

Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung

Einleitung

Die erschließbaren Potenziale erneuerbarer Energien innerhalb Europas könnten einen großen Teil unseres Strombedarfs decken. Die Windenergie z. B. stellt europaweit ein großes, relativ kostengünstiges Angebot. Aber durch die hohe Besiedelungsdichte sind dem Ausbau innerhalb der EU deutlich engere Grenzen gesteckt als in manchen fast menschenleeren Wüsten, Steppen und Tundragebieten in ihrer Nachbarschaft.

Die Windenergiepotenziale auf Deutschlands Landflächen belaufen sich auf etwa 17% der derzeitigen Stromerzeugung und können nur durch Rückgriff auf zunehmend ungünstigere Standorte erschlossen werden. Eine weitere Quelle könnte zukünftig die heimische Offshore-Windenergie sein, deren Potenzial häufig unterschätzt wird. Windenergiequellen in anderen EU-Staaten zu erschließen, bietet sich als weitere Möglichkeit. Leider sind aber gerade in Ländern mit großen ertragreichen Potenzialen, wie in Großbritannien oder beim EU-Anrainer Norwegen, die derzeitigen Zuwächse an Windkraftwerksleistung recht bescheiden [1]. Selbst wenn dort der Zubau in den nächsten Jahren mit ähnlicher Konsequenz wie beispielsweise in Dänemark, Deutschland oder Spanien einsetzen sollte, wäre deren Kraftwerksbestand noch relativ lange in der Lage, die Schwankungen der fluktuierenden Einspeisung zu beherrschen. Denn bis zu Stromversorgungsanteilen von 20% werden hierbei keine größeren Probleme erwartet [2]. Bei einem Kraftwerkspark, der – wie der norwegische – weitgehend von Speicherwasserkraftwerken dominiert wird, liegt diese Grenze vermutlich noch deutlich höher. Ein Überschreiten dieser Grenzen könnte in der Konsequenz letztlich zu einem Ausbau der heute nur für relativ kleine Leistungen ausgelegten Übertragungsleitungen anre-

gen, mit deren Hilfe dann großräumige Ausgleichseffekte zu erzielen wären, die im Endeffekt deutlich höhere Anteile regenerativer Erzeugung erlauben. Bis zu deren Ausbau wäre aber keine große Steigerung des Windstromanteils in Deutschland zu erreichen.

Eine weitere mögliche Quelle stellen die Wind- und Solarenergieressourcen in der Nachbarschaft der EU dar. Beide können zudem im Hinblick auf Ausgleichseffekte wertvolle Dienste leisten.

Was den jahreszeitlichen Ausgleich der potenziellen Windstromerzeugung angeht, zeichnen sich die günstigen Windgebiete in den Küstenregionen Marokkos und Mauretaniens durch ihre Sommermaxima und damit einen im Vergleich zu Europa gegenläufigen Verlauf besonders aus. Auch Solarstrom aus Parabolrinnenkraftwerken könnte zusammen mit deutscher Windenergie (an Land und Offshore) einen interessanten Mix ergeben. Da beispielsweise in Marokko der Strombedarf deutlich stärker wächst als innerhalb der EU-Staaten, liegt hier auch ein Bedarf vor, den es auf dem Weg zur großräumigen Stromversorgung mit umweltfreundlichen Techniken zu decken gälte [3]. Auch der direkte EU Nachbar Spanien weist einen relativ großen Verbrauchszuwachs auf und bietet sich damit als Partner für einen Einstieg in den transnationalen Handel erneuerbarer Energie an.

Selbst unter Berücksichtigung der Kosten und Verluste, die geeignete, heute verfügbare Übertragungseinrichtungen verursachen würden, könnte kostengünstiger Wind- und Solarstrom aus entfernten Regionen über Distanzen von mehr als 5000 km nach Mitteleuropa transportiert werden. Die Kosten für importierten Windstrom könnten deutlich niedriger sein, die für Solarenergie aus Parabolrinnenkraftwerken bei günstiger Entwick-

Dipl.-Phys.
Gregor Czisch,
ISET
gczisch@iset.uni-kassel.de

Dipl.-Systemwiss.
Stefan Kronshage
DLR
stefan.kronshage@dlr.de

Dr. Franz Trieb
DLR-Stuttgart
franz.trieb@dlr.de

lung immerhin noch etwas niedriger als heimische Windenergie bei vollständiger Nutzung der deutschen Landpotenziale. Zudem ließe sich – bei EU überschreitender Nutzung – sowohl mit der Solarthermie als auch aus Wind elektrische Energie in mehr als ausreichender Menge für eine regenerative Vollversorgung gewinnen. Mit dem Einstieg in die großräumige regenerative Stromerzeugung könnte aber auch eine neue Form der wirtschaftlichen Zusammenarbeit mit Entwicklungsländern etabliert werden, die aktiven Klimaschutz mit Gewinn für beide Seiten ermöglicht [4].

1. Stromtransport

Die heutigen Übertragungskapazitäten innerhalb der EU-Länder sowie zwischen den Ländern und zu ihren Nachbarstaaten sind zu schwach, um große Übertragungsleistungen, wie sie in einem massiven Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie anfallen könnten, zu transportieren. Schon in wenigen Jahren, wenn sich die Pläne des Ausbaus der Offshore-Windenergie verwirklichen, wird beispielsweise das norddeutsche Übertragungsnetz an seine Grenzen stoßen. Ein Ausbau sollte im Hinblick auf eine spätere Nutzung zur großräumigen Übertragung über Tausende von Kilometern mit der dafür geeignetsten Technik der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) erfolgen [5]. Dieser Ausbau bedarf demnach einer ergebnisorientierten Planung und Koordination.

Im Folgenden wird bei Berechnungen von Transportkosten und -verlusten für den Stromtransport über große Distanzen von HGÜ-Systemen mit Leistungen im Bereich von ca. 5 GW ausgegangen. Als Einspeiseort am Ende der HGÜ-Leitung wird willkürlich die Stadt Kassel gewählt. Die Kosten sind mit je 60 €/kW für die Umrichterstationen an beiden Enden der Leitung sowie 70 €/(kW x 1000 km) für Freileitungen und 716 €/(kW x 1000 km) für Seekabel angesetzt [6]. Die relativen Übertragungsverluste belaufen sich bei Vollast auf 4%/1000 km in den Leitungen und je 0,6% in den Umrichterstationen. Die Verluste sind stark leistungsabhängig und werden dementsprechend berücksichtigt. Die Lebensdauer

wird mit 25 Jahren konservativ angesetzt. Der zugrunde gelegte Zinssatz beträgt 5% und die Betriebskosten werden mit jährlich 1% der Anfangsinvestition angesetzt. Die in ihrer Länge großzügig bemessenen Leitungen sind mit der gleichen Nennleistung wie die einspeisenden regenerativen Kraftwerke ausgelegt.

