im Gegensatz zu den beiden vorgenannten Ansätzen wird beim Handel mit grünen Zertifikaten nicht unmittelbar mit CO₂ Rechten gehandelt, sondern vielmehr mit dem Umweltnutzen von erneuerbaren Energien insgesamt, der in der Regel CO₂-Reduktionen mit einschließt. (Im Einzelfall hängt dies davon ab, ob und mit welchen anderen Instrumenten die grünen Zertifikate ko-existieren. Siehe hierzu: Morthorst (2001) oder ECN (2001). Hintergrund für diesen Ansatz ist die Tatsache, dass Strom aus erneuerbaren Energien physikalisch nicht von Strom aus konventionellen Kraftwerken unterschieden werden kann. Daher wird der Umweltnutzen vom physikalischen Produkt Strom getrennt (siehe Abb. 3). Die geschaffenen Zertifikate können dann unabhängig vom Strom auf einem eigenen Markt gehandelt werden. Durch den Erwerb eines Zertifikates finanziert der Käufer somit die erneuerbare Energie-Anlage. Die Nachfrage kann dabei einerseits freiwilliger Natur sein (siehe z.B. Anonym 2000) oder aber auch der Staat könnte die Energieerzeuger verpflichten, einen gewissen Anteil ihrer Produktion aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und dabei Zertifikate entsprechend anrechnen. Somit käme es zu einem Wettbewerb auch bei erneuerbaren Energien wobei eine bestimmte Mindestproduktion sichergestellt wäre.

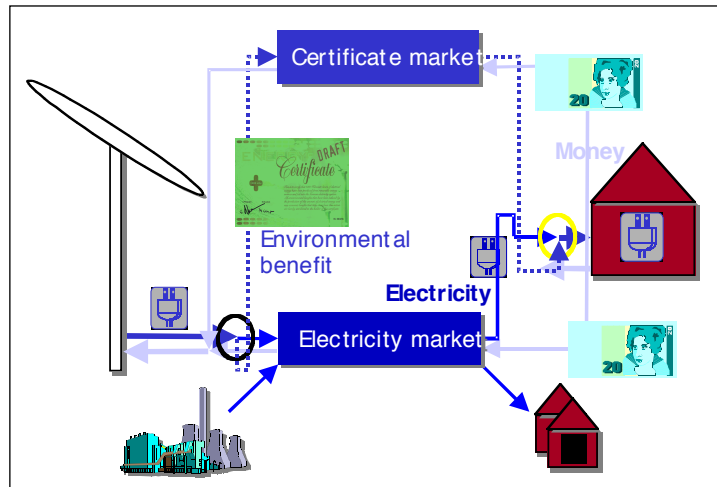


Abb. 3:

Trennung von Umweltnutzen und Produkt mittels grünen Zertifikaten (Groscurth et. al, 2000)

3. Die Instrumente in der Praxis

3.1 Erfahrungen und Aktivitäten auf Staatenebene

3.1.1 Das Kyoto-Protokoll²

Das 1997 verabschiedete Kyoto-Protokoll legt für zahlreiche Industrie- und Transformationsländer (aufgeführt im Anhang B des Protokolls) verbindliche Obergrenzen für die THG-Emissionen in der ersten Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 fest. In der Summe führen die Emissionsziele zu einer Reduktion der THG-Emissionen von ca. 5 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1990. Die Ziele der einzelnen Länder (sog. Assigned Amount) sind jedoch sehr unterschiedlich. So muss Deutschland z.B. seine Emissionen um 21% gegenüber 1990 senken während Australien die Emissionen auf 108% steigern darf. Um die Kosten für die Erreichung dieses Ziels möglichst gering zu halten, hat man sich auf den Einsatz verschiedener flexibler Mechanismen verständigt. Bei den Mechanismen handelt es sich um den Handel mit Emissionsrechten (den sog. Assigned Amount Units kurz: AAUs) sowie um den Handel mit Emissionsminderungen im Rahmen der beiden projektbasierten Mechanismen Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM).³ Die aus den Projekten resul-

² Weiterführung: Michaelowa (2001)

³ Formal zählt die Bildung von Zielgemeinschaften (sog. bubbles) auch zu den flexiblen Mechanismen. Sie soll aber an dieser Stelle nicht weiter behandelt werden.

tierenden Zertifikate werden Emission Reduction Unit (ERU) bzw. Certified Emission Reduction (CER) genannt.

Der Handel mit Emissionsrechten (d.h. AAUs) sowie JI ist ausschließlich zwischen Ländern des Anhang I der Klimarahmenkonvention erlaubt. Das Gesamtbudget an Emissionsrechten bleibt dabei konstant (siehe Abb. 4). Werden nach einem erfolgreichen JI-Projekt ERUs ausgestellt, so wird eine gleich große Anzahl an Emissionsrechten (AAUs) vom Konto des Gastlandes abgezogen. Durch den CDM kommt es zu einer Vergrößerung des Emissionsbudgets der Industrieländer, da die Entwicklungsländer z.Z. keine Emissionsziele haben. Bei der Bestimmung der Baseline ist daher besondere Vorsicht geboten, sofern die ökologische Integrität durch dieses Instrument nicht beeinflusst werden soll.

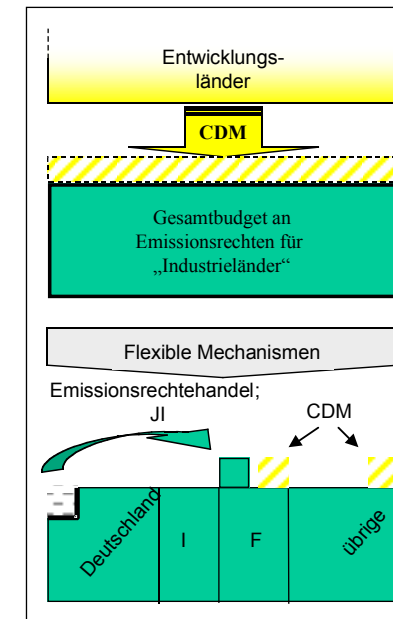


Abb. 4: Die Flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls und ihre Auswirkung auf das Gesamtbudget an Emissionsrechten.

3.1.2 Der EU-Richtlinienentwurf

Im Oktober 2001 hat die EU-Kommission einen Vorschlag für eine Richtlinie für einen europäischen Emissionsrechtehandel vorgelegt. Diesem war ein Grünbuch zum Emissionshandel

vorausgegangen, auf das alle beteiligten Interessensgruppen ihre Vorstellungen hin äußern konnten.

Während die Regelungen des Kyoto-Protokolls für Staaten gelten, richtet sich der Vorschlag der Kommission unmittelbar an Emittenten. Der Vorschlag sieht vor, dass bestimmte *industrielle* Emittenten ab 1.1.2005 an einem europaweiten Emissionshandel teilnehmen müssen⁴, wobei die Gesamtzahl auf ca. 4000 bis 5000 Anlagen geschätzt wird. Zunächst wird nur Kohlendioxid berücksichtigt, das in der EU das wichtigste THG darstellt. Ferner werden nur direkte Emissionen in das System eingebracht.⁵ Die Regeln für die Erсталlokation der Rechte an die Teilnehmer (cap) soll von den Regierungen in den einzelnen Mitgliedstaaten selbst entwickelt werden, wobei der Plan von der Kommission genehmigt werden muss. Die Einbeziehung von Minderungszertifikaten im Rahmen von JI/CDM ist derzeit nicht vorgesehen. Bei Nichterfüllung des Emissionsziel sind scharfe Strafen für die betreffenden Teilnehmer vorgesehen.

Der Richtlinienvorschlag wird z.Z. im Umweltrat sowie im Europäischen Parlament, die beide eine gemeinsame Position finden müssen, diskutiert. Änderungen erscheinen aber wahrscheinlich.

3.1.3 Dänemark

Das Dänische Parlament erließ 1999 ein Gesetz über CO₂ Zertifikate für Energieversorger als Teil einer Gesetzesreform des Energiesektors (DEA 1999). Es wurde ein absolutes Ziel für die Emissionen aus der Stromerzeugung in Höhe von 23 Mio. t CO₂ für 2000 gesetzt, das bis zum Jahr 2003 um jährlich 1 Mio. t vermindert wird.⁶ Das Ziel in 2003 stellt nur ca. 66% der durchschnittlichen Emissionen von 1994 bis 1998 dar und kann somit durchaus als stringent bezeichnet werden. Als Schwelle für die Teilnahme wurde eine Menge von mind. 100.000 t CO₂ / Jahr gesetzt⁷, so dass im Endeffekt nur 8 Unternehmen am Handel teilnehmen. Die Emissionsrechte wurden kostenlos auf Basis der historischen Emissionen zwischen 1994 und 1998 verteilt. Die Berechnung der aktuellen Emissionen erfolgt über standardisierte Emissionsfaktoren und den Brennstoffeinsatz.

Für den Fall, dass ein Unternehmen am Ende einer Periode mehr CO₂ emittiert hat als es Emissionsrechte hält, so hat es eine Strafe in Höhe von 40 DKK/t CO₂ zu zahlen. Mögliche

⁴ Die genauen Aktivitäten, die unter die Richtlinie fallen, sind im Anhang I aufgeführt. Die Kommission geht davon aus, dass somit ca. 46% der THG-Emissionen in der EU erfasst sind.

⁵ D.h. indirekte Emissionen aus z.B. der Stromerzeugung werden nicht dem Stromverbraucher zugerechnet, wie dies z.B. im britischen System (siehe unten) oder auch im Rahmen der Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Industrie geschah.

⁶ Aufgrund von rechtlichen Bedenken seitens der EU-Kommission fing das System tatsächlich erst in 2001 an.

⁷ Auf die Details bei der Berücksichtigung von Kraft-Wärme-Kopplung soll an dieser Stelle nicht eingegangen werden.

Strafzahlungen werden dabei in zusätzliche Energiesparprojekte investiert. Überschüssige Zertifikate können in einem gewissen Umfang in die nächste Periode übertragen werden (sog. banking). Die Verwendung von Reduktionszertifikaten ist derzeit nicht vorgesehen. Allerdings ist der Umweltminister ermächtigt, entsprechende Regelungen festzulegen (Perderson 2000, Queen 1999).

3.1.4 Großbritannien

Im Vereinigten Königreich existiert ebenfalls ein Emissionshandelssystem. Es wurde von der sog. *Emission Trading Group* entwickelt, die von der Industrieseite geführt wurde, wobei die britische Regierung an den Beratungen beteiligt war. Es wurde ein System mit freiwilliger Teilnahme erarbeitet, das unterschiedliche Möglichkeiten für den Eintritt bereithält.

- Durch die Übernahme eines Ziels, das durch ein *climate change levy agreement* festgesetzt wird. Das Ziel, das entweder absoluter Natur oder aber spezifisch (z.B. g CO₂ / t Stahl) sein kann, führt bei Erreichung zu einem Nachlass von 80 % der Klimasteuer. Durch die Teilnahme am Handel können die Unternehmen die Flexibilität bei der Zielerreichung erhöhen. Um ein „Aufblähen“ der Budgets an Emissionsrechten durch Teilnehmer mit einem spezifischen Ziel zu verhindern⁸, wurde ein sog. *gateway* eingeführt. Der gateway wird geschlossen, wenn die Summe der aus dem spezifischen Sektor heraus verkauften Rechte größer wird als die Summe der gekauften. Die erste Verpflichtungsperiode startete am 1. Januar 2002. Unternehmen, die ihr Ziel nicht erfüllen können, verlieren mindestens die Steuerreduktion.
- Jedes Unternehmen mit direkten und indirekten⁹ Treibhausgasemissionen in Großbritannien, kann mit Anlagen, die anderweitig noch nicht erfasst sind, am Handelssystem teilnehmen. Dazu musste es in einer Auktion Minderungen anbieten, die gegenüber einer Baseline berechnet wurden.¹⁰ Insgesamt wurden 250 Mio. € im Rahmen der Auktion ausgegeben. Im Falle einer Zielverfehlung sind die Anreizzahlungen zurückzuzahlen sowie die fehlenden Emissionsrechte (multipliziert mit einem Straffaktor) in der nachfolgenden Periode nachzuliefern.
- Projektbasierte Minderungen sind zulässig. Detaillierte Regelungen liegen aber noch nicht vor.

Im Gegensatz zum dänischen System werden im britischen nicht nur CO₂ sondern alle Treib-

⁸ Da bei spezifischen Emissionszielen gegenüber einem festen spez. Wert gemindert wird, nimmt mit steigender Produktion die Anzahl der generierten Minderung (gegenüber diesem fixen Wert) ebenfalls zu. Rückschlüsse auf das absolute Emissionsniveau sind aber nicht möglich.

⁹ D.h. aus dem Verbrauch von Strom, die ja nicht beim Verbraucher, sondern beim Emittenten anfallen.

¹⁰ Die Baseline wurde aus den durchschnittlichen Emissionen der Jahre 1998 bis 2000 ermittelt.

hausgase zugelassen. Eine Übertragung überschüssiger Rechte von einer Periode in die nächste ist bis 2007 zugelassen. Für ein Banking darüber hinaus gelten besondere Regeln. Grundsätzlich sollen Minderungszertifikate aus JI/CDM Projekten zugelassen werden. Allerdings weist die Regierung darauf hin, dass dazu erst die konkreten Regelungen auf internationaler Ebene bekannt sein müssen. (Alle Information in diesem Abschnitt von: DEFRA).

3.1.5 Niederlande

Die niederländische Regierung hatte recht früh erkannt, dass der Einsatz der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls die Zielerreichungskosten deutlich verringern könnte, da die Vermeidungskosten innerhalb der Niederlande selbst sehr hoch sind. Daher wurde zunächst ein Tender zur Förderung von Projekten in Anhang I Ländern gegründet (ERUPT = Emission Reduction Procurement Tender). Bereits in der ersten Ausschreibungsrunde wurden 79 Mio. NLG für den Erwerb von ca. 4 Mio. t CO₂-eq Minderungen ausgegeben. U.a. wurden Windkraft- und Biomasseprojekte in Tschechien, Rumänien und Polen realisiert. Nach diesem „Erfolg“ wurde der Tender auch für CDM Projekte ausgedehnt. Mitte 2002 waren bereits ca. 20 Projektvorschläge eingereicht. Die Ergebnisse werden für Ende 2002 / Anfang 2003 erwartet (alle Information von: Senter)

3.1.6 PrototypeCarbonFund

PrototypeCarbonFund (PCF) ist ein von der Weltbank verwalteter Fonds, der in Emissionsminderungsprojekte in Entwicklungs- und Transformationsländern investiert. Die Investorengruppe setzt sich aus 17 Unternehmen und 6 Regierungen zusammen. Neben dem Sammeln von Erfahrungen mit realen Projekten ist die Risikostreuung ein wichtiges Ziel. Das Gesamtvolumen beträgt ~ 180 Mio. US\$. Der Zielpreis für Emissionsminderungen liegt bei 3-4\$ / t CO₂. Mitte des Jahres waren ca. 45 Projekte in der Entwicklung. Die Projekte kommen aus den unterschiedlichsten Kategorien, darunter erneuerbare Energien, Steigerung der Energieeffizienz und Müllverwertung (alle Information von: PCF). Die erworbenen Minderungszertifikate werden an die Fondeinzahler ausgeschüttet.