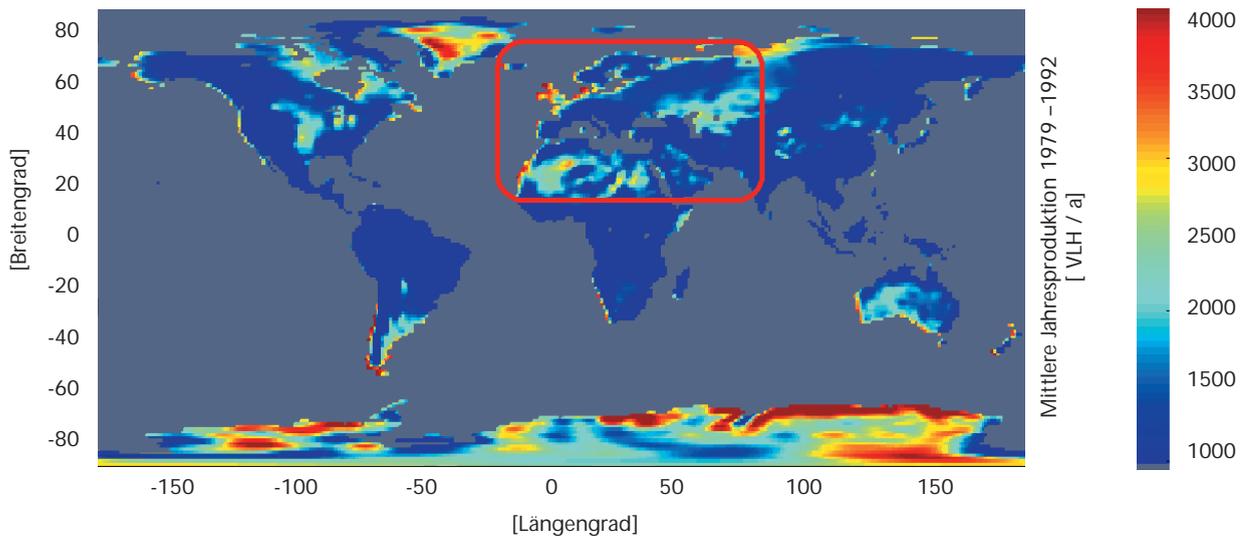
2 Potenziale der Wind- und Solarenergie

Im Folgenden werden Potenziale der Windstromerzeugung sowie der Solarenergie aus PV und solarthermischen Kraftwerken angegeben. Die dazu nötigen Berechnungen stützen sich, wenn nicht gesondert vermerkt, auf Daten des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) und bei der Solarenergie zusätzlich auf Daten des National Centre for Environmental Prediction (NCEP) bzw. des National Centre for Atmospheric Research (NCAR) [7, 8].

2.1 Potenziale der Windenergie

In Deutschland wird davon ausgegangen [9], dass das realisierbare Stromerzeugungspotenzial aus Windenergie auf Landflächen bei 53,5 GW liegt. Dabei wird mit einem Jahresertrag von etwa 85 TWh gerechnet. Bezogen auf Deutschlands Jahresstromverbrauch von etwa 490 TWh sind das ca. 17%. Die erwartete durchschnittliche Auslastung der Windkraftanlagen (WKA) beläuft sich dann auf etwa 1600 Vollaststunden (VLh/a). Als Offshore-Potenzial werden zusätzlich ca. 79 TWh bei knapp 3400 VLh/a angenommen [9].

In einer anderen Studie wird das deutsche Offshore-Windpotenzial mit dagegen ca. 240 TWh angegeben [10], obwohl hierbei die maximale berücksichtigte Entfernung der Offshore-Standorte zur Küste auf 30 km begrenzt wurde. Das ist eine Einschränkung, die schon durch heutige Planungen als überholt angesehen werden kann, womit sich das Potenzial nochmals deutlich vergrößern könnte.



Nach vorsichtigen Schätzungen der dänischen Fa. BTM Consult beläuft sich das technische Windstrompotenzial auf landgestützten Standorten innerhalb der EU und Norwegens auf 630 TWh oder 315 GW installierbare Windkraftanlagenleistung [11]. Dabei galten die Einschränkung, dass in keinem Land mehr als 20% der Stromerzeugung aus Windkraft stammen sollen, und die sehr vereinfachte Annahme, dass die Anlagenauslastung überall 2000 VLh/a beträgt. Bezogen auf die etwa 2000 TWh (mit Norwegen 2100 TWh) Stromverbrauch der EU-Mitgliedsländer würde somit das technische Potenzial etwa ein Viertel des Stromverbrauchs decken können. Eine Auswahl guter Windgebiete innerhalb der Europäischen Union könnte nach eigenen Abschätzungen – unter einfacher Berücksichtigung von Restriktionen durch die Bevölkerungsdichte – insgesamt mit ca. 150 GW installierbarer Leistung ca. 400 TWh Windstrom produzieren. Hierbei werden aber in einigen Regionen Windstromanteile erreicht, die deutlich über den oben erwähnten 20% liegen. In den sehr windgünstigen Ländern Irland und Großbritannien könnte wahrscheinlich noch deutlich mehr Windstrom erzeugt werden als hierbei angenommen. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wurde ihr Anteil auf 25% der insgesamt in der EU und Norwegen installierten Windkraftanlagenleistung beschränkt. Die Stromproduktion aus Windkraft entspräche unter diesen Voraussetzungen ca. 32% des gemeinsamen Stromverbrauchs Irlands und

Großbritanniens. In anderen Ländern liegt sie dagegen teilweise weit unter 10% des Eigenverbrauchs. So ließe sich eine mittlere Anlagenauslastung von etwa 2700 VLh erreichen, wohingegen eine relativ gleich verteilte Anordnung der Standorte innerhalb der EU nur auf ca. 2000 VLh/a kommt [2]. Bei voller Ausschöpfung des zuvor genannten Potenzials in Großbritannien und Irland wäre teilweise deutlich mehr Leistung verfügbar als momentan von beiden Ländern benötigt würde. Damit diese nicht ungenutzt bleiben, sollte mit wachsender installierter Windleistung das Übertragungsnetz zu den Nachbarländern ausgebaut werden.

Die Potenziale der Windenergienutzung sind für die EU nicht etwa durch die technischen und meteorologischen Randbedingungen, sondern vielmehr durch die hohe Besiedlungsdichte auf die oben angegebenen Werte begrenzt. Bei uneingeschränkter Nutzbarkeit der Landflächen könnte auch innerhalb der Grenzen der EU ein Vielfaches ihres Strombedarfs aus Windenergie erzeugt werden (Abb. 1).

In großen windreichen Regionen in der Umgebung Europas kommt dieser Problematik eine nachrangige Bedeutung zu. So liegen die Bevölkerungsdichten in entfernten windgünstigen Regionen in Nordrussland mit Westsibirien, Nordwestafrika oder Kasachstan im Bereich von 0-2 Einwohnern/km und damit beispielsweise mehr als zwei Größenordnungen tiefer

Abbildung 1
Potenzielle mittlere Stromerzeugung aus Windenergie für die Jahre 1983 - 1992; met. Daten: EZMW und NCEP. Im roten Rechteck liegt das theoretische Potenzial der Windstromerzeugung, bei Nutzung von Landflächen mit über 1500 VLh Jahreserzeugung zwischen ca. 120.000 - 240.000 TWh (Aufstellung der WKA 4 - 8 MW/km²).

als in Deutschland mit seinen 230 Einwohnern/km². Zudem handelt es sich bei ihnen um Steppen, Wüsten, Halbwüsten oder Tundragebiete, die praktisch keiner wirtschaftlichen Nutzung unterliegen, womit sich die Erzeugung von Windstrom als "Landwirtschaft auf Wüstenflächen" geradezu anbietet. Die potenzielle Stromerzeugung aus Windenergie ist in *Abb. 1* dargestellt. Theoretisch könnten im eingezeichneten Rahmen um Europa und seine Nachbarschaft bei einer zugrunde gelegten installierten Leistung von 4-8 MW/km² und ohne Berücksichtigung von Einschränkungen¹ 120.000-240.000 TWh Windstrom erzeugt werden. Wenn nur Flächen berücksichtigt werden, auf denen Anlagenauslastungen von mehr als 1500 Volllaststunden (VLh) zu erwarten sind, entspräche dies dem 100fachen des EU-Strombedarfs.

Die drei Regionen Nordrussland mit Nordwestsibirien, Nordwestafrika und Kasachstan bieten jede für sich ein Vielfaches des Potenzials, das für eine Stromerzeugung von der Größe des EU-Stromverbrauchs nötig wäre. Daher werden für die folgende Betrachtung innerhalb dieser

Regionen nur die Gebiete ausgewählt, die besonders hohe Erträge erwarten lassen.

In *Tab. 1* ist die Größe der hierzu ausgewählten Flächen, zu erwartende Anlagenauslastung bei großräumiger Windenergienutzung, installierbare Windkraftanlagen (WKA)-Leistung bei 2,4 MW/km² sowie der zu erwartende Jahresertrag angegeben.

Aufgrund der verwendeten Daten haben die Abschätzungen einen eher konservativen Charakter. So ist beispielsweise für Südmarokko nach Messungen davon auszugehen, dass in direkter Küstennähe an günstigen Standorten Anlagenauslastungen von deutlich mehr als 4500 VLh erreicht werden können [12]. Auch in Kasachstan liegen Messungen und weitere Untersuchungen vor, die Ertragserwartungen teils deutlich über 4000 VLh nahelegen [13, 14]. Bei einer zukünftigen Erschließung der Potenziale würde anfangs sicherlich auf diese Standorte zurückgegriffen werden. Wahrscheinlich ließen sich auch bei dieser Standortqualität einige Gigawatt Windkraftanlagen errichten.

Tab. 1

Land	Anlagenauslastungen			Gesamtfläche [km ²]	Pot. WKA-Leistung [GW]	Pot. Jahreserzeugung [TWh]
	Volllaststunden [VLh/a]					
	Min	Ø	Max			
Nordrussland mit Nordwestsibirien	3000	3100	3400	140.000	350	1100
Nordwestafrika						
Südmarokko	3200	3400	3700	50.000	120	400
Mauretanien	2650 (Küste)	3000	3250 (Inland)	44.000	105	320
Kasachstan	2500	2600	2800	90.000	210	550

Zu erwartende Anlagenauslastung bei großräumiger Windenergienutzung in entfernten windreichen Regionen, Gesamtfläche der ausgewählten Regionen, angenommene installierbare WKA-Leistung 2,4 MW/km² sowie zu erwartender Jahresertrag. Die Variation der Auslastung in den Teilgebieten innerhalb der Regionen ist durch die Angabe von Min, Ø und Max erfasst. (Die Ausdehnung der Teilgebiete in NS- sowie OW-Richtung variiert um 1,125°.)

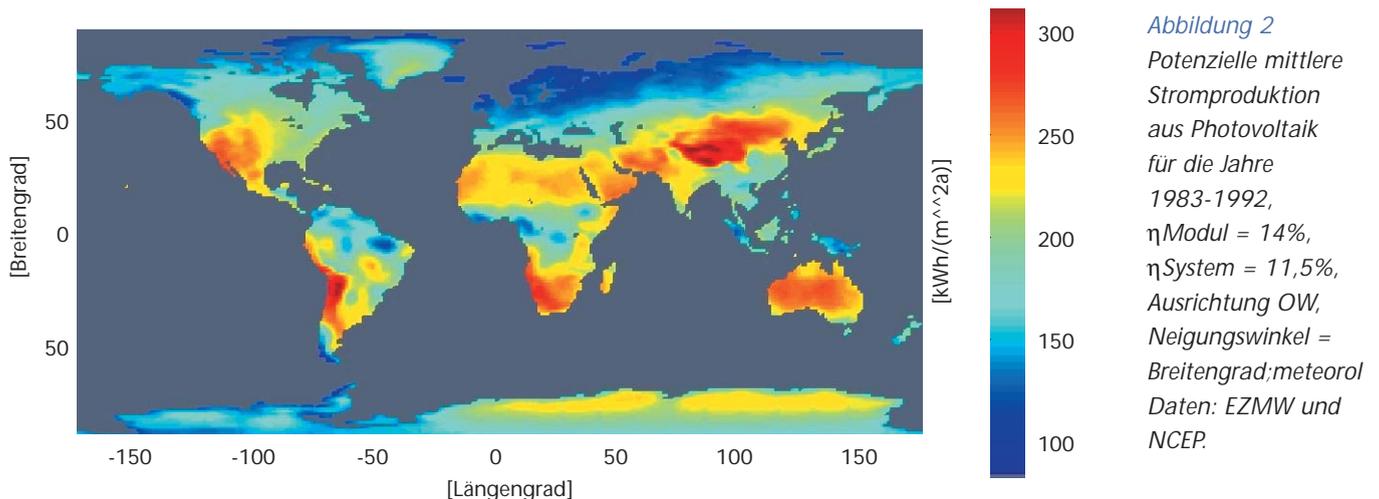
¹ wie z. B. Bevölkerungsdichte

2.2 Potenziale der Photovoltaik

Das Potenzial der photovoltaischen Stromerzeugung für Deutschland lag nach [9] bei etwa 190 GW (150 TWh), wovon etwa 120 GW (95 TWh) auf Dachflächen entfielen. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Anlagenauslastung von 770 VLh oder 780 VLh auf Dachflächen. Nach eigenen Berechnungen sind bei Nutzung guter Module auf unverschatteten annähernd ideal geneigten Dachflächen in Deutschland etwa 950 VLh zu erwarten. Die Unterschiede zu den Angaben in [9] beruhen im wesentlichen auf der Berücksichtigung von Verschattung und ungünstigen Neigungswinkeln. In *Abb. 2* ist die potenzielle jährliche Stromproduktion aus PV dargestellt. In *Tab. 2* sind Potenziale und Anlagenauslastungen für einige Länder aufgeführt.

Tabelle 2	Potenzial auf Dachflächen		Auslastung	
	L [GW]	SE [TWh]	A_{ϕ} [VLh/a]	A_{opt} [VLh/a]
Deutschland	120	95	780	950
Portugal	10	14	1100	1350
Finnland	5	4	660	800
Algerien & Marokko	81	96	1200	1450
Mauretanien & Senegal	32	42	1300	1700
EU gesamt	550	470	850	1050

Potenzielle Leistung (L) und Stromerzeugung (SE) aus Solarzellen ($\eta_{Modul}=14\%$) auf Dachflächen sowie vereinfachte Annahmen der zu erwartenden durchschnittlichen Anlagenauslastung (A_{ϕ}) bei Berücksichtigung von Verlusten durch Verschattung und ungünstigere Dachneigungswinkel bzw. bei optimalen Bedingungen (A_{opt}). Es wurde vorausgesetzt, dass pro Einwohner in allen Ländern etwa dieselbe Dachfläche zur Verfügung steht wie in Deutschland.