3.2 Erfahrungen und Aktivitäten auf Unternehmensebene

3.2.1 Emissionsrechtehandel BP Amoco

Nachdem das Instrument des Emissionsrechtehandels im Unternehmen zunächst getestet worden war, wurde zum 1.1.2000 das System in der gesamten BP-Amoco-Gruppe implemen-

tiert, d.h. zahlreiche Business-Units wurden zur Teilnahme verpflichtet. Ziel ist es, die Kohlendioxid und Methan Emissionen bis 2010 um 10% gegenüber dem Niveau von 1990 bei gleichzeitigem Wachstum zu senken. Die Preise schwankten bisher teilweise erheblich, wobei zum Teil die Ausgestaltung des Systems (z.B. „Walleffekte“ am Ende einer Periode) dafür verantwortlich waren. Ohne die genauen Kosten für die Implementierung und den Betrieb des Systems zu quantifizieren bzw. zu berücksichtigen, konnten durch die Tatsache, dass Emissionen, die bisher kostenlos waren, einen Preis bekamen, konnten nach Angaben von BP Einsparungen in Höhe von 750 Mio. US\$ erzielt werden (BP und Grohmann, 2001).

3.2.2 Emissionsrechtehandel bei der Royal Dutch / Shell

Ebenso wie BP Amoco hat sich auch die Royal Dutch / Shell freiwillig das Ziel gesetzt, ihre Treibhausgasemissionen zu senken. Die Emissionen sollen bis Ende 2002 um mehr als 10% gegenüber den 1990er Werten gesenkt werden. Auch in diesem System wurden CO₂ und CH₄ berücksichtigt. Zur Handelsbelegung wurden Teile der zur Verfügung stehenden Zertifikate in einer Auktion versteigert. Bei fehlenden Emissionsrechten am Ende einer Periode ist der dreifache Preis (4.Quartal) zu zahlen.

3.2.3 Transfer mit Minderungszertifikaten bei der HEW AG

Die Hamburgische Electricitäts-Werke AG hat recht früh angefangen praktische Erfahrungen mit den projektbasierten Mechanismen (siehe oben) zu sammeln. So wurde bereits Anfang 2000 der Transfer von Emissionsminderungen von Deutschland nach Kanada beschlossen. Der kanadische Energieversorger TransAlta hat sich zum Ziel gesetzt, einen Ausgleich für die von ihm verursachten CO₂ Emissionen zu schaffen – und dies möglichst kostengünstig. Daher wurde u.a. beschlossen für den Zeitraum von 2000-2007 jährlich Minderungen in Höhe von 3000t CO₂ von HEW zu kaufen. Die Minderungen stammen durch den Einsatz von erneuerbaren Energien, die durch den Erlös aus dem Zertifikateverkauf teilfinanziert werden. Die Minderungen werden dabei von einem unabhängigen Gutachter verifiziert. (Kindermann, 2000, Weber,2000).

3.2.4 Hamburger CO₂ Wettbewerb

Der Wettbewerb zur kosteneffizienten CO₂-Reduktion in Industrie und Gewerbe wurde im Herbst 2001 ausgeschrieben (HEW et al, 2001). Initiiert durch die Umweltbehörde der Freien und Hansestadt Hamburg, der HEW und unterstützt durch die Deutschen BP AG sowie die Kreditanstalt für Wiederaufbau, sollten Unternehmen dazu anregen, Potential und Kosten von CO₂-Minderungsmaßnahmen in Hamburg zu untersuchen. Sofern mögliche Projekte identifi-

ziert wurden, konnten die CO₂-Reduktionen den Initiatoren zu einem beliebigen Preis zum Ankauf angeboten werden. Die Gebote wurden durch die Initiatoren solange angenommen bis die zur Verfügung stehenden Mittel erschöpft waren, wobei immer die Angebote mit den geringsten Kosten zuerst akzeptiert wurden.

Auf diese Weise kam es zu einem Wettbewerb um kosteneffiziente CO₂-Reduktion, so dass für einen bestimmten finanziellen Betrag der größtmögliche Beitrag zum Klimaschutz erzielt werden konnte.

Die Berechnung der Emissionsminderungen erfolgte wie im Kapitel „Handel mit Emissionsminderungen“ beschrieben, wobei das Hamburgische Welt-Wirtschafts-Archiv die Baselineerstellung sowie die wissenschaftliche Begleitung übernahm. Die technische Bewertung sowie das Monitoring wurde/wird durch die Gerling Cert Umweltgutachter GmbH vorgenommen.

Die Gewinner wurden schließlich durch eine Jury ermittelt, wobei die Gewinner aus 3 verschiedenen Sektoren stammen, was die breite Einsatzmöglichkeit dieses projektbasierten Mechanismus zeigt. Insgesamt wurde eine Siegprämie in Höhe von 117.000 Euro an folgende Unternehmen ausbezahlt (HEW et al, 2002).

- a) Stadtreinigung Hamburg: Fahrerschulung zur Kraftstoffeinsparung
- b) Architekturbüro Dittert & Reumschüssel: Energetische Modernisierung von 1900 Wohneinheiten
- c) Norddeutsche Affinerie: Nutzung von Abwärme für Stromerzeugung und Prozesswärme.

3.2.5 RECS

Unter der Bezeichnung *Renewable Energy Certificate System* haben sich zahlreiche europäische Energieunternehmen und andere Interessenten zusammengeschlossen und auf eigene Initiative hin ein internationales System für den Handel mit grünen Zertifikaten erarbeitet. Derzeit befindet es sich noch in der Testphase (die Ende des Jahres endet), so dass sich noch keine endgültigen Aussagen über die Funktionalität machen lassen. (Informationen: RECS)

4. Zusammenfassung

Nachdem das Konzept des Emissionsrechtehandels in den 60er Jahre des letzten Jahrhunderts theoretisch beschrieben und danach kontinuierlich fortentwickelt worden war, hat es auch bei der praktischen Regelung von Treibhausgasemissionen in den letzten Jahren zunehmend an

Bedeutung gewonnen. Die zahlreichen Initiativen auf Unternehmens- und Staatenebene zeigen, dass das Instrument seinen Praxistest bestanden hat. Sollten sich die starken Hinweise auf einen vom Menschen verursachten Klimawandel nicht entkräften lassen, so wird dieser marktbierte Mechanismus sicherlich auch in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen.

Quellen

Anonym (2000)

Premiere: Gewerbetreibende kaufte Umweltzertifikate
in: energie & markt 4/2000

BP, <http://www.bp.com>

Brockmann, K. L.; Stronzik, M.; Bergmann, H. (1999)

Emissionsrechtehandel – eine neue Perspektive für die deutsche Klimapolitik nach Kyoto,
Heidelberg

DEA (1999)

THE ELECTRICITY REFORM – Agreement between the Danish Government, the Liberal
Party, the Conservative Party, the Socialist People's Party and the Christian People's Party on
a legislative reform of the electricity sector,
Danish Energy Agency, Copenhagen

DEFRA, Department for Environment, Food and Rural Affairs,

<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/index.htm>

ECN (2001)

The Interaction of Tradable Instruments in Renewable Energy and ClimateChange Markets –
Final Report, ECN-C—01-048, December 2001

Endres, Alfred (2000)

Umweltökonomie, Stuttgart

Grohmann; Wolf-Rüdiger (2001)

Climate Change, Presentation held September 26, 2001,
zugänglich:

http://www.hwwa.de/Projects/Res_Programmes/RP/Klimapolitik/Papers%20Workshop/Grohmann_PPT.pdf

Groscurth, Helmuth; Beeck, Hauke; Zisler, Stefan (2000)

Erneuerbare Energien im liberalisierten Markt
in: Electricitätswirtschaft Jg 99 (2000) H. 24, S. 26-32

HEW et al (2002)

Ergebnisse des Hamburger CO₂-Wettbewerbs,
Presseerklärung, 5. Juni 2002

HEW et al (2001)

Wettbewerb zur kosteneffizienten CO₂-Reduktion in Industrie und Gewerbe, Presseerklärung,
22. August 2001

Kindermann, Klemens (2000)

HEW ist Vorreiter beim Emissionshandel in: Handelsblatt (Düsseldorf) 15.8.2000

Michaelowa, Axel (2001)

Rio, Kyoto, Marrakesh – groundrules for the global climate policy regime, HWWA
Diskussionspapier Nr. 152. <http://www.hwwa.de/climate.htm>

Morthorst, P.E. (2001)

Interactions of a tradable green certificate market with a tradable permits market in: Energy
Policy 29 (2001) 345-353

Queen (1999) Act on CO₂ Quotas for Electricity Production,

<http://www.ens.dk/graphics/publikationer/laws/actonco2quotaforelectricityproduction.pdf>,
accessed: September 2, 2002

PCF PrototypeCarbonFund, <http://www.prototypecarbonfund.org>

Pedersen, Sigurd Lauge (2000)

The Danish CO₂ Emissions Trading System, in: RECIEL 9 (3) 2000, pp. 223-231.

RECS, *Renewable Energy Certificate System*, <http://www.recs.org>

Senter, <http://www.carboncredits.nl>

Weber, Jörg (2000)

Rückenwind für Handel mit dicker Luft in: VDI-Nachrichten (Düsseldorf) 22.9.2000

**CHANCEN UND RISIKEN DER IMPLEMENTIERUNG DES KYOTO-PROTOKOLLS
- INTERNATIONALER KLIMASCHUTZ NACH DEM KLIMAGIPFEL VON
MARRAKESCH**

Manfred Treber
GERMANWATCH

Sehr geehrte Damen und Herren,
nachdem im letzten Jahr der Vortrag meines Kollegen Christoph Bals eine strategische Analyse des Klimaprozesses zum Inhalt hatte, werde ich in meinem Beitrag auf die drei Teile 1. Spannungsgeladener Verlaufsbericht der Vorgänge des letzten Jahres, 2. Inhalte der erzielten Vereinbarungen zur Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls sowie 3. Ausblick in die Zukunft eingehen.

1. Entwicklung seit Den Haag

Auf dem Klimagipfel in Den Haag (COP 6¹: 13.-24. November 2000) hätte über zentrale Regelungen des Designs des internationalen Klimaschutzes in diesem Jahrhundert entschieden werden sollen. Doch dieser Gipfel scheiterte. Man konnte sich lediglich darauf einigen, einen zweiten Versuch – angesetzt war Ende Mai 2001 – zu wagen.

Nach dem gescheiterten Gipfel von Den Haag kam das Kyoto-Protokoll, welches das wichtigste und lebendigste Ergebnis des Erdgipfels in Rio (1992) darstellt, bildlich gesprochen erst einmal ins Krankenhaus.

Auch verschiedene Treffen auf Beamtenebene im Dezember 2000 konnten keine weitere Annäherung der Positionen der Staaten bringen.

Die neue US-Administration äußerte die Bitte, den zweiten Teil von COP 6 (genannt COP 6bis) von Mai auf Juli 2001 zu verschieben, da sie genügend Zeit bräuchte, um sich ihre Position zum Klimaschutz zu bilden.

Mitte Februar 2001 ging die internationale Staatengemeinschaft auf die Bitte eines einzelnen Staates zur Verschiebung von COP 6bis ein. Dies bedeutete gleichzeitig, dass die Europäische Position von der in der zweiten Jahreshälfte 2001 vorstehenden belgischen Ratspräsidentschaft vertreten werden würde, was sich als Glücksfall herausstellen sollte.

¹ COP steht für „Conference of the Parties“, d.h. Vertragsstaatenkonferenz

Vom 2. bis 4. März 2001 fand in Triest das Treffen der G-8 Umweltminister statt, wobei der Fortgang der Verhandlungen um das Klimaprotokoll einer von drei zentralen Punkten war. Man stimmte darin überein, Konsens über die offenen Punkte des Kyoto-Protokolls erzielen zu wollen. Die USA wurden durch die neue Chefin der US-Umweltbehörde (EPA) Christine Todd Whitman vertreten. Sie gab ausdrücklich kund, dass der laufende US-Review zur Klimapolitik nicht bedeuten würde, dass sich die USA vom Kyoto-Prozess abwendete.

Doch kurz danach verübte US-Präsident G.W. Bush (G.W. steht entgegen Gerüchten nicht für „Global Warming“) im Widerspruch dazu ein Attentat auf das daniederliegende Protokoll. Am 13. März 2001 schrieb er in einem Brief an vier US-Senatoren „As you know, I oppose the Kyoto Protocol ...“. Doch dieses wirkte entgegen Bushs Erwartungen auf den Kranken wie eine Schocktherapie. Die ganze Welt stand auf und sorgte sich um den Patienten.

Eine intensive Diplomatie, die hier wegen ihres Umfangs in ihren vielfältigen Anstrengungen nicht nachgezeichnet werden kann, setzte ein. Sie reichte bis in die Ebene der Regierungschefs. Internationaler Klimaschutz erlebte eine vorher noch nicht gekannte politische Aufwertung. Befassten sich normalerweise lediglich hochrangige Beamte mit dieser Thematik – mit der jährlich einmal eintretenden Ausnahme, dass anlässlich des Klimagipfels² (meist Umwelt-) Minister zusammentrafen – war Klimaschutz plötzlich einer der wichtigen Punkte auf der Tagesordnung bei Treffen von Regierungschefs geworden, und er stellte mehrfach die alleinige Schlagzeile auf der ersten Seite renommierter Tageszeitungen dar.

Wie konnte vermieden werden, dass die Ablehnung durch den US-Präsidenten zum Scheitern des Klimaprozesses führt, womit 10 Jahre großer Anstrengungen auf der internationalen Verhandlungsebene entwertet worden wären, und eine ähnliche Zeitspanne in der Zukunft bis zum nächsten Versuch verloren ginge?

Der Europäischen Union unter der schwedischen Ratspräsidentschaft gelang es auf dem EU-Gipfel in Göteborg im Juni 2001, dem als Gast hinzukommenden Präsidenten Bush das Versprechen abzurufen, den Verhandlungsprozess um das Kyoto-Protokoll nicht zu blockieren. Was allerdings nicht hieß, dass die USA nicht weiter Einfluss zu nehmen versuchten. Die Aussage des US-Präsidenten betraf lediglich den Verhandlungsprozess. Seitens des Weißen Hauses gab es auf diplomatischer Ebene durch die US-Botschaften in befreundeten Staaten jede Menge Interventionen, um diese von der Unterstützung des Protokolls abzubringen.

Die lange offene Position Japans ist hierfür ein Beispiel. Japan betonte monatelang gebetsmühenhaft, sie wollten ein Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Jahr 2002, aber mit der Beteiligung der USA. Zu diesem Zeitpunkt war längst klar, dass beides zugleich offensichtlich nicht erfüllbar war. Symbolisch dafür ist die auf eine Schlüsselszene des Western „High Noon“ (1952) verweisende wörtliche Antwort des japanischen Premierministers Koizumi auf

² d.h. formal: der Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention

einer Pressekonferenz am 2. Juli 2001 zur Frage nach der japanischen Position: „Ich weiß noch nicht, was ich tun werde, aber eines weiß ich: Ich werde das Richtige tun“.

Begleitend zu dem beschriebenen politischen Ablauf wurden auf der den Klimaverhandlungsprozess unterstützenden wissenschaftlich-politischen Ebene zentrale Berichte nach jahrelanger Arbeit verabschiedet. Sie bestätigten die durch die Klimaänderung zu erwartenden Risiken und stellten dar, dass Fortschritte bei der Entwicklung von Techniken zur Reduktion der Treibhausgasemissionen stattfänden, die diese kostengünstiger machen.