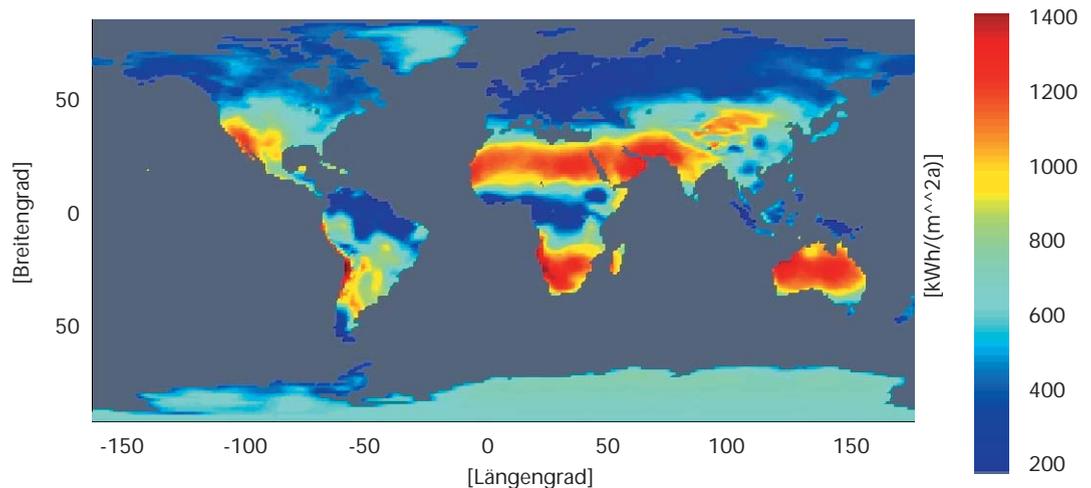
2.3 Potenziale der solarthermischen Stromerzeugung

Als zweite Form der solaren Stromerzeugung bietet sich die Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken an. Die Wüstenflächen Nordafrikas bieten bei Nutzung dieser Technik ein Potenzial, das ca. 500 mal den Stromverbrauch der EU-Mitgliedsstaaten deckt. Dieses große Solarenergiepotenzial in Nordafrika kann aber wirtschaftlich nur dann zu größeren Teilen erschlossen werden, wenn Solarstrom aus der Region exportiert wird, solange der Eigenbedarf relativ gering ist. Die Auslastung der Kraftwerke ist

bei den Parabolrinnenkraftwerken stark von der Auslegung abhängig. Daher kann sie nur unter Angabe der Auslegungsparameter angegeben werden. Die Nutzung von Wärmespeichern spielt dabei eine wichtige Rolle.

Die Standortgüte kann unabhängig von den Auslegungsparametern an der Wärmeproduktion aus dem Spiegelfeld des Kraftwerks ersehen werden, die in *Abb. 3* dargestellt ist. Die Wärme kann im Kraftwerksteil mit einem Wirkungsgrad von etwa 35% zur Stromerzeugung genutzt werden. Falls Wärmespeicher vorgesehen sind, wird das Spiegelfeld größer gewählt, um die Speicher tagsüber zu beschicken.

Abbildung 3
Potenzielle mittlere
Wärmeproduktion aus
Spiegelfeldern von
Parabolrinnenkraft-
werken für die Jahre
1983-1992; meteorol.
Daten: EZMW und
NCEP.



Die Stromerzeugung kann dann auch nachts und für den gezielten Lastfolgebetrieb aus Solarenergie erfolgen, was sonst nur durch Verbrennung fossiler Energieträger im Kraftwerksteil der Parabolrinnenkraftwerke möglich wäre.

Speichernutzung bringt also höhere Flexibilität und verringerte Stromgestehungskosten aufgrund der verbesserten Auslastung. Für eine Abschätzung der möglichen Stromerzeugung an einigen Standorten wird hier angenommen, dass die Speicher der Solarkraftwerke mit einer Speicherkapazität für 14 VLh Kraftwerksbetrieb sehr groß dimensioniert sind, damit zu keiner Zeit solar erzeugbare Wärme ungenutzt bleiben muss. Ein solches Parabolrinnenkraftwerk könnte in Südmarokko (Westsahara) knapp 5600 VLh solarer Stromerzeugung erreichen. Weiter südlich in Mauretanien wären 5800 VLh möglich und an einem guten Standort auf der Iberischen Halbinsel sind etwa 3000 VLh zu erwarten.

3. Ausgleichseffekte

Bei großen Anteilen fluktuierender regenerativer Stromerzeugung kommt dem gezielt regelbaren Teil des Kraftwerksparks zunehmend die Aufgabe der Deckung von Engpässen zu. Hierfür sind vor allem die schnell regelbaren Kraftwerksarten besonders geeignet. Dazu zählen auch Speicherwasserkraftwerke. Deren installierte Leistung beträgt in Deutschland nur etwa 1,4 GW bei einem Speichervermögen von 0,3 TWh, wodurch ihr Beitrag für Aus-

gleichregelungen relativ gering ist. In einem leistungsstarken europäischen Verbundsystem könnten die bestehenden Kraftwerke dieses Typs aber eine sehr wichtige Rolle spielen. Im skandinavischen Verbund NORDEL beträgt die installierte Leistung heute ca. 46 GW bei einem Speichervermögen von ca. 120 TWh [15, 16]. Im Verbund der UCTE, dem auch Deutschland angehört, liegen die entsprechenden Werte bei 49 GW und 57 TWh [17, 18]. Beim Einsatz dieser Kraftwerke für das Engpassmanagement würde sich deren Fahrweise ändern. Wahrscheinlich würde es sich auch lohnen, durch Ausbaumaßnahmen die an den Standorten der Speicherkraftwerke installierte Leistung zu erhöhen und somit das Verhältnis der Leistung zum Speichervermögen zu vergrößern. Wenn die momentane Produktionsmöglichkeit der dargebotsabhängigen Kraftwerke den gleichzeitigen Bedarf überschreitet und die Kapazitäten der verfügbaren Speicher ausgeschöpft wären, müsste auf einen Teil der regenerativen Stromerzeugung verzichtet werden.

Je besser der Verlauf der regenerativen Stromerzeugung mit dem des Strombedarfs übereinstimmt, desto kleiner wird der Bedarf an Speicherleistung und Speicherenergie [19]. Eine Vergleichmäßigung der Stromerzeugung kann durch eine Vergrößerung des genutzten Einzugsgebietes erreicht werden [20]. Generell wächst die Ausdehnung des für die Vergleichmäßigung benötigten Gebietes mit der Länge der Zeitspanne, für die die Schwankungen nivelliert werden sollen. Für einen saisonalen

Ausgleich sind Distanzen von mehreren tausend Kilometern zu überbrücken. Die erzielbaren Vergleichmäßigungseffekte fallen dabei - abhängig von der jeweils genutzten Art der regenerativen Energieform und der eingesetzten Technik - unterschiedlich stark aus.

3.1 Ausgleichseffekte bei großräumiger Nutzung der Windenergie

Die windgünstigen Gebiete der EU-Mitgliedsstaaten sind von Winterwinden geprägt. Daher fällt, wie aus *Abb. 4* ersichtlich, der größte Teil der Windstromproduktion in diese Zeit. Die mögliche Produktion – Graph E – *Abb. 5* schwankt über die Monate deutlich stärker als der Strombedarf – Graph G. Die Passatwindregionen in Nordafrika (Südmorokko und Mauretaniien, Graph c und d) zeichnen sich

bei ähnlich großer Schwankung über die Jahreszeiten durch deutliche Sommerwindmaxima aus. Bei gezielter Auswahl verschiedener Gebiete lässt sich der Monatsverlauf der Stromerzeugung weitgehend dem des Bedarfs anpassen. Dies verdeutlicht Graph F, bei dem angenommen wurde, dass ein Drittel der Nennleistung der Windkraftanlagen an den ausgewählten Standorten innerhalb der EU, der Rest zu gleichen Teilen in den anderen Regionen installiert ist. So lassen sich durch die Ausweitung des Einzugsgebietes die Potenziale deutlich vergrößern und gleichzeitig wünschenswerte Ausgleichseffekte erzielen. Die Schwankungen der Windstromerzeugung nehmen beim Übergang von der gleichzeitigen Nutzung der europäischen Standorte zur europäuerschreitenden Erzeugungsoption deutlich ab, wodurch sich bei hohen Anteilen der Windstromerzeugung die Häufigkeit von Leistungsüberschüssen deutlich verringern würde.

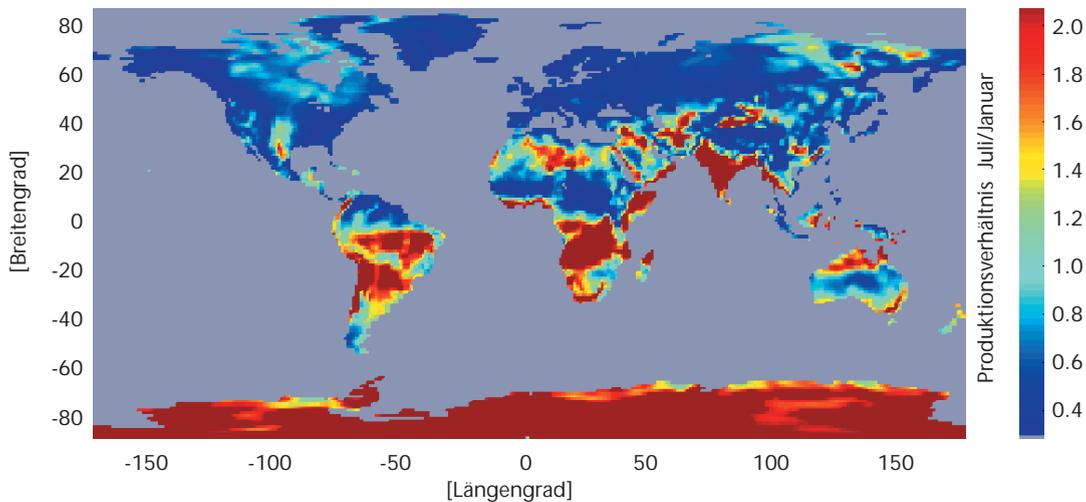


Abbildung 4
Saisonaler Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Windenergie, Quotient aus Monatsmittelwerten der Juli- und Januarzeugung 1979-1992; meteorol.
Daten: EZMW

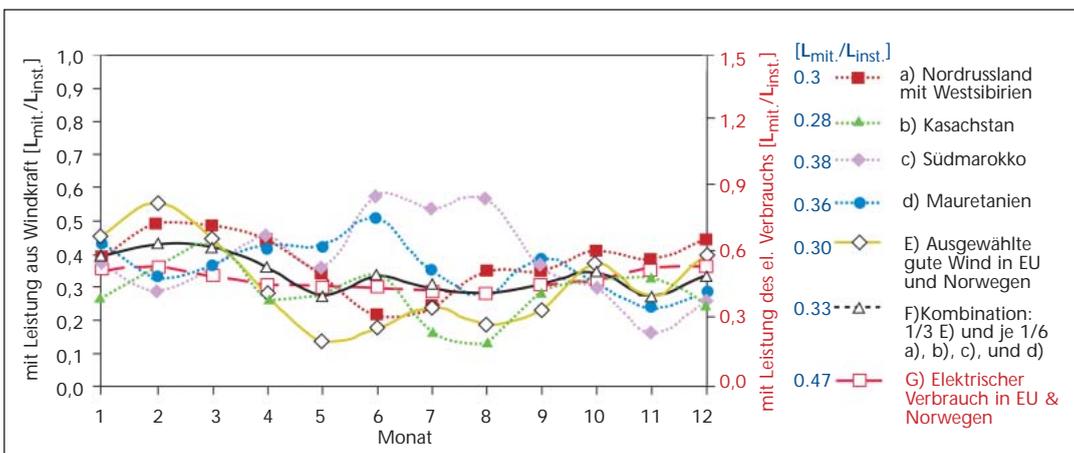
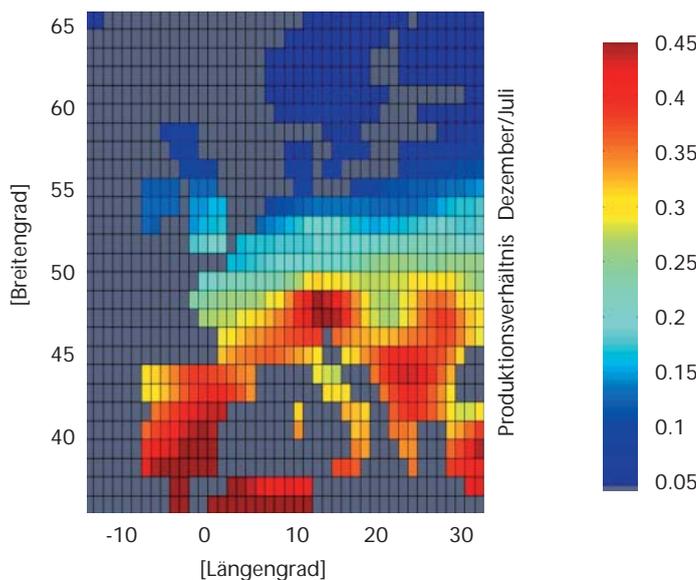


Abbildung 5
Relative Monatsmittelwerte: Stromerzeugung aus Windkraft in ausgewählten guten Windgebieten und elektrischer Verbrauch von EU und Norwegen

3.2 Ausgleichseffekte bei großräumiger Nutzung der Photovoltaik

Die potenzielle Stromerzeugung aus PV weist im Jahresgang deutliche Winterminima auf. Dezember ist in Europa der schlechteste Monat. Die monatliche Produktion ist in *Abb. 6* für Juli und Dezember gegenübergestellt. Naturgemäß sind die Unterschiede in Skandinavien am deutlichsten ausgeprägt. Hier können im Dezember gerade 3% der Produktion des besten Monats erreicht werden. Auf der iberischen Halbinsel sind es immerhin 40%, für die gesamte EU etwa 23%. Damit sind die Monatsverläufe der Produktion dem Verlauf des Verbrauchs entgegengerichtet.

Abbildung 6
Saisonaler Vergleich der mittleren Stromproduktion aus Photovoltaik, Quotient aus Monatsmittelwerten der Dezember- und Julierzeugung 1983-1992; met. Daten: EZMW und NCEP.



3.3 Zeitverlauf der möglichen Stromproduktion von Parabolrinnenkraftwerken

Wegen der parallelen Anordnung der Spiegeln kommt es bei flachem Sonnenstand im Winter – abhängig vom Reihenabstand – zu mehr oder weniger starker Selbstverschattung. Durch den flachen Einfallswinkel im Winter wird der Jahresverlauf der potenziellen Stromerzeugung außerdem über die Schwankungen des absoluten Strahlungsangebots hinaus beeinflusst. Mit zunehmender Äquatornähe

nimmt dieser Effekt zwar ab, ist aber, wie aus *Abb. 7* ersichtlich, selbst für die ausgewählten Standorte in Mauretanien noch deutlich zu erkennen. Eine Kombination der Stromerzeugung aus Solarthermie (und der Photovoltaik) mit ihren Sommermaxima und der europäischen Windenergie, die durch Wintermaxima geprägt ist, kann vom Zeitverlauf her also sehr gut geeignet sein, dem jahreszeitlichen Verlauf des europäischen Strombedarfs zu folgen.

4 Kosten von Stromproduktion und -transport

Im folgenden werden für die zuvor genannten Regionen innerhalb und im großräumigen Umfeld der EU die zu erwartenden Produktionskosten vor Ort angegeben. Für einige entferntere Regionen werden zudem die zu erwartenden Transportkosten zum willkürlich gewählten Einspeisepunkt Kassel mit berücksichtigt. Die Kosten ergeben sich aus den Investitionskosten aller Komponenten mit einem kalkulatorischen Realzinssatz von 5%/a, den Aufwendungen für Wartungs- und Reparaturmaßnahmen sowie weiteren Aufwendungen wie Versicherungs- und Betriebskosten.