Die drei Arbeitsgruppen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), der weltweit höchsten Autorität in Klimafragen, verabschiedeten Anfang 2001 ihre Berichtsteile für den Dritten Sachstandsbericht (Third Assessment Report-TAR) des IPCC: Die AG I [Science] in Shanghai, China, im Januar 2001, die AG II [Impacts, Adaptation] in Genf im Februar 2001 und die AG III [Mitigation] in Accra, Ghana, im März 2001 – dies war pikanterweise der Zeitpunkt, als sich die USA vom Kyoto-Protokoll lossagten.

Die Aussagen des TAR können von politischer Seite als eindringlicher Appell für weitergehendes Handeln im Klimaschutz interpretiert werden.

Mitte Mai 2001 hat die Royal Society des Vereinigten Königreichs zusammen mit den führenden wissenschaftlichen Akademien aus 16 anderen Ländern (u.a. aus Australien, Brasilien, China, Deutschland, Frankreich, Kanada, Malaysia und Schweden) eine gemeinsame Stellungnahme zur Klimaänderung herausgegeben, in der dem IPCC seine Unterstützung zugesichert wird. Der Politik wird nahegelegt, einen kleinen, aber wesentlichen ersten Schritt in Richtung Stabilisierung der atmosphärischen Treibhausgaskonzentrationen zu gehen und das Kyoto-Protokoll zu ratifizieren.

Diese Entwicklung auf wissenschaftlicher Ebene war offensichtlich schlecht mit der klimapolitischen Wende in den USA vereinbar, so dass Präsident Bush der National Academy of Sciences (NAS) übertrug zu prüfen, inwiefern es sich beim TAR um solide Wissenschaft handele. Anfang Juni 2001 schloss die NAS die Prüfung der Ergebnisse des TAR ab. Sie bestätigte dessen Aussagen weitgehend.

Der Klimagipfel im Juli in Bonn (16. – 27. Juli 2001) erzielte am Morgen des 23. Juli mit den „Bonn Agreements“³ einen von vielen nicht mehr erwarteten Konsens unter den anwesenden Ministern, der als „historischer Durchbruch mit erbärmlichen Zielen“ charakterisiert werden kann.

Historisch, weil die Alternative dazu war, dass der Kyoto-Prozess kollabiert wäre und viele Jahre, wenn nicht sogar ein Jahrzehnt im internationalen Klimaschutz verloren gewesen wä-

³ wie dies zustande kam, siehe www.germanwatch.org/rio/c6b-kber.htm

ren. Erbärmlich sind die vereinbarten Ziele gemessen an dem, was die Klimakonvention in Artikel 2 als ihr Ziel formuliert, und zudem wurden auf COP 6bis noch weitere Zugeständnisse an die üblichen Verdächtigen (das sind vor allem Japan, Australien, Kanada und Russland) gemacht, damit die zustimmen.

Anders ausgedrückt: Der Erfolg von Bonn besteht nicht in den vereinbarten Emissionsbegrenzungen für die Industrieländer. Diese waren schon in Kyoto mit 5,2 % Reduktion nicht den Notwendigkeiten angemessen. Die in Bonn den Japanern und Russen – ihr Mitziehen ist für das Inkrafttreten des Protokolls unabdingbar – eingeräumten Konzessionen haben diesen Wert noch stärker verwässert (was aber selbstverständlich immer noch eine Reduktion gegenüber dem Weiter-so-wie-bisher ist). In Bonn wurde die Architektur des internationalen Klimaregimes für die nächsten Jahrzehnte vereinbart.

Die „Bonn Agreements“ sind eine 14-seitige politische Vereinbarung über Entwicklungsländer-Anliegen, Kyoto-Mechanismen, Senken und Erfüllungskontrolle.

Sie kamen formal dadurch zustande, dass sich 178 Länder für die Vereinbarung aussprachen. Ein Staat – er umfasst weniger als 5 % der Weltbevölkerung, ist aber nicht der Unwichtigste – war dagegen, hat den Konsens allerdings nicht blockiert. Der Schurkenstaaten gibt es bekanntermaßen viele, aber ausgeprägte klimapolitische Schurkenstaaten gibt es damit nur noch einen. Allerdings ist es der, der mit Abstand das Klima am stärksten belastet. Doch nicht ausgeschlossen ist, dass auch dieser mittelfristig noch einlenken wird.

Die Bonner Vereinbarung ist ein Sieg des Multilateralismus gegenüber dem isolationistischen Gebaren des Hegemons. Sie stärkt das UN-System, das sich als Instanz für Verhandlungen zum Schutz globaler Güter bewährt hat.

Das Kyoto-Protokoll war damit nach langem und zähen Ringen wieder wohlauf und gesund. Der Kyoto-Express nach Marrakesch hatte in Bonn also schon richtig Fahrt aufgenommen.

Der Klimagipfel in Marrakesch (COP 7, 29. Oktober - 9. November 2001) hatte den Auftrag, die 14-seitige politische Vereinbarung von Bonn in – wie sich später herausstellen sollte – 200 Seiten juristischen Text zu „übersetzen“. Dies gelang⁴, neu aufgetretene Schwierigkeiten bei Berichterstattung, Überprüfung der Inventare konnten überwunden werden. Allerdings musste in der letzten Nacht erpresserisch zu nennenden Forderungen Kanadas und Russlands nachgegeben werden, und so wurden die Reduktionsziele weiter abgeschwächt. Insbesondere Russland nutzte seine Verhandlungsmacht schamlos aus und beharrte darauf, in seiner Bilanz jährlich noch zusätzliche 16 Mio t Kohlenstoff aus dem Senkenbereich anrechnen zu können. Die Verhandlungsmacht begründet sich in der Marke von 55 %, die nach dem Ausklinken der USA ohne Russland nicht erreicht werden können: erst wenn 55 Staaten das Protokoll ratifi-

⁴ vgl. www.germanwatch.org/rio/c7-kber.htm

ziert haben und dadurch 55 % der Industrieländer-Emissionen von 1990 abgedeckt sind, kann es in Kraft treten.

Das erzielte Ergebnis besteht aus 24 COP-decisions und erhielt den Namen die „Marrakesch Accords“.

Damit konnte ein Schlusstrich unter 10 Jahre internationaler Verhandlungen auf UN-Ebene (d.h. Konsensprinzip bei Beteiligung Aller) gezogen werden. Lediglich ein Staat ging auf dem langen Weg, der von Rio de Janeiro über Berlin, Genf nach Kyoto führte und dann über Buenos Aires, Bonn, Den Haag, wiederum Bonn schließlich in Marrakesch sein Ziel erreichte, auf der Schlussgeraden verloren.

2. Inhalte der erzielten Vereinbarungen zur Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls

Das zentrale Ergebnis der gesamten COP 6 ist zweifelsohne die "Bonner Vereinbarung zur Implementierung des Aktionsplans von Buenos Aires" (Entscheidung 5/CP.6), die die Minister am 23. Juli 2001 morgens verabschiedeten und die formal am 24. Juli abends nach der Übersetzung in alle UN-Sprachen von der COP angenommen wurde.

2.1 Inhalte der Bonn Agreements

Die Bonner Vereinbarung besteht aus den vier inhaltlichen Blöcken

- a) Finanzierung und weitere Anliegen von Entwicklungsländern
- b) Kyoto-Mechanismen
- c) Senken im Kyoto-Protokoll
- d) Erfüllungskontrolle im Kyoto-Protokoll

2.1.a Finanzierung und weitere Anliegen von Entwicklungsländern

In diesem Block wurden die offenen Fragen gelöst und alle Beschlussentwürfe verabschiedet. Sie besagen, dass unter der Klimarahmenkonvention zwei neue Fonds eingerichtet werden: Ein besonderer Fonds zur Klimaänderung und ein Fonds für am wenigsten entwickelte Länder. Letzterer soll u.a. nationale Pläne für Anpassungsmaßnahmen gegenüber der Klimaänderung finanzieren. Unter dem Kyoto-Protokoll arbeitet der neue Kyoto-Protokoll-Anpassungs-Fonds.

Separat zur Bonner Vereinbarung stellten die EU, Kanada, Japan und andere in Aussicht, jährlich etwa eine halbe Milliarde US \$ zusätzliches Geld bereit zu stellen.

Weitere Vereinbarungen gab es zu Technologie Transfer (hierzu wird eine Expertengruppe eingerichtet) und über Verfahren, wie mit Ländern, die besonders von den nachteiligen Folgen des Klimawandels betroffen sind (hierzu zählt auch Saudi Arabien, das fürchtet, weniger Öl verkaufen zu können), umgegangen wird.

2.1.b Kyoto-Mechanismen

Bei den Kyoto-Mechanismen (Emissionshandel und projektbezogene Emissionsreduktionen im Rahmen von JI oder CDM) wird vorab gesondert festgestellt, dass die Vertragsstaaten in signifikantem Umfang Maßnahmen "zu Hause" durchführen sollten mit der Perspektive, die Emissionen solcherart zu reduzieren, dass die Werte der Pro-Kopf-Emissionen von Entwicklungs- und Industrieländern sich annähern.

Die Beteiligung an Transaktionen mit den Kyoto-Mechanismen wird an das Vorliegen eines nationalen Treibhausgasinventars sowie an das Akzeptieren der Erfüllungskontrolle geknüpft.

Sowohl Joint Implementation als auch Clean Development Mechanism-Projekte sollen keine Atomkraftwerke umfassen. Die Mittel für CDM-Projekte dürfen nicht aus dem bisherigen Etatumfang der Entwicklungszusammenarbeit stammen. 2 % des Volumens der CDM-Projekte werden für Maßnahmen in Entwicklungsländern verwandt, die besonders verwundbar gegenüber der Klimaänderung sind. Um einen schnellen Beginn des CDM zu ermöglichen, soll der Exekutivrat des CDM, auf dessen geographische Zusammensetzung man sich in Bonn einigte, in Marrakesch gewählt werden. Dieser soll bis COP 8 vereinfachte Verfahren für kleine CDM-Projekte empfehlen.

In der ersten Verpflichtungsperiode werden als Senkenaktivitäten im CDM lediglich Aufforstung und Wiederaufforstung anerkannt.

2.1.c Senken im Kyoto-Protokoll

Bei den Senken wurde beschlossen, die Aktivitäten in diesem Bereich auf der Basis von solider Wissenschaft durchzuführen. Die bloße Präsenz von Wäldern soll nicht in die Emissionsbilanzen einbezogen werden. Biodiversitätsbelange sollen berücksichtigt werden. Menschverursachte Effekte auf die Senken (wie die von CO₂-Düngung oder der erhöhten Stickoxidkonzentrationen) werden nicht angerechnet.

Unter Art. 3.4 werden Wald-, Landwirtschafts- und Weidemanagement und Begrünung als Aktivitäten zugelassen. Die Flächen, die angerechnet werden sollen, müssen vorher benannt werden und sind damit für die gesamte erste Verpflichtungsperiode festgelegt.

Die Reduktionsmenge, die über Waldmanagement angerechnet werden kann, wird für jedes Land einzeln aufgeführt. Senkenaktivitäten im CDM werden in der ersten Verpflichtungsperiode auf 1 % der Emissionen des Basisjahres begrenzt.

2.1.d Erfüllungskontrolle im Kyoto-Protokoll

Die Erfüllungskontrolle wird in zwei Verfahrensschritte unterteilt.

Der Unterstützungssektor ("facilitative branch") soll früh anzeigen, wenn ein Staat Gefahr läuft, seine Reduktionsziele nicht erreichen zu können oder seinen Berichtspflichten über die Treibhausgasemissionen nicht nachkommt.

Der Erzwingungssektor ("enforcement branch") soll dafür sorgen, dass die Nichterfüllung von Verpflichtungen unter Erhalt der Umweltintegrität rückgängig gemacht wird.

Er kann dabei als Konsequenz androhen, dass

- bei Nichterfüllung das 1,3 fache der nicht erfüllten Reduktionen später – d.h. in der folgenden Verpflichtungsperiode – erbracht werden muss
- vom betroffenen Staat ein Aktionsplan erstellt werden muss, der vom Erzwingungssektor überprüft wird und der Maßnahmen (mit Priorität auf die Umsetzung "zu Hause") aufführt, wie in den folgenden Verpflichtungsperioden die Reduktionsziele eingehalten werden
- der betroffene Staat die Teilnahmevoraussetzung für den Emissionshandel verliert.

Wehrt sich ein Staat gegen die Entscheidungen des Erzwingungssektors, können diese mit Drei-Viertel Mehrheit in der COPmOP (das ist die Vertragsstaatenkonferenz des Protokolls) aufgehoben werden.

Beide Sektoren setzen sich aus jeweils einem Mitglied der fünf Regionen der UN, aus einem der AOSIS-Gruppe sowie aus je zwei weiteren Mitgliedern von Annex I und Nicht-Annex-I Staaten zusammen. Entscheidungen sollen im Konsens gefällt werden, und falls dies nicht möglich ist, mindestens mit einer Drei-Viertel Mehrheit. Entscheidungen des Erzwingungssektors benötigen zudem eine doppelte Mehrheit sowohl der Annex I und Nicht-Annex-Staaten.

2.2 Schwachpunkte des Protokolls

Die Marrakesch Accords weichen inhaltlich bis auf die erwähnte Konzession an Russland nicht von den in den Bonn Agreements festgeschriebenen Vereinbarungen ab. Durch sie wurden die Ausführungsbestimmungen des Kyoto-Protokolls weitgehend festgeschrieben. Dadurch sind Schlupflöcher ins System eingebaut, die die ökologische Integrität des Abkom-

mens in großem Ausmaß einschränken, wenn sie in vollem Maß ausgeschöpft werden. Es ist u.a. die Aufgabe der Zivilgesellschaft, darauf zu pochen, dass dies in möglichst geringem Umfang geschieht und die Schlupflöcher sukzessive beseitigt werden.

Die Schlupflöcher sind nicht versehentlich entstanden, sondern das Ergebnis gezielter und harter, teilweise bis an die Schmerzgrenze reichender und manchmal auch erpresserischer Verhandlungen vor allem der "üblichen vier Verdächtigen" (Russland, Kanada, Japan, und Australien). Weiter unten wird näher darauf eingegangen, wo sich die Schlupflöcher befinden und wie sie möglicherweise gestopft werden können.

Das größte Schlupfloch allerdings ist kaum reparierbar. Das sind die USA bzw. ihre gegenwärtige Weigerung, Verantwortung beim internationalen Klimaschutz zu übernehmen, indem sie, obwohl Unterzeichner des Kyoto-Protokolls, die darin stehenden Verpflichtungen nicht ratifizieren und umsetzen wollen. Damit verpassen sie sowohl die Chance, bei der Entwicklung zukunftsfähiger Technologien in der Spitzengruppe mit dabei zu sein als auch, ihre Abhängigkeit von preiswerten fossilen Energieträgern zu senken. Diese sind – zumal in den USA – vor allem deshalb so preiswert, weil die externen Kosten, die sie verursachen, weitgehend nicht internalisiert sind. Sollte sich die USA bis zum Ende der ersten Verpflichtungsperiode (2012) weiterhin gegen die Übernahme von Verantwortung sperren und ihre gegenwärtigen Planungen zur Erschließung und Nutzung weiterer fossiler Energien umsetzen, hieße das, dass allein dadurch die Emissionen der Industrieländer in diesem Zeitraum nicht wie ursprünglich vorgesehen um 5 % sinken würden, sondern sie würden um über 5 % steigen! Den größten Anreiz für die USA – vor allem für die US-Industrie – würde wohl die Etablierung eines internationalen Emissionshandelssystems bilden. Auch deshalb kommt der Durchsetzung eines EU-weiten Emissionshandels große Bedeutung zu.