4.1 Stromkosten bei Nutzung von Windenergie

Bei Windkraftanlagen (WKA) wird mit Gesamtinvestitionskosten von 1023 € pro Kilowatt Anlagennennleistung gerechnet. Die Kosten-erwartungen für Offshore-Windparks liegen heute bei ca. 1790 €/kW, wobei in der Nordsee Auslastungen von etwa 3500 VLh zu erwarten sind [21, 22, 23]. Die Lebensdauer von WKA wird mit 20 Jahren und die jährlichen Betriebskosten mit 2% der Investitionskosten angesetzt.

Bei voller Ausschöpfung des o.g. Windpotenzials auf Landflächen in Deutschland ergibt sich im Mittel eine Ausnutzung von 1600 VLh und damit Stromgestehungskosten von 6,4 ct/kWh. Die Kosten für Strom aus Offshore-Windparks in der Nordsee können überschlägig mit 5 ct/kWh angenommen werden. Bei relativ gleichverteilter Nutzung der Windkraft ist in allen EU-Ländern durchschnittlich mit

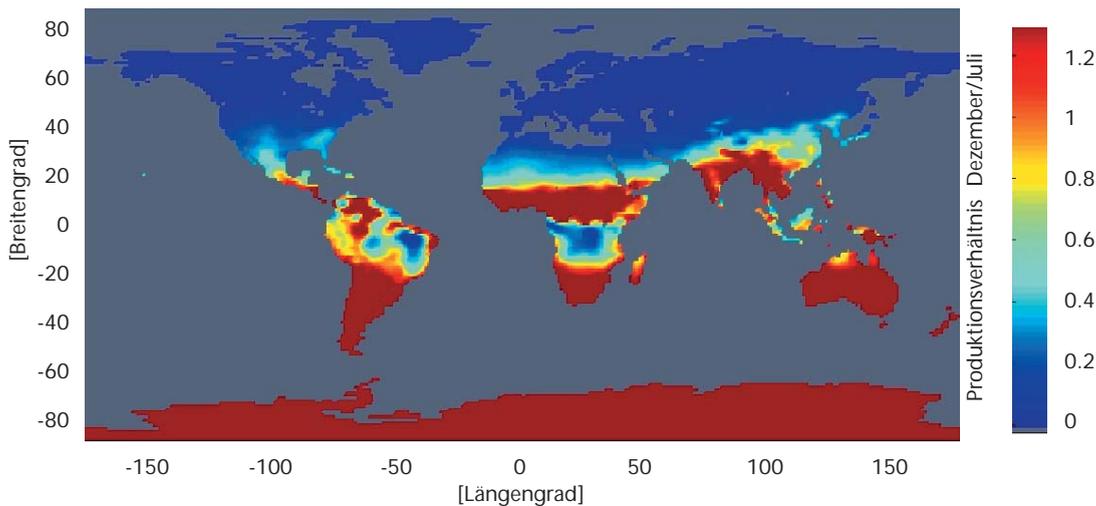


Abbildung 7
Saisonaler Vergleich
der mittleren
Wärmeproduktion
aus Spiegelfeldern
von Parabol-
rinnenkraftwerken,
Quotient aus
Monatsmittelwerten
der Dezember- und
Julierzeugung
1983-1992; met.
Daten: EZMW und
NCEP.

ca. 5 ct/kWh zu rechnen. Bei der vorgeschlagenen verstärkten Nutzung besonders guter Standorte könnten etwa 3,8 ct/kWh erreicht werden. In Tab. 3 sind für Nordrussland mit Westsibirien, Südmarokko, Mauretanien und Kasachstan die errechneten Stromgestehungskosten vor Ort sowie Transportentfernungen, -kosten und -verluste angegeben. Bei Nutzung von Standorten, wie sie in Südmarokko vermessen wurden [12], ergeben sich vor Ort etwa 2,3 ct/kWh. Die Transportverluste werden infolge der besseren Leitungsauslastung zwar etwas höher ausfallen, dennoch sind Stromkosten unter 7 €/kWh zu erwarten. Wenn sich die oben erwähnten guten Ertragserwartungen bestätigen lassen, könnten auch bei Windstromimport aus Kasachstan Stromkosten unterhalb von 4 ct/kWh realisiert werden.

4.2 Stromkosten bei Nutzung der Photovoltaik

Bei photovoltaischer Stromerzeugung wird mit Gesamtinvestitionskosten von 11.000 €/kW Anlagennennleistung gerechnet. Diese liegen im untersten Bereich der heute zu erreichenden Anlagenkosten [24]. Die Betriebskosten werden mit jährlich 1,5% der Anfangsinvestition und die Lebensdauer mit 20 Jahren angenommen. Die mittleren Stromgestehungskosten liegen in Deutschland im Mittel bei 69 ct/kWh und für die EU-Länder bei 62 ct/kWh. Bei günstiger Ausrichtung der Module kann an unverschatteten Standorten mit etwa 18% niedrigeren Stromkosten gerechnet werden.

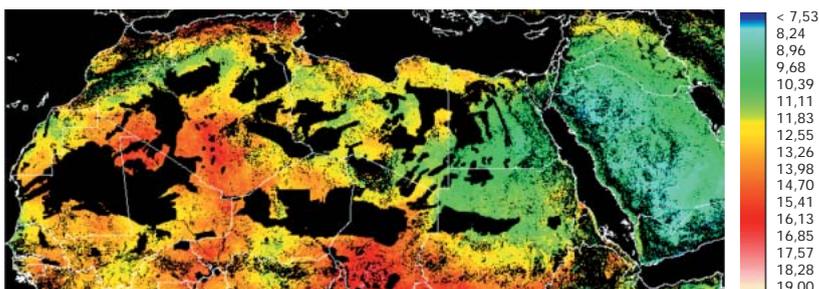
Exemplarisch ist für ein sonnenreiches Erzeugungsgebiet (Marokko und Algerien) auch Stromtransport mit berücksichtigt Tab. 3. Der größere Teil der Transportkosten von insgesamt 7 ct/kWh entfällt dabei mit ca. 4 ct/kWh auf die Verluste, der Rest ist den Investitionskosten für das HGÜ-System zuzurechnen. Die photovoltaische Stromerzeugung ist deutlich teurer als die Windstromerzeugung. Der Kostenunterschied beträgt etwa eine Größenordnung. Auch der immerhin deutlich günstigere Import photovoltaisch erzeugter elektrischer Energie kann hier kein wesentlich günstigeres Verhältnis schaffen.

4.3 Stromkosten bei Nutzung von Parabolrinnenkraftwerken

Die Kostenkalkulation gestaltet sich hier deutlich schwieriger als bei den bisher behandelten Techniken. Dies liegt vor allem an den vielseitigen Möglichkeiten der Gestaltung des Kraftwerks. Der Einsatz von Wärmespeichern verbessert die Auslastung des Kraftwerksteils, kann die Verluste durch ungenutzte überschüssige Wärme verringern und erhöht den erzielbaren Wirkungsgrad des Kraftwerks [25]. Damit kann er bei richtiger Dimensionierung die Stromgestehungskosten verringern. Ab einer weltweit installierten Leistung von ca. 7 GW wird mit einer Halbierung der Kosten der Hauptkomponente Kollektor gerechnet [26]. In Tab. 3 sind beispielhafte Berechnungen wiedergegeben, die die Stromkosten vor Ort sowie nach

Transport nach Deutschland bei heutigen und reduzierten Kollektorkosten mit Nutzung von Speichern darstellen. Die Speicher sind dabei sehr groß dimensioniert, damit zu keiner Zeit solar erzeugbare Wärme ungenutzt bleiben muss. Das ist mit Sicherheit nicht das betriebswirtschaftliche Optimum, wodurch die Kostangaben einen eher konservativen Charakter haben. Eine weitere Annahme, die als Maximalforderung zum Zwecke einer vorsichtigen Abschätzung verstanden werden sollte, ist, dass 70% der Stromerzeugung nach vorangegangener Wärmespeicherung erfolgt, wodurch die mittleren Speicherverluste insgesamt relativ hoch ausfallen. Für die Investitionskosten sind heute beim Solarfeld 190 € pro m² der Spiegelfläche anzusetzen. (Schon heute sind Konzepte mit günstigeren Kollektorsystemen in Sicht, mit denen rund 30-40 % verringerte Stromgestehungskosten erreichbar scheinen und für die als nächster Schritt der Bau erster Pilotanlagen angestrebt wird [27].) Bei einem Kraftwerk ohne Speicher werden ca. 6 m² Spiegelfläche pro kW_{el} benötigt, bei einem Wärmespeicher für 14 VLh liegt dieser Wert bei etwa 15m²/kW_{el}. Der Speicher selber liegt, bezogen auf die aus dem Wärmeinhalt erzeugbare elektrische Energie, bei etwa 60 €/kW_{el}. Die Investition für den thermischen Kraftwerksteil ist mit 537 €/kW_{el} angesetzt.