Gar nicht quantitativ berücksichtigt ist im Kyoto-Protokoll eine weitere Emissionsquelle mit – trotz der schrecklichen Terroranschläge vom 11.9.2001 – stark zunehmendem Ausstoß: Der internationale Flugverkehr. Wie die (finnische) Ratspräsidentschaft der EU auf dem Bonner Klimagipfel im November 1999 feststellte, würde die Zunahme der Treibhausgasemissionen infolge des Wachstums des internationalen Flugverkehrs bis zum Ende der ersten Verpflichtungsperiode die durch das Kyoto-Protokoll angestrebte 5 %ige Emissionsreduktion der Industrieländer zur Hälfte zunichte machen, wenn keine weiteren Maßnahmen ergriffen würden. Doch obwohl dies bei den Klimaverhandlungen präsentiert wurde und obwohl die UN-Sonderorganisation für Zivilluftfahrt ICAO (International Civil Aviation Organisation) sich um dieses Thema laut Kyoto-Protokoll kümmern soll, hat diese bisher keine konkreten Vorschläge vorgelegt – geschweige denn Beschlüsse gefasst, wie dieses Problem anzugehen sei.

Weitere Schwachpunkte des Protokolls liegen in der – allerdings mengenmäßig begrenzten – Aufnahme von Senkenprojekten in den Clean Development Mechanism, in einer wenig anspruchsvollen Berichtspflicht bezüglich Senken in der ersten Verpflichtungsperiode sowie in

einem zu großen Zugeständnis an Russland bezüglich dessen anrechenbarer Senken. Sie liegen außerdem im nicht-hinreichenden Ausschluss der Übertragung von "Senken-Guthaben" in die zweite Verpflichtungsperiode und im Fehlen einer Begrenzung der "Hot Air". Diese und weitere Streitpunkte des Protokolls werden in den folgenden Abschnitten ausführlicher als oben skizziert behandelt.

2.3 Generelle Fragen der Kyoto-Mechanismen

Zu den Kyoto-Mechanismen zählen der Emissionshandel (Emissions Trading) sowie die projektbezogenen Instrumente JI (Joint Implementation) und CDM (Clean Development Mechanism). In den entsprechenden Artikeln des Kyoto-Protokolls wird vorab gesondert festgestellt, dass die Vertragsstaaten in signifikantem Umfang Maßnahmen "zu Hause" durchführen sollten mit der Perspektive, die Emissionen solcherart zu reduzieren, dass die Werte der Pro-Kopf-Emissionen von Entwicklungs- und Industrieländern sich annähern.

2.3.a Emissionshandel

Nach den Ergebnissen von Marrakesch ist das Vorliegen eines korrekten Treibhausinventars (abgesehen von Einschränkungen bei den Senken) Voraussetzung für die Teilnahme an den Mechanismen. Für die Buchhaltung der Emissionen – jede Tonne bekommt eine Identifikationsnummer, die ihre Geschichte zurückverfolgen lässt – wurde mit der sogenannten RMU (Removal Unit) eine weitere Kategorie eingeführt, die Emissionen kennzeichnet, in diesem Fall die von Senkenprojekten. Nicht benötigte Emissionserlaubnisse aus der ersten Verpflichtungsperiode können auf die zweite übertragen werden. Davon sind allerdings RMUs ausgeschlossen, und ERUs (Emission Reduction Units von JI-Projekten) und CERs (Certified Emission Reductions aus CDM-Projekten) können jeweils nur bis zu 2,5 % der Ausgangs-AAUs (Assigned Amount Units; sie geben die Menge an, die insgesamt emittiert werden darf) auf die nächste Periode übertragen werden

Allerdings kann dies theoretisch umgangen werden, indem die nicht-übertragbaren Einheiten in der ersten Verpflichtungsperiode "verbraucht" und die übertragbaren Einheiten übertragen werden. Es liegt an der Zivilgesellschaft, genügend Druck aufzubauen, dass ein solcher Verstoß gegen den Geist von Kyoto nicht tatsächlich durchgeführt wird.

In Marrakesch wurde vereinbart, wie verhindert werden kann, dass Länder zu viele Emissionen verkaufen, so dass sie am Schluss der Verpflichtungsperiode ihr eigenes Ziel nicht erfüllen können. So wurde die Reservehaltung für die erste Verpflichtungsperiode (Commitment Period Reserve – CPR) auf 90 % der einem Staat zugestandenen Emissionserlaubnisse oder das Fünffache der Emissionen des Vorjahres (je nachdem was niedriger ist) festgesetzt. Das

Einhalten dieser Vorgabe ist durch das sogenannte "transaction log" operationalisiert.

Im Jahr 2005 soll von den Staaten darüber berichtet werden, welchen nachweisbaren Fortschritt im Klimaschutz sie bis zu diesem Jahr erzielt haben. In den Ausführungsbestimmungen von Art. 7 des Protokolls ist dies operationalisiert.

2.3.b Clean Development Mechanism

Im Rahmen des Clean Development Mechanism (CDM) ist es möglich, dass Industrieländer – oder Akteure aus diesen Ländern – Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern durchführen und sich die hierdurch eingesparten Kontingente für ihr eigenes Emissionsziel gutschreiben lassen. Dies kann bedeuten, dass mehr und effizientere Klimaschutztechnologien in Entwicklungsländer geliefert werden. Problematisch wird hier allerdings die Frage, ob es sich um ein Projekt handelt, das ohnehin durchgeführt worden wäre, oder um ein aus Klimaschutzgründen durchgeführtes zusätzliches Projekt. Welches Referenzszenario ("Baseline") mit wie viel zu erwartendem technischen Fortschritt legt man zugrunde, um zu berechnen, wie viel weniger Klimaschutz das Investorland zu Hause zu leisten hat? Wichtig ist hier jedenfalls die Einführung eines von vornherein bekannten, sich automatisch dynamisch anpassenden Referenzfalles, um dem zu erwartenden technischen Fortschritt Rechnung zu tragen. Es muss verhindert werden, dass sich Industriestaaten den in Entwicklungsländerprojekten ohnehin widerspiegelnden technischen Fortschritt von den Klimaschutzpflichten zuhause abziehen können.

Die Mittel für CDM-Projekte dürfen laut Beschluss nicht aus dem bisherigen Etatumfang der Entwicklungszusammenarbeit stammen. Zwei % des Volumens der CDM-Projekte werden für Maßnahmen in denjenigen Entwicklungsländern verwendet, die besonders verwundbar gegenüber der Klimaänderung sind.

In den Ergebnissen von Marrakesch konnte die Notwendigkeit der technologischen Zusätzlichkeit (d.h. dass im Projekt klimaschonendere Techniken eingesetzt werden als üblich) nicht zufriedenstellend festgeschrieben werden. Viele Entscheidungen zu den Projekten fällt dem 10-köpfigen Exekutivrat des CDM (Vorsitz: John Ashe, Barbados) zu, der in Marrakesch gewählt wurde. Die Aussagen zum Basisfall bei CDM-Projekten lassen den Beteiligten große Spielräume (und auch bei JI-Projekten sind sie dürftig). Formal wird ein CDM-Projekt vom Exekutivrat akzeptiert. Dieser soll bis COP 8 auch vereinfachte Verfahren für kleine CDM-Projekte empfehlen.

Der Einbezug von Senken bei CDM-Projekten könnte zu einem beträchtlichen Schlupfloch werden. Da Entwicklungsländer keine Reduktionsverpflichtungen haben, könnte es möglich sein, an einer Stelle in einem CDM-Projekt Wälder zu pflanzen (und sich gutschreiben zu lassen), aber im großen Teil des Landes Riesenflächen an Regenwald abzuholzen. Und wie ist

die Dauerhaftigkeit zu schützen in Ländern, in denen die Landrechte ungeklärt sind, d.h. wer kann garantieren, dass die im Rahmen des CDM gepflanzten Wälder in 50 oder 100 Jahren noch stehen? Sollen Wälder gegen ihre indigenen Bewohner "geschützt" werden? Oder kann es passieren, dass diese plötzlich statt in langsam wachsenden Regenwäldern in schnell wachsenden Eukalyptusplantagen leben müssen?

Trotz dieser ungelösten Probleme sind in Marrakesch in der ersten Verpflichtungsperiode Senken im Rahmen des CDM zugelassen worden. In der ersten Verpflichtungsperiode werden als Senkenaktivitäten im CDM allerdings lediglich Aufforstung und Wiederaufforstung anerkannt, nicht jedoch bloßer Waldschutz. Immerhin wurde erreicht, dass die Möglichkeit, sich solche CDM-Senken-Projekte anrechnen zu lassen, deutlich reduziert wurde. Senkenaktivitäten im CDM werden in der ersten Verpflichtungsperiode auf 1 % der Emissionen des Basisjahres begrenzt. Die Reduktionsmenge, die über Waldmanagement angerechnet werden kann, wird für jedes Land einzeln aufgeführt. Das Nebenorgan SBSTA soll methodische Fragen weiter untersuchen mit dem Ziel, dass auf COP 9 dazu eine Entscheidung gefällt werden kann. GERMANWATCH fordert die deutsche Bundesregierung zudem auf, sich öffentlich zu verpflichten, dass von deutscher Seite keine Senkenprojekte im Rahmen des CDM angerechnet werden.

Atomkraft im CDM

Würde man es erlauben, dass der Export von Kernkraftwerken im Rahmen des CDM als Klimaschutzmaßnahme angerechnet werden kann, so hieße dies, den Teufel durch den Beelzebub auszutreiben, Klimarisiken durch atomare Risiken zu ersetzen. Die Regierungen können nicht erwarten, dass die Umweltverbände weltweit ein Klimaschutzabkommen unterstützen, das zum Atomexportabkommen mutiert.

Das Ergebnis von Marrakesch blieb auf dem Stand der Bonn Agreements, das bereits festlegte, dass die Vertragsstaaten in CDM- (und JI-)Projekten keine Atomkraftwerke zur Anwendung bringen sollen. Von der deutschen Regierung wird das so interpretiert, dass der Einsatz von Atomkraft im Rahmen des CDM ausgeschlossen ist.

Heiße Luft (Hot Air)

Russland und andere osteuropäische Transformationsländer haben in Kyoto Emissionsverpflichtungen zugestimmt, die sie ohne zusätzliche Klimaschutzaktivitäten ohnehin erfüllen. Das nicht aufgebrauchte Budget – die "heiße Luft" – kann dann im Rahmen des Emissionshandels verkauft werden, anderswo muss deswegen weniger Klimaschutz gemacht werden. Für die Industrieländer, die ihre Emissionsverpflichtung verfehlen, heißt das: sie können diese

kostengünstig erreichen, indem die Regierungen bei den Transformationsländern "heiße Luft" einkaufen. Offensichtlich liegt hier einer der Webfehler des in Kyoto vereinbarten Abkommens. Es gilt zu verhindern, dass diese "heiße Luft" in großem Umfang in den internationalen Emissionshandel kommt.

Wegen des harten und unnachgiebigen Auftretens Russlands in Marrakesch ist es nicht gelungen, formal einen Passus bei den Kyoto-Mechanismen zu verankern, der das Nutzen von "heiße Luft" einschränkt. Dabei ist es hilfreich zu bemerken, dass das Ausnutzen der "heißen Luft" in den durch das Kyoto-Protokoll zu erzielenden Reduktionszahlen (Verminderung um 5,2 % für die Industrieländer) bereits einberechnet ist. Der Fortbestand der "heißen Luft" ist vor allem ein Problem, wenn die USA bei ihrer Nichtbeteiligung bleiben. Denn ihr Ausschöpfen birgt die Gefahr, dass Japan, Kanada und Australien, die bisher wenig Neigung zeigen, in ihren Ländern Klimaschutzmaßnahmen umzusetzen, sich lediglich der "heißen Luft" bedienen, um ihre Ziele zu erfüllen. Dabei würden die Mitteltransfers jedoch nicht in Klimaschutzmaßnahmen in anderen Ländern investiert, sondern vor allem nach Russland transferiert. Es gibt verschiedene Vorschläge, wie das Problem zumindest verringert werden kann.

Senken (Sinks)

Menschliche Aktivitäten können nicht nur den Ausstoß von Treibhausgasen bewirken, sondern auch das Gegenteil, wenn sogenannte CO₂-Senken geschaffen werden. So wird z.B. durch das Anlegen von Wäldern CO₂ im Holz der Bäume gespeichert. Jeder am Klimaschutz Interessierte wird es begrüßen, wenn weniger Wälder gerodet und mehr artenreiche Wälder angelegt werden. Problematisch ist allerdings, dass gemäß Kyoto-Protokoll prinzipiell Waldaktivitäten gegen Emissionsminderungen gegengerechnet werden können. Wer mehr Waldausweitung betreibt, muss weniger Emissionen reduzieren. Und hier beginnen die Probleme. Wenn diese Anrechenmethoden unseriös ausgestaltet werden, kann dem Klima nur auf dem Papier, nicht aber in Wirklichkeit gedient sein.

So ist wissenschaftlich nicht gesichert, wie viel CO₂ von Wäldern (gerade auch im Erdboden) gebunden wird, ja: bei höheren Temperaturen können sie in vielen Regionen der Welt sogar wieder zu Nettoemissionsquellen werden.

Unklar ist, wie gesichert werden kann, dass der Kohlenstoff dauerhaft in Wäldern gebunden bleibt. Was passiert bei Waldbränden? Bleiben die Anrechnungen auf dem Papier bestehen, obwohl die Wälder abgebrannt sind?

Wie kann verhindert werden, dass im Namen des Klimaschutzes Wälder, die eine wichtige Rolle für die lokale Bevölkerung und für den Erhalt der Artenvielfalt spielen, durch schnellwachsende und lebensfeindliche Plantagen wie etwa Eukalyptus ersetzt werden?

Bei den Senken wurde schon in den Bonn Agreements festgehalten, die Aktivitäten in diesem Bereich auf der Basis von solider Wissenschaft durchzuführen. Die bloße Präsenz von Wäldern soll nicht in die Emissionsbilanzen einbezogen werden. Biodiversitätsbelange sollen berücksichtigt werden. Menschverursachte Effekte auf die Senken (wie die von CO₂-Düngung oder der erhöhten Stickoxidkonzentrationen) werden nicht angerechnet.

Unter Art. 3.4 werden Wald-, Landwirtschafts- und Weidemanagement und Begrünung als Aktivitäten zugelassen. Die Reduktionsmenge, die über Waldmanagement angerechnet werden kann, ist für jedes Land einzeln beschlossen worden. Senkenaktivitäten im CDM werden in der ersten Verpflichtungsperiode auf 1 % der Emissionen des Basisjahres begrenzt. Das Nebenorgan SBSTA soll methodische Fragen weiter untersuchen mit dem Ziel, dass auf COP 9 eine Entscheidung gefällt werden kann.

Neben der erwähnten Konzession an Russland wurden die Berichtspflichten in der ersten Verpflichtungsperiode auf Drängen Kanadas und Japans (die sich vermutlich die Option zum Erwerben preisgünstiger Emissionserlaubnisse aus Russland offen halten wollen) schwach angelegt. So führen Defizite bei den Inventaren der Biosphäre nicht automatisch zum Ausschluss von der Teilnahme bei den Kyoto-Mechanismen. Die Qualität des Senken-Inventars ist also nach den Beschlüssen von Marrakesch kein Kriterium für die Zulassung zum Emissionshandel.