Abbildung 8
Stromgestehungskosten (in Eurocent/kWh) solarthermischer Kraftwerke mit 200 MW Leistung in Nordafrika inkl. Infrastrukturkosten zur Anbindung an Netz, Straßen und Wasserversorgung (Pipeline), Kostenstand und Strahlungsdaten 1998, Ausschlussflächen schwarz, Quelle: STEPS Projekt, DLR [29].



Solarthermische Kraftwerke können nicht nur zur Stromerzeugung, sondern auch zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Dies bedeutet, dass ein Teil der eingesetzten Solarenergie zur Meerwasserentsalzung ausgekoppelt werden kann, um ein für die Region lebenswichtiges Produkt zu erzeugen. Dadurch erhöht sich der ökologische, der gesellschaftliche und auch der wirtschaftliche Nutzen dieser

Technologie. Durch den Erlös aus der Trinkwasserproduktion können die Stromgestehungskosten etwa um 1-2 ct/kWh_{el} fallen und damit schon heute die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit erreichen [28].

Da sich die nord- und mitteleuropäischen Gebiete weniger für die Stromerzeugung mit Parabolrinnenkraftwerken eignen, wurde zum Kostenvergleich ein Gebiet auf der iberischen Halbinsel im südlichen Portugal sowie jeweils eines in Südmarokko und Mauretanien gegenübergestellt. Für Leitungsauslastung wird angenommen, dass die einspeisenden Solarkraftwerke die Hälfte ihrer Stromproduktion bei gleichzeitiger Volllast erbringen. Die restlichen 50% der elektrischen Energie werden in zwei Teilströme im Leistungsverhältnis 2 zu 1 aufgeteilt, um die durchschnittliche Verlustleistung zu ermitteln. Die Ergebnisse sind in Tab. 3 zusammengefasst (Kostenreduktion für Trinkwasserproduktion ist nicht berücksichtigt). Die Kosten für Strom aus Parabolrinnenkraftwerken sind bei heutigen Komponentenkosten an guten Standorten ähnlich hoch wie die von Windstrom an Standorten mit ca. 1400 VLh. Wenn sich die erwartete Kostendegression des Solarfeldes erzielen lässt, müsste regelbarer Solarstrom aus nordafrikanischen Parabolrinnenkraftwerken mit Wärmespeichern selbst in Deutschland nicht teurer sein.

Es ist zu erwarten, dass die ersten Parabolrinnenkraftwerke in Afrika zur Stromerzeugung für den eigenen Strombedarf erstellt werden. Abb. 8 zeigt eine Karte der Kosten für Solarstrom, der in die lokalen Netze eingespeist wird. Die Berechnungen basieren auf räumlich hochaufgelösten Daten zur Meteorologie, Topografie, Landbedeckung usw. Die meteorologischen Daten waren dabei nur für das Jahr 1998 verfügbar, das im westlichen Teil der Sahara relativ strahlungsarm war, weshalb die Karte nur einen relativ groben Überblick geben kann. Sie gibt aber deutliche Hinweise auf gute Standorte, die erst bei dieser hochaufgelösten Betrachtung zum Vorschein treten. Beispielsweise finden sich günstige Gebiete südlich des Atlas in Marokko und Algerien, die relativ nahe an Europa liegen (gut 3000 km bis Kassel).

Tabelle 3

	Wind				Solarthermie							PV				
	SK	SKK	V	EK	mSp.		oSp.		mSp. ½ FK			SK	SKK	V	EK	
Einheit	[ct/kWh]		[%]	[km]	[ct/kWh]							[km]	[ct/kWh]		[%]	[km]
Algerien & Marokko													43	50	8,6	3100
Iberische Halbinsel					14,3		14,0		9,5			3000				
Kasachstan	4,0	5,5	10	4300												
Mauretanien	3,3	5,0	11	4900	7,4	9,6	9,3	11,4	5,0	6,5	5300	38				
N-Russland & W-Sibirien	3,2	4,6	10,5													
Südmarokko	3,0	4,4	10,5	4400	7,5	9,6	9,5	11,4	5,0	6,5	4400					

Zu erwartende mittlere Stromkosten (SK) vor Ort und am willkürlich gewählten Einspeiseort Kassel (Stromkosten Kassel = SKK) für Stromerzeugung aus:
 a) Windkraft an Landstandorten, b) solarthermische Stromproduktion mit Wärmespeichern (mSp) für 14 VLh/a, c) wie b), aber mit der Hälfte der heutigen Kosten für das Solarfeld (mSp. ½ FK), d) wie b), aber ohne Speicher (oSp) und e) PV. Die Transportverluste (V) berücksichtigen den zeitlichen Verlauf der Netzbelastung und die Übertragungsentfernung nach Kassel (EK) mit Umrichterverlusten.

5 Gesamtkonzept zur kostenoptimalen Stromversorgung aus regenerativen Energien

Momentan werden am ISET in Kassel Szenarien für eine zukünftige Stromerzeugung mit regenerativen Energien entwickelt. Dabei werden verschiedene Konzepte einer regenerativen Stromversorgung für Europa und seine Nachbarschaft entworfen. Der Ansatz ist, in einem großen Versorgungsgebiet (Abb. 9) mit etwa 1,1 Mrd. Einwohnern und einem Stromverbrauch von 4300 TWh/a Potenziale zu bestimmen, die für eine zukünftige Stromversorgung genutzt werden können. Die Frage, in welchem Maße und wie diese genutzt werden sollten, wird durch eine mathematische Optimierung unter Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs der Produktion dargebotsabhängiger Erzeugungssysteme und des Strombedarfs ermittelt. Beide liegen in Zeitreihen (3 h Schrittweite) für insgesamt 19 Regionen vor, in die das Versorgungsgebiet untergliedert wurde. Die Optimierung sorgt für die Lastdeckung, entscheidet

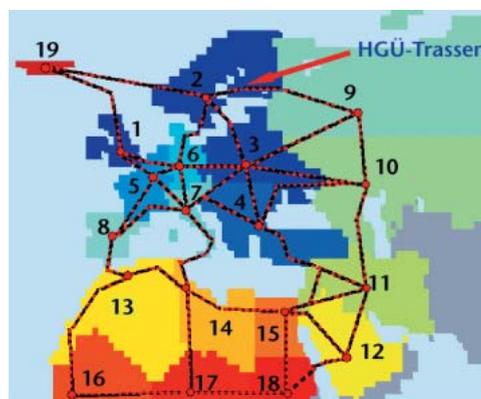


Abbildung 9
Mögliches Stromversorgungsgebiet unterteilt in 19 Regionen mit schematischer Darstellung potenzieller Trassen für den Stromtransport mit HGÜ zu den geographischen Bevölkerungsschwerpunkten der Regionen.