Formal ist festgelegt, dass überzählig ausgestellte Gutschriften durch Senkenstärkung wieder gelöscht werden müssen, wenn sich dies am Ende der 1. Verpflichtungsperiode herausstellt. Doch steht zu befürchten, dass dies, wie oben beschrieben, durch einen Umtausch mit anderen Emissionserlaubnissen umgangen werden kann, sofern hier nicht nähere Regelungen getroffen werden.

Ein weiteres Ergebnis von COP 7 ist, dass die Flächen, die unter den Artikeln 3.3 und 3.4 des Protokolls zur Anwendung kommen, vor der ersten Verpflichtungsperiode bestimmt werden müssen. Sie liegen dann für die gesamte 1. Verpflichtungsperiode fest.

Flugverkehr

Die Treibhausgasemissionen des internationalen Flugverkehrs nahmen bis zum 11.9.2001 rapide zu und drohen, die Hälfte der im Kyoto-Protokoll beschlossenen Emissionsverringerungen zu kompensieren. Für diese Emissionen besteht bisher noch keine Verantwortlichkeit. Sie sind noch keinem Staat oder keiner Institution zugeordnet, so dass es folglich noch keine quantitativen Beschränkungen im Kioto-Protokoll für sie gibt.

Auf COP 7 stand die Behandlung der Emissionen aus dem internationalen Luft- und Seeverkehr auf der Tagesordnung. Die Diskussion war jedoch enttäuschend und entpuppte sich als

Trauerspiel. Es gelang nicht, den Stillstand der Verhandlungen diesbezüglich zu überwinden, weder bei den Klimaverhandlungen noch bei der ICAO (UN-Sonderorganisation für Zivilluftfahrt). Dies zeichnete sich bereits in der ICAO-Vollversammlung im September/Oktober 2001 ab, welche sich alle drei Jahre trifft.

Obwohl die EU in Marrakesch eine progressive Stellungnahme vorgelegt hatte, bezogen die USA (hier war sie im Gegensatz zu den meisten anderen Verhandlungen zu vernehmen), Saudi Arabien (für G77 und China), Japan und Kanada ablehnende Positionen. Sie blockierten jeden Fortschritt, so dass erneut nur eine nichtssagende Schlussfolgerung des Nebenorgans SBSTA zustande kam. Es gelang lediglich eine Einigung im Minimalkonsens, die darin besteht, dieses Thema in Zukunft weiter zu diskutieren. Allerorten herrscht große Ratlosigkeit, wie hier auf friedliche Weise Fortschritte erzielt werden können.

Um vollständigen Stillstand abzuwenden, sollte die Europäische Union vorangehen und im Alleingang eine Emissionsabgabe im Flugverkehr einführen. Voraussetzung dafür ist auch eine nationale Positionierung der einzelnen Mitgliedsstaaten.

2.4 Erfüllungskontrolle: Haftung und Sanktionen bei Nichterreichen der Ziele (Liability / Non-Compliance-Mechanismus)

Ein wichtiges Mittel um zu erreichen, dass die Vereinbarungen tatsächlich umgesetzt werden, sind Hilfsmaßnahmen und Sanktionen für Staaten, die ihre Pflichten nicht erfüllen. Die Geschichte der Klimarahmenkonvention hat gezeigt: ohne Unterstützung und Strafe kein ernsthafter Klimaschutz. So haben die meisten westlichen Industriestaaten das in Rio (rechtlich unverbindlich) gesetzte Ziel, ihre Emissionen bis zum Jahr 2000 auf das Niveau von 1990 zurückzuführen, nicht (oder eher zufällig) erreicht.

Deshalb ist zu klären, was passiert, wenn ein Land mehr Treibhausgase emittiert als ihm zugebilligt wurde. Das Kyoto-Protokoll muss Zähne, also verbindliche Konsequenzen haben.

Eng damit verbundene Fragen entstehen im Rahmen des Emissionshandels. Wie lässt sich vermeiden, dass ein "Vertragsbrecher" Kontingente verkauft, obwohl er seine eigenen Verpflichtungen gar nicht erfüllt hat? Und wer leistet die Wiedergutmachung, wenn dies doch geschieht? Muss der Nutzer haften, weil er eine Sorgfaltspflicht hat, nur seriöse Ware zu kaufen? Oder der Verkäufer (was für den Nutzer hieße, ohne Risiko billige, unseriöse Ware kaufen zu können)?

Die in Marrakesch erzielte Einigung zur Erfüllungskontrolle ist keineswegs unter die dort erzielten Schwachpunkte einzureihen. Es wurde Konsens über ein relativ starkes System erzielt, womit Neuland im Völkerrecht betreten wurde. Völkerrechtler sagen, der erzielte Kompro-

miss sei das stärkste System der Erfüllungskontrolle, das jemals im Umwelt-Völkerrecht erzielt wurde. Der Text zur Erfüllungskontrolle konnte, obwohl dabei völkerrechtlich weitgehendes Neuland betreten wurde, noch vor den Verhandlungen im Ministersegment verabschiedet werden.

Wie bereits in den Bonn Agreements vereinbart, wird die Erfüllungskontrolle in zwei Verfahrensschritte unterteilt. Die Inhalte werden an dieser Stelle nochmals wiederholt.

Der Unterstützungssektor ("facilitative branch") soll früh anzeigen, wenn ein Staat Gefahr läuft, seine Reduktionsziele nicht erreichen zu können oder seinen Berichtspflichten über die Treibhausgasemissionen nicht nachkommt. Der Erzwingungssektor ("enforcement branch") soll dafür sorgen, dass die Nichterfüllung von Verpflichtungen unter Erhalt der Umweltintegrität rückgängig gemacht wird. Er kann dabei als Konsequenz androhen, dass

- bei Nichterfüllung das 1,3 fache der nicht erfüllten Reduktionen später – d.h. in der folgenden Verpflichtungsperiode – zusätzlich zu den dann zu erbringenden Reduktionen erbracht werden muss
- vom betroffenen Staat ein Aktionsplan erstellt werden muss, der vom Erzwingungssektor überprüft wird und der Maßnahmen (mit Priorität auf der Umsetzung "zu Hause") aufführt, wie in den folgenden Verpflichtungsperioden die Reduktionsziele eingehalten werden
- der betroffene Staat die Teilnahmevoraussetzung für den Emissionshandel verliert.

Wehrt sich ein Staat gegen die Entscheidungen des Erzwingungssektors, können diese mit einer Drei-Viertel-Mehrheit in der CoPmOP (Vertragsstaatenkonferenz des Protokolls) aufgehoben werden.

Beide Sektoren setzen sich aus jeweils einem Mitglied der fünf Regionen der Vereinten Nationen, aus einem Mitglied der AOSIS (Gruppe der kleinen Inselstaaten) sowie aus je zwei weiteren Mitgliedern von Annex-I- und Nicht-Annex-I Staaten zusammen. Entscheidungen sollen im Konsens gefällt werden, und falls dies nicht möglich ist, mindestens mit einer Drei-Viertel-Mehrheit. Entscheidungen des Erzwingungssektors benötigen zudem eine doppelte Mehrheit sowohl der Annex-I- und Nicht-Annex-I-Staaten.

Der große strittige Punkt ist und bleibt die Frage, ob und inwieweit die Verpflichtungen, die unstrittig automatisch bei Nichterfüllung in Kraft treten, auch den formalen Status "rechtlich verbindlich" ("legally binding") erhalten sollen. Nach der Interpretation von deutschen Delegierten war die Frage der rechtlichen Verbindlichkeit in den Bonn Agreements nicht klar festgehalten worden, und auch Marrakesch brachte keine weitere Klarheit. Allerdings ist zu hin-

terfragen, was in Abwesenheit einer exekutiven Instanz der Unterschied zwischen "legally binding" und dem jetzt erreichten Status ist. COP/MOP 1 wird hierzu weitere Beschlüsse fassen.

Positiv am vereinbarten System der Erfüllungskontrolle ist, dass es viele Möglichkeiten für Öffentlichkeitsbeteiligung offen lässt. Die Prozesse sind weitgehend transparent.

2.5 Finanzierung und weitere Anliegen von Entwicklungsländern

Das in Marrakesch verabschiedete Ergebnis hierzu war bereits in Bonn (COP 6^{bis}) vollständig erzielt worden. Zu dieser Thematik wurden einerseits unter der Klimarahmenkonvention zwei neue Fonds eingerichtet: Ein besonderer Fonds zur Klimaänderung und ein Fonds für am wenigsten entwickelte Länder (LDC). Letzterer soll u.a. nationale Pläne für Anpassungsmaßnahmen gegenüber der Klimaänderung finanzieren.

Unter dem Kyoto-Protokoll arbeitet der neue Kyoto-Protokoll-Anpassungs-Fonds. Durch ihn sollen in Entwicklungsländern Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel unterstützt werden. Allerdings wird die Entscheidungsfindung unter diesem Fonds vorerst ohne die USA geschehen, da diese in den nächsten Jahren das Protokoll nicht ratifiziert haben wird.

Zusätzlich zur Bonner Vereinbarung stellten die EU, Kanada, Japan und andere in Aussicht, jährlich etwa eine halbe Milliarde US \$ zusätzliches Geld bereit zu stellen.

Weitere Vereinbarungen gab es (bereits in Bonn erzielt) zum Technologie-Transfer (hierzu ist eine Expertengruppe eingerichtet worden) und über Verfahren, wie mit Ländern, die besonders von den nachteiligen Folgen des Klimawandels betroffen sind, umgegangen wird (hierzu zählt auch Saudi Arabien, das fürchtet, weniger Öl verkaufen zu können).

3. Ausblick in die Zukunft

Zentrales nächstes Ziel ist die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch die Industrieländer, so dass bis zum Weltgipfel für Nachhaltige Entwicklung (WSSD) in Johannesburg („Rio+10“) September 2002 die notwendige Anzahl von Ratifizierungsurkunden vorliegt, damit das Protokoll in Kraft treten kann. Dafür ist es notwendig, dass Staaten mit mindestens 55 % der Industrieländer-CO₂-Emissionen des Jahres 1990 ratifiziert haben.

Wegen des Ausscherens der USA sind aus diesem Grund die Ratifikationen der EU, von Japan und von Russland unabdingbar. Hinsichtlich der Ratifizierung von Japan hielt Regierungschef Koizumi am 4. Februar 2002 eine Rede vor der Diet, dem japanischen Parlament,

in der er die baldige Ratifizierung ankündigte. Was die Europäische Union angeht, hat der EU-Umweltministerrat am 4. März 2002 die Ratifizierung beschlossen. Die Mitgliedsstaaten sollen bis zu 1. Juni 2002 die notwendigen Schritte vollzogen haben. Russland hinkt noch etwas hinterher, was nicht zuletzt dadurch bedingt ist, dass einige Wochen verstrichen sind, bis die mehr als 200 Seiten der Marrakesch Accords vom UN-Übersetzungsservice ins Russische übersetzt waren.

Bis März 2002 lagen 50 Ratifikationen des Kyoto-Protokolls vor, wobei diejenigen vom NAFTA-Mitglied Mexiko und von Südafrika die prominentesten waren.

Auch die Umsetzung des Protokolls hat bereits begonnen. Die EU-Kommission hat am 23. Oktober 2001, also noch vor COP 7, ein dreiteiliges "Ratifizierungspaket" zum Kyoto-Protokoll verabschiedet und an das EU-Parlament sowie an den Ministerrat weitergeleitet. Das Kyoto-Protokoll soll nicht nur ratifiziert, sondern im gleichen Zug sollen auch die auf EU-Ebene notwendigen Maßnahmen zu seiner Umsetzung beschlossen werden. Mit dem Aktionsplan der EU wird das Göteborg-Mandat der Europäischen Staats- und Regierungschefs vom Juni 2001 umgesetzt.

Das Paket beinhaltet einen Richtlinienvorschlag der EU-Kommission zum Emissionshandel. Dieser ist selbstverständlich konform mit dem Protokoll und ausgelegt für einen gemeinsamen Emissionsmarkt unter bis zu 30 Industrieländern. Er zielt auf die Emissionen von „großen Punktquellen“ (wie etwa Kraftwerke, Raffinerien) ab und bezieht damit knapp die Hälfte der Emissionen der EU ein. Da durch den Emissionshandel eine feste Obergrenze für Emissionen gesetzt wird, gab es anfangs starke Widerstände von Teilen der Wirtschaft. Es wird noch einige Zeit dauern, bis der Gesetzgebungsprozess abgeschlossen ist.

Am 14. Februar 2002 präsentierte US-Präsident Bush seine lange angekündigte "Alternative" zum Kyoto-Protokoll. Er kündigte rechtlich unverbindlich an, die Treibhausgasintensität (d.h. die Emissionen pro Einheit Bruttonationalprodukt) innerhalb der nächsten 10 Jahre um 18 % zu verringern, was nur knapp über dem liegt, was durch den ohnehin erfolgenden technischen Fortschritt allein zu erwarten ist. Absolut werden die US-Emissionen bis 2012 um weitere 10 % ansteigen, so dass sie dann um mehr als 30 % über den Vorgaben des Kyoto-Protokolls für die USA liegen.

Unter Klimagesichtspunkten ist der Bush-Plan völlig enttäuschend, da sich in den letzten 10 Jahren die Energieeffizienz in den USA in vergleichbarem Ausmaß wie jetzt angekündigt verbesserte und gleichzeitig ein deutliches Emissionswachstum zu verzeichnen war.

Die Führungsmacht mit doppelt so hohen Pro-Kopf-Emissionen wie Deutschland gibt sich also keine absoluten Ziele vor, sondern setzt mit der Kopplung an die Wirtschaftsleistung auf Losungen der 80er Jahre.

Im Rahmen der nächsten Klimaverhandlungen muss unbedingt verhindert werden, dass das US-Beispiel Schule macht und auch von anderen Industrieländern eine Absetzbewegung von absoluten Emissionszielen hin zu spezifischen Zielen einsetzt. Zudem macht gewisse Sorgen, dass sich dort – auch aufgrund der US-Positionierung – die Schwerpunkte weg von der Emissionsminderung („mitigation“) hin zur Anpassung an die Klimaänderung („adaptation“) verlagern könnten.

Statt solcher Ablenkungsmanöver sollte in der nächsten Runde der Klimaverhandlungen begonnen werden, ein anderes Ziel quantitativ zu formulieren: Nach der Verabschiedung des Dritten Sachstandsberichts des IPCC liegt genügend Wissen über die Folgen der Klimaänderung vor, um Art. 2 der Klimakonvention („prevent dangerous interference with the climate system“) mit Inhalt ausfüllen und zu operationalisieren.

Das bedeutet, dass zur Beantwortung der Frage „was ist „dangerous?“ die Unterstützung durch die Wissenschaft notwendig ist.

Es ist klarzustellen, dass die Antwort hierzu von der Politik kommen muss, dass jedoch zur Beratung, zur Konkretisierung der Folgen des Klimawandels die Wissenschaft eine wichtige Rolle einnehmen kann und muss.

Ein Schritt in diese Richtung könnte von einem Technical Paper des IPCC ausgehen, über dessen Ausgestaltung in Kürze diskutiert werden wird.