über den Zubau und Betrieb aller Komponenten einschließlich eines den heutigen Netzen überlagerten HGÜ Netzes. Optimierungskriterium sind dabei die Stromkosten bei Übergabe an die regionalen Hochspannungsnetze.

Erste vielversprechende Ergebnisse lassen für ein Szenario einer Stromversorgung ausschließlich aus erneuerbaren Energien (mit heutigen Kosten für alle Komponenten) Stromgestehungskosten unter 5 ct/kWh

und damit sehr nahe am heute Üblichen erwarten (Auch Strom aus neuen GuD-Kraftwerken liegt bei heutigen Gaspreisen bei ca. 3 - 4 ct/kWh.) Dabei stammen fast 70% der Stromproduktion aus Windkraft. Den größten Teil der Backup-Aufgaben innerhalb des mit großen HGÜ-Leistungen verknüpften Stromversorgungsgebietes übernehmen Biomasseanlagen und schon heute bestehende Wasserkraftwerke. Wenn der Stromtransport zwischen den Regionen ausgeschlossen wäre, stiege die Überschussproduktion stark an und zusätzliche Backup-Leistung sowie Backup-Energie aus andern Quellen müsste heran gezogen werden. In einem Szenario in dem dazu Brennstoffzellen (betrieben mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff) genutzt werden, ergibt sich beinahe eine Verdoppelung der Stromkosten.

Auch die Auswirkung von Kostenentwicklungen einzelner Komponenten konnte in einzelnen Szenarien untersucht werden. Wenn sich die Investitionskosten für Photovoltaik deutlich reduzieren ließen, kann auch sie einen ökonomisch sinnvollen Beitrag zur Stromversorgung leisten. Wenn alle anderen Kosten unverändert blieben, würde Photovoltaik ab ca. 1/8 der heutigen Kosten in diesen Szenarien erstmals genutzt. Bei 1/16 könnte sie schon etwa 20% der Stromerzeugung beitragen und dabei die Stromkosten merklich reduzieren. Wenn sich die Kosten für die Kollektorfelder von Parabolrinnenkraftwerken – wie schon für die nähere Zukunft erhofft – halbieren ließen, würden auch diese Kraftwerke nennenswerte Beiträge leisten können. Bei einer Reduzierung auf 40% bei gleichzeitiger Reduzierung der Speicherkosten auf 2/3 der heutigen Kosten läge ihr Beitrag schon bei annähernd 20% der Stromerzeugung, sodass in Zukunft auch Solarthermie ein wirtschaftlich interessantes Potenzial erschließen könnte.

Literatur

- [1] IEA Wind Energy Annual Report 1999, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA 2000
- [2] Giebel G., On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, Dissertation, Universität Oldenburg, 2000
- [3] World Total Net Electricity Consumption, 1990-1999, International Energy Annual, US Department of Energy, <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/table62.html>
- [4] Czisch G., Potenziale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika – Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung. Vortrag auf der Frühjahrstagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Heidelberg 1999 http://www.iset.uni-kassel.de:80/abt/w3w/projekte/Pot_Strom_Nordafrika.pdf
- [5] ABB Power Transmission, HVDC Systems, ABB HVDC projects, Interne Publikation <http://www.abb.com> (unter Stichpunkt "HVDC Systems" nach Stichpunkt "ABB HVDC projects")
- [6] Häusler M., Energietransport über Land und See mit Gleichstrom, in: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, hrsg. v. Brauch H.-G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [7] ERA-15, ECMWF Re-Analysis (ERA) Project, EZMW, Reading, United Kingdom 1996, <http://www.ecmwf.int/research/era/>
- [8] NCEP/NCAR CDAS/Reanalysis Project, 1999 <http://wesley.wvb.noaa.gov/reanalysis.html>
- [9] Quaschnig V., Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000
- [10] Garrad A. D., H. G. Matthies, C. Nath, T. E. Schellin, Scherweit M. u.a.; Study of Offshore Wind Energy in the EC, Joule I 1995, Natürliche Energie, Brekendorf, Hrsg.: Germanischer Lloyd / Garrad Hassan and Partners / Windtest KWK, Hamburg / Bristol / Kaiser-Wilhelm-Koog, 1995

- [11] Windstärke 10, Studie von EWEA, fed, und Greenpeace, 1999
- [12] Enzili M., Rehfeld K., Auswertungen aus dem Wind Ressourcen & TERNA Project in Marokko, Deutsches Windenergie-Institut (DEWI), Wilhelmshaven 1999
- [13] Baltus K., Müller M. J., Werle D., Handbuch ausgewählter Klimastationen der Erde, 4. Auflage, hrsg. v. Richter G., Forschungsstelle Bodenerosion der Universität Trier Mertesdorf, Trier 1987
- [14] Nikitina E., Persönliche Mitteilung von Untersuchungsergebnissen, Almaty Institute of Power Engineering and Telecommunication, 1999
- [15] Installed capacity on 31 Dec. 1996, Nordel, Oslo 1997,
<http://www.nordel.org/stat97/421.htm>
- [16] Water reservoirs 1996, Nordel, Oslo 1997,
<http://www.nordel.org/stat97/47.htm>
- [17] Statistisches Jahrbuch UCPT 1998, hrsg. v. UCTE-Sekretariat, Wien, 1998
- [18] Speicherkapazitäten der Wasserkraftwerke innerhalb der UCTE, Stand 1997, Persönliche Datenweitergabe der UCTE, 2000,
<http://www.UCTE.ORG/>
- [19] Czisch G., Durstewitz M., Hoppe-Kilpper M., Kleinkauf W., Windenergie gestern, heute und morgen, Vortrag auf der Kongress "Husum Wind 1999"
http://www.iset.unikassel.de/abt/w3w/projekte/husum_czisch.pdf
- [20] Czisch G., Ernst B., High wind power penetration by the systematic use of smoothing effects within huge catchment areas shown in a European example, Vortrag auf der Konferenz "Windpower 2001" der "American Wind Energy Association" (AWEA), Washington, DC, 2001
http://www.iset.uni-kassel.de/abt/w3/projekte/awea_2001_czisch_ernst.pdf
- [21] Antrag für Offshore-Windpark, Pressemitteilung WKN 691 030, Plambeck Neue Energien AG,
http://www.plambeck.de/Inhalte/Aktuelle_Informationen.htm#130600
- [22] Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern, SEAS, Haslev, Dänemark 1997
- [23] Cockerill T. T., Harrison P., Kühn M., van Bussel G. J. W., Opti - OWECs Final Report, Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites, Delft 1998
- [24] Creutzburg M., Solarthermie und Photovoltaik im Kostenvergleich, in: Sonne Wind & Wärme, 1/2000, S. 12-15
- [25] European Commission, DG I, Assessment of Solar Thermal Trough Power Plant Technology and its Transferability to the Mediterranean Region, Final Report, Brussels 1994
- [26] Knies G., Milow B., Nitsch J., Trieb F., Markteinführung solarthermischer Kraftwerke – Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 6/1998, S 392-397
- [27] Solarmundo N.V., Economic Assessment of Solarmundo Solar Thermal Power Plants, Internal Report, Liege 2001,
<http://www.solarmundo.de>.
- [28] Knies G., Nitsch J., Trieb F., Strom und Trinkwasser aus solarthermischen Kraftwerken, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg., (2001), Heft 6, S. 386-389
- [29] Kronshage S., Mannstein H., Meyer R., Schillings C., Trieb F., STEPS - Evaluation system for Solar Thermal Power Stations, DLR, 2001, {HYPERLINK "<http://www.dlr.de/steps>"}
<http://www.dlr.de/steps>