GERMANWATCH verfolgt diese Fragestellung bereits seit Beginn der Klimaverhandlungen und setzt sich – unter Anwendung des in Deutschland üblichen *Vorsorgeprinzips* (im Gegensatz zum im angelsächsischen Bereich verbreiteten utilitaristischen Denken mit stärkerer Betonung der Haftung) – für ein (ambitioniertes) Stabilisierungsniveau der CO₂-Konzentration zwischen 420 und 430 ppm ein.

Ein neuer Aspekt dabei, der neben den mannigfaltigen direkten Schäden der Auswirkungen des Klimawandels auf den Menschen ein weiteres Argument für eine weitgehende Beschränkung der Folgen des Klimawandels bildet, stammt aus dem TAR. Dort wird festgestellt, dass bei einer über ein Jahrtausend anhaltenden Temperaturerhöhung von 3 Grad ein vollständiges Abschmelzen des Grönlandeises mit einem Meeresspiegelanstieg von 7 m zu befürchten ist.

Gegenwärtig lebt etwa die Hälfte der Menschheit in Küstennähe, viele in Großstädten wie Hamburg, London, Amsterdam, New York, Buenos Aires, ..., und viele Kulturen sind dort entstanden oder haben sich dort niedergelassen. Ein Meeresspiegelanstieg von 7 m bedeutet, dass eine nicht stark gebremste Klimaänderung langfristig mit einem Versenken von denkmalgeschützten Bauten in großem Umfang einhergehen würde. Ohne ambitionierte Klimapolitik gehen wir sehenden Auges das Risiko der Zerstörung von Kulturgütern in einem

bisher nicht gekannten Ausmaß ein, der gegenüber die weltweit mit Empörung verfolgte Sprengung der Buddha-Statuen in Bamiyan – in den Worten des UNESCO-Generaldirektors Matsuura „ein Verbrechen gegen die Kultur“ – durch die Taliban eine Petitesse ist.

Weiterführende Literatur

Bals, C.; D. Bernhardt; M. Treber (1997):
Das Protokoll von Kyoto - eine Katze im Sack.
Briefing Paper. Germanwatch, 23. Dezember 1997, 6 S.

Bals, C.; D. Bernhardt; G. Kier; M. Treber (1999):
Das Kyoto-Protokoll: Ohne Alternative und voller Risiken.
Briefing Paper zum 5. UN-Klimagipfel im Oktober 1999 in Bonn.
Germanwatch, 23.10.1999, 24 S.

Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" (1990):
Schutz der Erde. Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik.
Dritter Bericht der Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“
des 11. Deutschen Bundestages. Zur Sache: Themen parlamentarischer Beratung 19/90,
Band 1 und 2, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn 1990

Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" (1995):
Mehr Zukunft für die Erde. Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz.
Schlußbericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre"
des 12. Deutschen Bundestages. Economica Verlag, Bonn, 1995

Graßl, H. (1999): Wetterwende. Vision: Globaler Klimaschutz..
Campus: Frankfurt, New York 1999

IPCC (2000): Special Report on Emissions Scenarios.
Cambridge University Press, 599 Seiten.
www.grida.no/climate/ipcc/emission/index.htm

IPCC (2001):
Third Assessment Report.
Vollständige Originaltexte (auf englisch) der Zusammenfassungen für Entscheidungsträger:

- Arbeitsgruppe I (Klimawissenschaft):
www.ipcc.ch/pub/spm22-01.pdf
- Arbeitsgruppe II (Auswirkungen der Klimaänderung):
www.ipcc.ch/pub/wg2SPMfinal.pdf
- Arbeitsgruppe III (Möglichkeiten der Emissionsminderung)
www.ipcc.ch/pub/wg3spm.pdf
- Synthesis Report: www.ipcc.ch/pub/SYR-text.pdf (Text),
www.ipcc.ch/pub/SYR-figs.pdf (Abbildungen)

Loske, R. (1996):
Klimapolitik. Metropolis, Marburg 1996

Oberthür, S.; H. E. Ott (2000):
Das Kyoto-Protokoll. Internationale Klimapolitik für das 21. Jahrhundert.
Opladen: Leske und Budrich, 440 Seiten.

Treber, M.; C. Bals (1998):
GERMANWATCH: Verhandlungskrimi in Kyoto.
In: Taalab, A. (1998): Stimmen gegen den Treibhauseffekt.
Hrsg.: IZE, Frankfurt, S. 121 - 123
[erschien auch in Englisch ("Rising Voices against Global Warming"),
Französisch und Spanisch]

Treber, M.; C. Bals; K. Milke (2000):
Klima, Politik und Wissenschaft – der internationale Klimaverhandlungsprozeß und der
Beitrag der Wissenschaft.
Rio Konkret Briefing Papier. Germanwatch, September 2000, 16 Seiten

Treber, M.; C. Bals; K. Milke; G. Kier (2001):
Globaler Klimawandel: Neue und stärkere Evidenz.
Briefing Papier über den Dritten Sachstandsbericht des IPCC.
GERMANWATCH, Oktober 2001, 15 S.

Treber, M.; C. Bals; G. Kier; D. Bernhardt; B. Horstmann; K. Milke (2002): Nach COP7:
Freie Bahn für ernsthaften Klimaschutz. GERMANWATCH-Briefing Papier zu den
Ergebnissen des Klimagipfels in Marrakesch 2001. Germanwatch, 21.2.02

SZENARIO ZUR NACHHALTIGEN STROMVERSORGUNG DEUTSCHLANDS BIS 2050

Franz Trieb, Joachim Nitsch, Lars-Arvid Brischke,
 Institut für Technische Thermodynamik
 des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Das vorliegende Langfristszenario der zukünftigen Stromversorgung Deutschlands zeigt, dass der Umbau der gegenwärtig bestehenden in eine nachhaltige Stromversorgung bis 2050 möglich ist. Durch eine ausgewogene Kombination regenerativer Energiequellen und die Vernetzung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen bei gleichzeitiger Bildung internationaler „Energiepartnerschaften“ kann eine sichere Stromversorgung trotz des hohen Anteils von Energie aus fluktuierenden Quellen erreicht werden.

1. Einleitung

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung und der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie erfordern in den nächsten Jahrzehnten den Umbau der gegenwärtig bestehenden in eine strukturell völlig anders geartete Stromversorgung. Regenerative Energien (REG) und der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) müssen dazu einen wesentlichen Beitrag leisten. Die aktuellen Gesetze zu ihrer Unterstützung sind dafür eine wesentliche Voraussetzung. Aufgrund der Alterstruktur des Kraftwerksbestandes sind im Jahr 2010 noch 65 % der heute existierenden Kraftwerke in Betrieb; im Jahr 2020 sind es nur noch etwa 35% /1/. Es gibt also genügend Spielraum für eine deutliche Veränderung der Struktur des Kraftwerksparks. Das hier vorgestellte Langfristszenario bis 2050 zeigt, in welchen Schritten der Umbau erfolgen und wie eine künftige Stromversorgungsstruktur aussehen kann, die den Kriterien einer nachhaltigen Energieversorgung genügt. Insbesondere wird dargelegt, welche Aspekte berücksichtigt werden müssen, um die technische Realisierbarkeit des Szenarios bei hohen Anteilen von REG zu gewährleisten.

2. Das Szenario

Die Grundlagen des hier vorgestellten Szenarios sowie die resultierenden Kraftwerksstrukturen und Versorgungsbeiträge der REG sind in /2/ und /3/ erarbeitet worden. Eine Synthese mit den parallel verlaufenden Entwicklungen bei der effizienteren Stromnutzung und dem Ausbau der KWK wurde in /4/ vorgenommen. Vom dort entwickelten „Nachhaltigkeitsszenario“ stammen die hier benutzten Eckdaten der zukünftigen Stromversorgung. (Bild 1)

2.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Wichtiger Bestandteil einer nachhaltigen Stromversorgung ist eine effizientere Stromnutzung. Trotz deutlich wachsender Wirtschaftsleistung kann so die Bruttostromerzeugung bis 2050 voraussichtlich von derzeit 553 TWh/a auf etwa 430 TWh/a sinken bei einem von 473 auf 385 TWh/a zurückgehenden Endenergieverbrauch an Strom. Unterstützend wirkt längerfristig der deutliche Bevölkerungsrückgang. Änderungen wird es ebenso in der zeitlichen Struktur der Stromnachfrage geben. So unterscheiden sich die Wachstumsraten der Verbrauchssektoren; einem deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs in privaten Haushalten stehen ein nur schwacher Rückgang im Dienstleistungssektor und Anstiege im Industrie- und Verkehrsbereich gegenüber. Ebenfalls verändern unterschiedlich wachsende Stromanwendungen die Nachfragestruktur; z.B. dadurch dass Nachtspeicherheizungen durch Wärmepumpen ersetzt und diese als „Niedrigtarifspeicherheizungen“ unabhängig von der Tageszeit verwendet werden oder der Stromverbrauch für Telekommunikation überproportional wächst.

2.2 Abbau der Kernenergie und Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung

Eine wichtige Randbedingung für die zukünftige Stromwirtschaft ist der Konsens zum Ausstieg aus der Kernenergie vom Juni 2001. In dieser Vereinbarung verständigten sich Bundesregierung und Versorgungsunternehmen darauf, die künftige Nutzung der vorhandenen Kernkraftwerke auf insgesamt 32 Betriebsjahre für jedes Kraftwerk zu befristen. Auch der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung, sowohl mit „konventionellen“ Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken aber mittelfristig auch mit Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen, orientiert sich im Szenario an den Zielvorstellungen der Bundesregierung. Er wird sich bis 2020 etwa verdoppeln. Bei sinkender Stromnachfrage und dem angenommenen Ausbau der KWK und der REG werden daher die Anteile fossil gefeuerter Kondensationskraftwerke in dem Szenario bis 2050 stark reduziert. Im Wesentlichen werden gasgefeuerte GuD-Kraftwerke zum Einsatz kommen, die flexibel an das Angebot der REG angepasst werden können.

2.3 Ausgewogene Kombination heimischer regenerativer Energien und internationale Energiepartnerschaften

Um eine strukturell und ökonomisch attraktive Stromversorgung mit dominierendem Anteil von REG zu erhalten, müssen alle verfügbaren regenerativen Quellen in einem ausgewogenen Mix genutzt und ihre Eigenschaften und Fähigkeiten in geeigneter Weise kombiniert werden. Das betrifft sowohl die heimischen Energiequellen

- Windenergie mit deutlichem Schwerpunkt im Norden inkl. Offshore-Standorten
- Wasserkraft mit deutlichem Schwerpunkt im Süden

- Photovoltaik mit nahezu gleichförmiger Verteilung über die Siedlungsstrukturen bei leichtem Schwerpunkt im Süden
- Biomasse mit leichtem Schwerpunkt im Süden und starker Konzentration auf ländliche Räume
- Geothermie Hot-Dry-Rock-Verfahren (HDR) mit einem möglichen Schwerpunkt im Süden,

als auch Ressourcen im Ausland, die wegen ihrer teilweise großen Potenziale nicht nur vor Ort genutzt werden können, sondern auch über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) prinzipiell für die hiesige Bedarfsdeckung eingesetzt werden können:

- Strom aus Wasserkraft und Geothermie auf Island
- Wasserkraft in Skandinavien
- Windkraft an europäischen Küsten und von Offshore-Anlagen außerhalb des deutschen Hoheitsgebiets
- Solarthermische und windtechnische Stromerzeugung im Maghreb und Südeuropa

Es gibt gute ökonomische und ökologische Gründe dafür, die Vielfalt des REG-Angebotes zu nutzen, anstatt auf nur einige wenige Quellen zurückzugreifen und diese sehr stark auszubauen:

- Die Kombination aller REG-Quellen führt bei einem ausgewogenem Ausbau der verschiedenen Technologien zu einem relativ gleichmäßigen zeitlichen REG-Angebotsprofil und zu einer günstigen räumlichen Verteilung des Stromangebots in Deutschland. Dadurch steigt die mittlere Anlagenleistung, der Bedarf an REG-Leistung für eine bestimmte Strommenge und damit auch die Investitions- und Stromgestehungskosten können deutlich reduziert werden. Überschüsse können bis hin zu hohen REG-Anteilen weitgehend vermieden werden. Damit sinkt auch der Bedarf an Regelungskapazität in thermischen Kraftwerken und an Speichertechnologien.
- Die Nutzung der heimischen REG und die generelle Diversifizierung der Stromversorgung wird Deutschland weniger abhängig von Energieimporten machen. Trotzdem wird die Energieversorgung zu großen Teilen auf internationalen Partnerschaften im Umwelt- und Wirtschaftsbereich aufgebaut sein müssen und kommt damit den Bestrebungen einer Liberalisierung der Energiemärkte entgegen. Eine Stromversorgung mit hohem REG-Anteil erfordert ein zumindest im europäischen Raum abgestimmtes Vorgehen, um insbesondere den empfehlenswerten weiträumigen Stromverbund (von Skandinavien bis zum Maghreb) aufbauen zu können /5/.

Im Szenario für 2050 sind 16 % der gesamten Stromerzeugung importierter REG-Strom. Die Einspeisung dieses Stroms erfolgt sinnvollerweise in der Region mit der größte Nachfrage

(Region West, siehe Bild 3, S. 192), so dass die Höchstspannungsebene des deutschen Verteilnetzes nicht zusätzlich beansprucht wird.

Die ergiebigen Importstromquellen Wasserkraft und Geothermie aus Island und Skandinavien sowie Solarstrom aus Nordafrika können zu einer gleichmäßigeren und ausgewogeneren Versorgung mit REG in Mitteleuropa führen. Diese Quellen erreichen zwischen 5.000 (Solarthermie) und 7.000 (Geothermie) Volllaststunden pro Jahr. Im Vergleich zu einem auf ausschließlich heimischen REG basierendem Szenario mit 300 GW installierter Leistung /6/, führt das Szenario mit REG-Stromimport zu nur etwa 84 GW installierter REG-Leistung im In- und Ausland. Außerdem wird durch die Kombination heimischer und importierter REG-Anteile ein deutlich ausgeglicheneres Angebotsprofil erzielt, das sowohl die konventionelle Ersatzkapazität als auch den Regelbedarf im Netz reduziert. Wenig und nicht fluktuierende REG-Anteile überwiegen mit 130 TWh/a (bzw. 58 % von REG gesamt) deutlich.

Die Potenziale insbesondere der solaren Importstromquellen übersteigen den heutigen und absehbaren Eigenbedarf der Erzeugerländer bei weitem. Ähnlich verhält es sich mit dem größten Teil der weltweiten REG-Ressourcen, die daher nur durch Energiepartnerschaften von Import- und Exportländern erschlossen werden können. Ohne derartige Verbundlösungen zur Nutzbarmachung von REG-Potenzialen wird die globale Stromversorgung die vor uns stehenden Herausforderungen in Bezug auf Nachhaltigkeit nicht erfüllen können. Die Erschließung der Solar- und Windpotenziale speziell in Nordafrika ist zudem auch unter dem Gesichtspunkt einer wirtschaftlichen und politischen Stabilisierung dieses Gebietes und seiner Beziehungen zu Europa zu beurteilen /7/, /8/.

2.4 Vernetzung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen

Obwohl noch zentralisierte Versorgungsstrukturen vorherrschen, zeichnen sich bereits heute die wesentlichen Merkmale der Stromversorgung des 21. Jahrhunderts ab, die durch Deregulierung, Liberalisierung, sowie einer verstärkten Umwelt- und Ressourcenschonung geprägt sein werden. Die Veränderungen im Stromsektor werden auf der einen Seite mit einem wachsenden überregionalen Energieaustausch einhergehen, auf der anderen Seite steigt der Anteil kleiner, dezentraler effizienter Stromerzeuger an. Der zunehmende Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien eröffnet gleichzeitig neue Möglichkeiten des interaktiven Last- und Energiemanagements. Mit Hilfe verbesserter Verfahren zur Prognose, Einsatzplanung und Lastverteilung können Energiequellen und Verbraucher optimal integriert werden. Moderne dezentrale Energieversorgungssysteme, so genannte „virtuelle Kraftwerke“, bestehen aus einer größeren Anzahl kleiner, dezentraler Versorgungseinheiten auf REG- und Erdgas-Basis, aus KWK-Anlagen wie Motor-BHKW, Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen sowie aus Energiespeichermodulen. Auch kleinere konventionelle Kraft- und Heizkraftwerke können in das System eingebunden sein /9/.

2.5 Resultierender Ausbaupfad des Szenarios

Wesentlich für eine systematische zukünftige Erschließung von REG-Stromerzeugungskapazitäten ist eine zeitlich und ökonomisch aufeinander abgestimmte Erschließung aller Potenziale (Bild 1). Die Kriterien sind kurzfristig (d.h. bis 2010) technische Reife und Nähe zur marktwirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit. Dies favorisiert die Biomasse und die Windenergie sowie die restlichen Potenziale der Wasserkraft. Gegen Ende des Jahrzehnts sind allerdings potenziell Restriktionen bei der Wasserkraft und in windhöffigen Gebieten des Küstenbereichs zu erwarten. Hinzu tritt die Notwendigkeit, alle anderen REG-Technologien wenigstens in dem Maße in den Markt einzuführen, dass sie nach 2010 in energiewirtschaftlich relevantem Maße an der zukünftigen Strombedarfsdeckung teilnehmen können. Dies betrifft die Photovoltaik, die geothermische Stromerzeugung und die Errichtung mehrerer solarthermischer Kraftwerke zur lokalen Stromversorgung in den Standortländern in Südeuropa und Nordafrika. Mit einem regenerativen Anteil von etwa 15 % an der Strombedarfsdeckung des Jahres 2010 sind keine technologischen Schwierigkeiten verbunden. Erforderlich werden bis zu diesem Zeitpunkt höchstens punktuell Netzverstärkungsmaßnahmen für die Einspeisung von Windstrom sein.

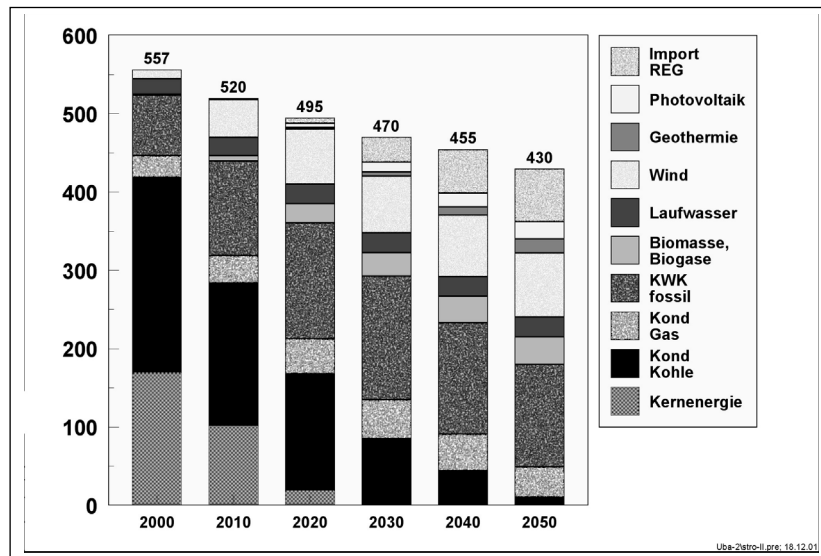


Bild 1: Entwicklung der Anteile der REG-Stromerzeugung in Deutschland im "Nachhaltigkeitsszenario" nach [4]. Installierte REG-Leistungen im Jahr 2050: Wasser 5 GW, Wind (inkl. Offshore) 34 GW, Biomasse 6 GW, Photovoltaik 22 GW, Geothermie 5 GW, Import aus solarthermischen Kraftwerken 9 GW, Import aus anderen regenerativen Quellen 3 GW.

Nach 2010 beteiligen sich im vorliegenden Szenario alle REG-Technologieoptionen mit steigenden Zuwachsraten am Marktgeschehen, was zu einem Marktanteil um 28 % bis 2020 und 38 % bis 2030 führt. Fluktuierende und nicht-fluktuierende Anteile wachsen etwa gleichermaßen. Auch bis etwa 2030 resultieren bei Anteilen von rund 20 % Wind- und PV-Strom keine Anforderungen an die fossilen Kraftwerke und die Netze, die nicht durch die bis dahin ohnehin erforderlichen Neuinvestitionen berücksichtigt werden könnten.

Für den Einstieg in den Stromimport ist bis 2020 die Errichtung von HGÜ-Leitungen nach Südeuropa/Nordafrika und deren Ausbau im skandinavischen Raum erforderlich. Nach 2020 wachsen die Stromimportmengen deutlich. In absoluten Zahlen geht die Abhängigkeit der deutschen Stromversorgung von Energieimporten jedoch gegenüber heute deutlich zurück. Die relativen Importanteile bleiben dabei mit gut 50 % in etwa gleich. Dabei wird angenommen, dass die bis dahin gestiegenen Erdgasanteile im Stromsektor vollständig auf Importen basieren, während die stark zurückgegangene Versorgung mit Steinkohle noch zu 50 % aus dem Inland erfolgt.

Im vorliegenden Szenario überschreitet bis zum Jahr 2050 keiner der Energieträger einen Anteil an der Energieerzeugung von 30 %, d.h. die Energieversorgung wird von keiner der Energiequellen übermäßig dominiert. Der größte Anteil liegt mit etwa 30 % beim Erdgas, ist zu diesem Zeitpunkt bereits aber wieder rückläufig. Den größten regenerativen Beitrag leistet mit 19 % die Windkraft, gefolgt vom Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken (11 %) und der bis dahin vollständig genutzten Biomasse (8,5 %). Die restlichen Quellen Photovoltaik, Erdwärme und Wasserkraft sind mit 4 - 5 % an der Nettostromerzeugung beteiligt. Damit bewegen sich insbesondere die Anteile der stark fluktuierenden Quellen Wind und Photovoltaik mit zusammen 24% in einem Rahmen, der schon heute als technisch beherrschbar und unkritisch angesehen wird. Insgesamt stellen REG im Jahr 2050 knapp 60% der Bruttostromerzeugung bereit.

Die technischen Potenziale werden bei heimischer Wasserkraft und Biomasse vollständig erschlossen. Bei allen anderen Quellen verbleiben auch in 2050 noch große Ausbaupotenziale. So ist Windkraft dann zu 25 %, Photovoltaik zu 17 %, Geothermie zu 14 % und die Importpotenziale zu weniger als 1 % (Solar- und Windstrom) ausgebaut. Potenziell sind also auch nach 2050 noch große Spielräume für eine weitergehende Deckung des Strombedarfs durch REG vorhanden. Angesichts der sehr großen verbleibenden Potenziale kann diese Aussage auch für die gesamte europäische Stromversorgung gemacht werden. /7/.

3. Ausgleichseffekte und Optimierungsstrategien

Als Argument gegen große Anteile von REG an der Stromversorgung wird meist hervorgebracht, ihr disperse Erzeugungsart und ihr fluktuierender und unvorhersehbarer Charakter er-

lauben es nicht, eine gesicherte Grundlast bereitzustellen. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, wie Stromnachfrage eigentlich entsteht, nämlich aus der Summe vieler disperser, fluktuierender und im einzelnen unvorhersehbarer Verbraucher. Stromnachfrage und Stromerzeugung aus regenerativen Quellen sind also analoge Phänomene.

Ein Teil der Fluktuationen der REG, insbesondere der Tag-Nacht-Zyklus der Sonnenenergie und das Wintermaximum der Windenergie, können durchaus mit dem Bedarf unserer im wesentlichen tagaktiven Gesellschaft in Einklang gebracht werden. Die Deckung der Grundlast erfordert, analog zu ihrer Entstehung, die Kombination vielfältiger, großflächig verteilter, wenig korrelierter Quellen, die in ihrem Zusammenspiel eine möglichst gleichmäßige Leistungscharakteristik aufweisen. Wichtig ist dabei ein ausgewogenes Verhältnis der verschiedenen REG-Anteile. Verbessern lässt sich die Anpassung der elektrischen Last und des REG Angebotes durch vielfältige Maßnahmen:

- Großflächige Nutzung der REG in Verbundnetzen
- Ausgewogene Nutzung eines möglichst breiten Spektrums regenerativer Quellen
- Stromimport aus verschiedenen regenerativen Quellen
- Zeitliche Beeinflussung der Last zur Anpassung an das REG-Angebot, insbesondere die Rücknahme der derzeitigen Lastverschiebungen zugunsten der Grundlast
- Nutzung der Speichermöglichkeiten der REG (Speicherwasserkraftwerke, Geothermie, Biomasse, thermische Speicher bei solarthermischen Kraftwerken)
- Neue Einsatzstrategien für die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke
- Zeitweilig stromgeführter Betrieb von KWK-Anlagen, wie große Heizkraftwerke und dezentrale Wandler mit hoher Stromkennzahl
- Schnell regelbare, effiziente GuD- und Kondensationskraftwerke als Reserve- und Ausgleichskapazität auf fossiler Energiebasis (Gas, Kohle), die längerfristig auch auf regenerativ erzeugten Wasserstoff umgestellt werden können.

Die Auswirkungen der o.g. Maßnahmen wurden für das Energiesystem im Jahr 2050 auf der Basis des Mengengerüsts des vorgestellten Szenarios simuliert. Dabei wurde Deutschland zunächst als Ein-Knoten-Netz angesehen. Als ein Ergebnis der Simulation zeigt Bild 2 am Beispiel einer Sommerwoche das Zusammenspiel der verschiedenen Energiequellen und der Regelstrategien.

In einer zweiten Simulation wurde das deutsche Stromnetz als Vier-Knoten-Netz abgebildet mit je einem Knoten in den Regionen Nord, West, Ost und Süd. Dabei wurde das Angebot entsprechend der regionalen Potenziale modelliert. Die auftretende Last wurde aus der Gesamtlast nach Einwohnerzahlen auf die Regionen aufgeteilt. Bild 3 zeigt die Ausgleichsströme, die zwischen den Regionen innerhalb eines Jahres auftreten, wenn weder Stromerzeugung noch Last geregelt werden. Es ist erkennbar, dass nur der Stromtransport von Nord (dominiert von Windenergie als Quelle) nach West (Ruhrgebiet als bedeutende Senke) mögli

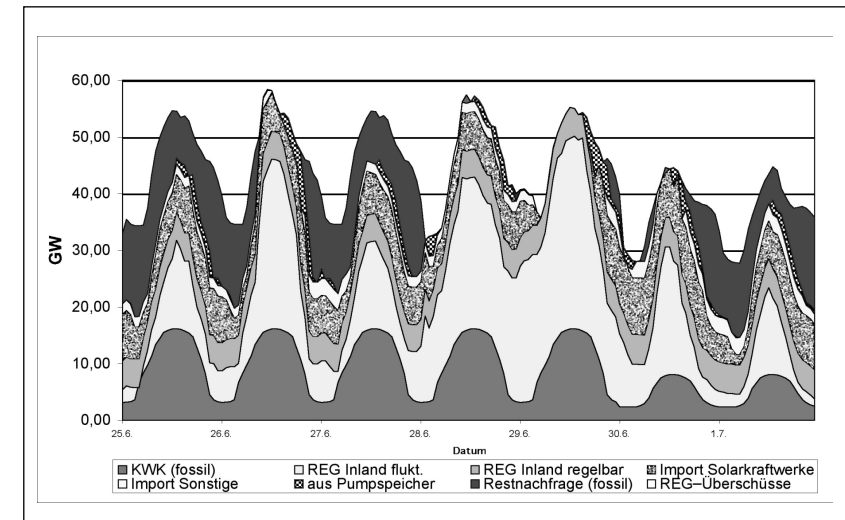


Bild 2: Zusammenwirken unterschiedlicher Energiequellen bei der Deckung der Stromnachfrage am Beispiel einer Sommerwoche im Jahr 2050

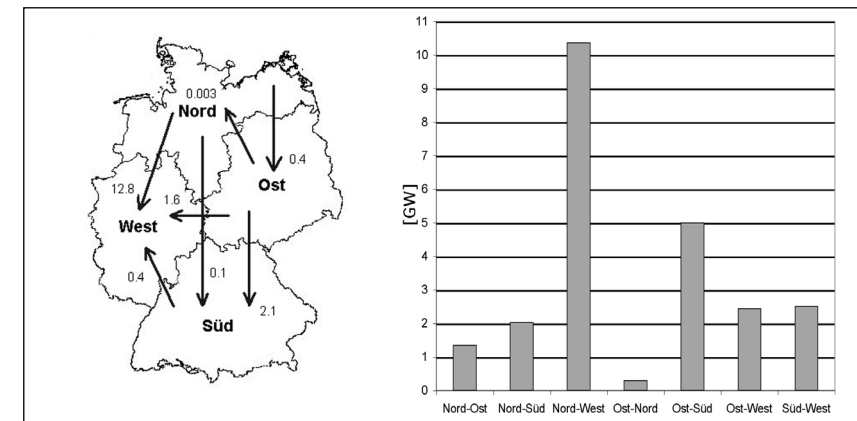


Bild 3: Deutschland als Vier-Knoten-Modell: Energietransport [TWh/a] (links) und stündlich maximal zu übertragende Leistungen [GW] (rechts) zwischen den Regionen Nord, West, Ost, Süd nach dem Mengengerüst für das Jahr 2050, ohne Regelung von Energieangebot und -nachfrage

cherweise eine Verstärkung der Verteilnetze erfordert. Alle anderen Ströme liegen hinsichtlich des Energietransports und der stündlich zu übertragenden Leistung in heutigen Größenordnungen.

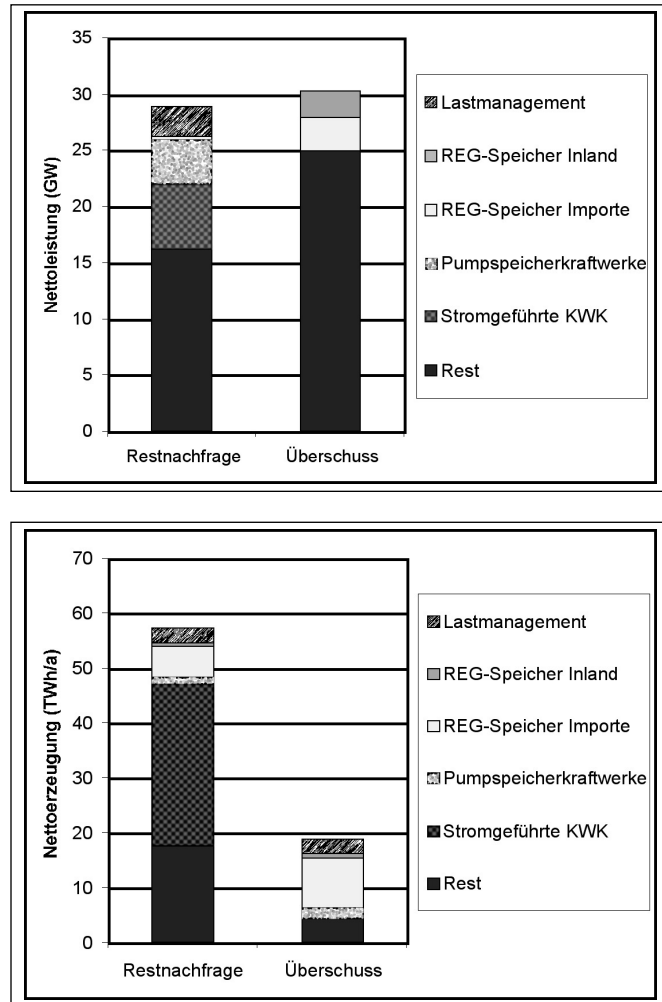


Bild 4: Maximale Restnachfrage und REG-Überschuss sowie die Reduktion derselben durch verschiedene Ausgleichsmaßnahmen für die Engpassleistung (links) und für die Jahresenergieerzeugung (rechts) im Jahr 2050.

Weiterhin wurden durch die Simulation die in Bild 4 dargestellten Möglichkeiten einer Verringerung der von konventionellen Kondensationskraftwerken zu deckenden Restnachfrage nach elektrischer Engpassleistung und Energie durch einige der o.g. Ausgleichsmaßnahmen quantifiziert. Anhand der linken Grafik lässt sich die Wirksamkeit einzelner Ausgleichs- und Anpassungsmaßnahmen erkennen. Bei Kombination aller Ausgleichsmaßnahmen zur Deckung der Restnachfrage werden nur noch ca. 16 GW Kondensationsleistung benötigt, womit 19 TWh/a Strom bereitgestellt werden, während es zuvor noch 29 GW mit 58 TWh/a waren. Diese Kraftwerke müssen kurzfristig abrufbar sein, d.h. die Anforderungen von Spitzenlastkraftwerken erfüllen. Heute liegt deren installierte Leistung bei etwa 35 GW. In dem beschriebenen Szenario werden dagegen die heute üblichen Grundlastkraftwerke nicht mehr benötigt. Gleichzeitig treten kurzfristig REG-Überschüsse in Höhe von 25 GW bzw. von 4 TWh/a auf, was allerdings lediglich 1% der Jahresstrommenge entspricht. Auch die Überschüsse werden durch die Ausgleichsmaßnahmen deutlich reduziert. Bei weiterer Erhöhung des REG-Anteils an der Stromversorgung können die dadurch entstehenden Überschüsse auch zur Wasserstoffherzeugung für den Verkehrssektor genutzt werden.

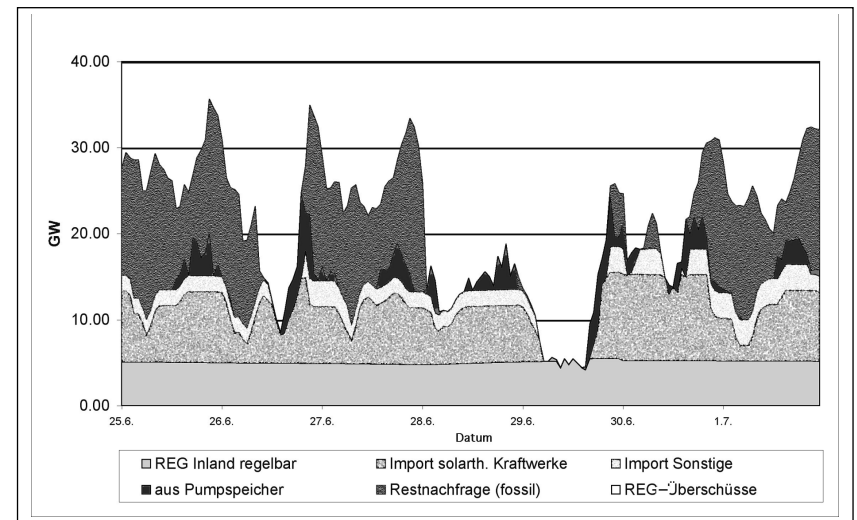


Bild 5: Anteile der regelbaren Komponenten der Stromversorgung (Last abzüglich der nicht regelbaren Anteile aus wärmegeführter KWK und fluktuierenden REG) für eine Sommerwoche im Jahr 2050.

Die sich auf Stundenbasis einstellenden Lastcharakteristiken der beeinflussbaren Anteile der Strombereitstellung im Jahr 2050 sind für eine Sommerwoche in Bild 5 dargestellt. Sie setzen sich zusammen aus Teilen des REG-Angebots aus dem In- und Ausland, aus Pumpspeicherleistung und den fossil gefeuerten Spitzenlastkraftwerken. Die regelbaren heimischen REG

(Speicherwasserkraft aus natürlichem Zulauf und Geothermiekraftwerke) laufen im Sommer weitgehend in der Grundlast, REG-Importe decken die Mittellast, Pumpspeicher- und fossil befeuerte Kraftwerke (darunter auch größere HKW, die stromgeführt fahren) decken die Spitzenlast. REG-Überschüsse treten in dieser Zeit nur selten auf.

4. Ein Blick auf die Kosten – wie teuer wird der Strom ?

Im Vergleich zur bestehenden Stromversorgung ist die Strombereitstellung aus REG heute noch deutlich teurer. Doch jede Technologie durchläuft im Laufe ihrer Entwicklung eine Lernkurve, d.h. eine Zeitspanne, in der die Technologie reift und die Märkte sich etablieren, so dass die industrielle (Massen-) Produktion einsetzt und die Kosten sinken können. Wendet man die dazu verfügbaren Erkenntnisse auf die zukünftigen Stromkosten aus REG an /2/, so zeigt sich der in Bild 6 dargestellte Verlauf der Stromgestehungskosten für den jeweiligen Mix der Neuanlagen des Szenarios bis 2050. Von derzeit etwa 13 ct/kWh sinken diese im Verlauf der Technologie- und Marktentwicklung auf rund 6 ct/kWh. Betrachtet man den REG-Anlagenmix ohne die noch kostenintensive Photovoltaik, so führt der verbleibende Anlagenmix derzeit zu deutlich niedrigeren Kosten von derzeit 8,5 ct/kWh, die langfristig auf rund 5 ct/kWh sinken.

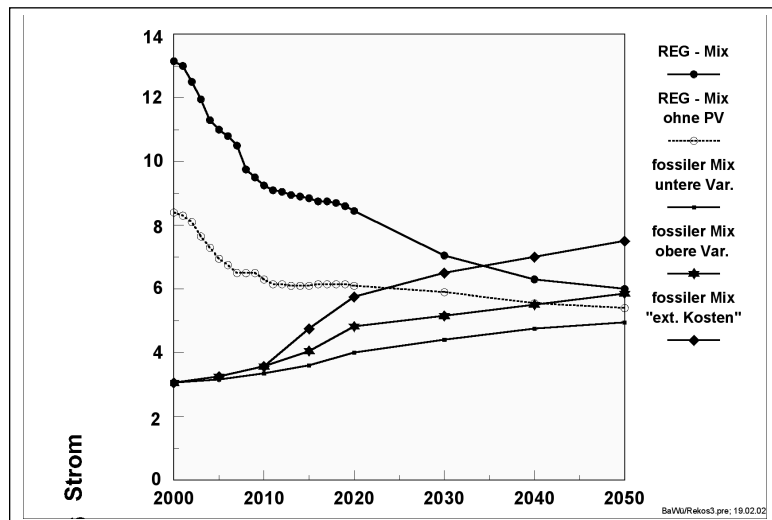


Bild 6: Verlauf der Stromgestehungskosten des Mixes von REG-Anlagen (mit und ohne Photovoltaik) bzw. fossiler Kraftwerke (Neubauten) bei unterschiedlicher Entwicklung der Steinkohle- und Erdgaspreise und unter Einbeziehung externer Kosten der Stromerzeugung.

Im Gegensatz dazu werden die Stromgestehungskosten des Mixes an fossilen Neuanlagen je nach unterstellter Preissteigerung von Steinkohle und Erdgas von derzeit etwa 3 bis 3,5 ct/kWh auf langfristig ebenfalls 5 – 6 ct/kWh steigen und damit Kostengleichheit mit dem REG-Mix eintreten. Der energiepolitische Handlungsspielraum, auf den Kostenschnittpunkt einzuwirken zeigt die Preisvariante „Externe Kosten“ bei der angenommen wurde, dass die heute bekannten externen Kosten (Steinkohlekraftwerke 2,3 ct/kWh; Erdgaskraftwerke 1,0 ct/kWh /10/) zwischen 2010 und 2020 z.B. in Form von CO₂-Steuern in den Preisvergleich einbezogen werden. Der Zeitpunkt der Kostengleichheit würde sich dann deutlich nach vorne verschieben, da die entsprechenden externen Kosten der REG-Technologien vernachlässigbar sind. Bereits um 2020 wären dann die REG-Stromerzeugung ohne Photovoltaik wirtschaftlich konkurrenzfähig. Längerfristig wird eine auf REG basierende Stromversorgung in jedem Fall kostengünstiger sein als eine auf fossiler Basis, da bei letzterer kein Ende des stetigen Kostenanstiegs absehbar ist. REG stellen damit die einzige Option dar, um langfristig stabile Energiekosten – allerdings auf höherem Niveau als heute - zu gewährleisten.

Betrachtet man die mittleren Stromerzeugungskosten des jeweiligen gesamten Kraftwerk-parks, so liegen diese Kosten, anfänglich wegen des noch geringen REG-Anteil, später wegen der sinkenden Kostendifferenz, während des Zeitraums bis zur Kostengleichheit mit maximal 0,7 ct/kWh nur geringfügig über denjenigen der fossilen Anlagen allein. Diese „Vorleistungen“ in Form der Differenzkosten müssen durch entsprechende politische Instrumente mobilisiert werden. Derzeit ist dies insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), längerfristig kann es auch eine Quotenregelung oder ein Handel mit CO₂-Zertifikaten sein. Aufgrund der bestehenden Kostenschnittpunkte amortisieren sich diese volkswirtschaftlichen Vorleistungen wieder /4/. Sie sollten daher nicht als Subventionen verstanden werden, sondern als eine kluge Vorsorgemaßnahme, um längerfristig stabile Strompreise bei gleichzeitig ressourcenschonender und klimaverträglicher Versorgung zu ermöglichen.

Das Szenario zeigt die prinzipiell technische Realisierbarkeit des Aufbaus einer nachhaltigen Stromversorgung. Auch (volks-) wirtschaftlich zeigen sich längerfristig Vorteile, insbesondere wenn man Kriterien der Nachhaltigkeit in die Betrachtung einbezieht. Allerdings erfordert die Umsetzung dieser Strategie beträchtliche nationale und internationale energiepolitische Anstrengungen, um die noch notwendige Stützung der weiteren Markteinführung von REG sicherzustellen. Das inzwischen verbindlich vorliegende Verdopplungsziel der REG in Deutschland und der EU sind ein wichtiger Zwischenschritt auf diesem Weg.

Literatur**/1/ Markewitz, P., Nollen, A.:**

Die Altersstruktur sowie Fortschreibung des deutschen Kraftwerksbestandes,
VDI-Bericht Nr. 1495, Düsseldorf, 1999, S. 83-93

/2/ Nitsch, J., Rösch, C. u.a.:

Schlüsseltechnologien Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes
„Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland.“
DLR Stuttgart, FZ Karlsruhe, November 2001

/3/ Nitsch, J., Trieb, F.,

Potenziale und Perspektiven regenerativer Energiequellen –
Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag,
Stuttgart, 2000

/4/ Fishedick, M.; Nitsch, J. u.a.:

Langfristszenarien. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes,
Berlin, 2002.

/5/ Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G.,

Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie,
ISBN 3-926979-71-2,
AFES-PRESS Report 67, Mosbach 1999

/6/ Quaschnig, V.:

Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland
für das 21. Jahrhundert,
VDI Fortschritt-Berichte Reihe 6 Nr. 437, 2000

/7/ Czisch, G., Kronshage, S., Trieb, F.,

Interkontinentale Stromverbünde - Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung –,
Forschungsverbund Sonnenenergie,
Jahrestagung 2001

/8/ Trieb, F., Nitsch, J., Knies, G., Milow, B.:

Markteinführung solarthermischer Kraftwerke –
Chance für die Arbeitsmarkt und Klimapolitik,
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 48.Jg., Heft 6 (1998), S. 392-397

/9/ Bitsch, R.,

Perspektiven im Energiemanagement
bei Stromversorgungsnetzen mit dezentraler Einspeisung,
Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2000

/10/ Krewitt, W.:

Externe Kosten der Stromerzeugung.
In: Rebhan, E. (Hrsg.):
Energie – Handbuch für Wissenschaftler, Ingenieure und Entscheidungsträger.
Springer Verlag, 2002.

ANSCHRIFTEN DER VORTRAGENDEN UND DES HERAUSGEBERS**Christian Beckervordersandforth**

Ruhrgas AG
Huttropstrasse 60
D-45138 Essen, Deutschland

Prof. Dr. Walter Blum

Max-Planck-Institut für Physik
(Werner-Heisenberg-Institut)
Föhringer Ring 6
D-80805 München, Deutschland
und:
EP Division, CERN
CH-1211 Genf 23, Schweiz
e-mail: Walter.Blum@cern.ch

Werner Brinker

EWE AG
Tirpitzstrasse 39
D-26122 Oldenburg, Deutschland

Lars-Arvid Brischke

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.,
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38-40
D-707569 Stuttgart, Deutschland

Sven Bode

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)
Neuer Jungfernstieg 21,
D-20347 Hamburg, Deutschland
email: sven.bode@hwwa.de

Gerd Eisenbeiss

Forschungszentrum Jülich
D-52425 Jülich

Michael Geyer

IEA SolarPACES
E-04720 Aguadulce (Almeria, Spanien)

Andreas Hauer

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung
Abteilung 4: Solarthermie und Biomasse
Walther-Meißner-Str. 6,
D-85748 Garching, Deutschland
Tel. : +49-89 / 35 62 50-16, Fax: -23
E-Mail: hauer@muc.zae-bayern.de

Jürgen U. Keller

Inst. Fluid- & Thermodynamik, Universität Siegen
57068 Siegen, Deutschland
e-mail: keller@ift.maschinenbau-uni-siegen.de

Viktor Scherer

Lehrstuhl für Energieanlagen und Energieprozesstechnik
Ruhr-Universität Bochum
Universitätsstrasse 150
C-44801 Bochum, Deutschland

Manfred Treber

Germanwatch e.V.
Kaiserstrasse 201
D-53113 Bonn, Deutschland

Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Wagner

Ruhr-Universität Bochum
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft
Gebäude IB, 4. Etage, Raum 125
Universitätsstrasse 150
C-44801 Bochum, Deutschland
Tel.: 0234/32-26046
Fax: 0234/32-14158
e-mail: lee@lee.ruhr-uni-bochum.de
Internet: www.lee.ruhr-uni-bochum.de

Ernst Welfonder

Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesseltechnik
Universität Stuttgart
D-70569 Stuttgart, Deutschland