

Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika

- Perspektiven ihrer Nutzung zur lokalen und großräumigen Stromversorgung -

Mai 1999

Gregor Czisch

1. Einleitung

Der größte Teil der Flächen Nordafrikas besteht aus Wüsten und daran angrenzenden Steppegebieten (mehr als 10 Mio. Quadratkilometer), die wenig oder gar keiner Nutzung durch den Menschen erfahren. Nicht zuletzt ist hierfür das extrem hohe solare Strahlungsangebot in dieser Region verantwortlich. Die gleichzeitig herrschende Trockenheit, die durch globale Energieaustauschprozesse in den Wüstengürteln zwischen dem 20. und 35. Grad beider Hemisphären mit verursacht wird, erlaubt nur sehr wenig Vegetation. Daher zeichnen sich die Wüstenregionen in weiten Teilen durch sehr geringe Oberflächenrauigkeiten und somit häufig durch relativ große bodennahe Windgeschwindigkeiten aus. Die Lebensfeindlichkeit der Wüste korrespondiert also auf der anderen Seite mit einem großzügigen Angebot regenerativer Energien in diesen sehr dünn besiedelten Gebieten.

Dieser Artikel befaßt sich mit Potentialen regenerativer Energien in Nordafrika und deren Nutzung für die Stromerzeugung. Dabei wird auf die Möglichkeiten regenerativer Stromerzeugung für die Staaten Nordafrikas eingegangen. Ein wesentlicher Gesichtspunkt ist das Zeitverhalten des Energiedargebots der verschiedenen Energiequellen und dessen Auswirkung auf die Stromproduktion. Das Zeitverhalten der potentiellen Stromerzeugung weicht teilweise erheblich von dem in Europa zu erwartenden ab. Mit größer werdenden Distanzen verringert sich die Korrelation des Energiedargebots und teilweise treten sogar deutliche Antikorrelationen z. B. seines jahreszeitlichen Verlaufs in verschiedenen Regionen auf. Daher stellt sich die Frage, welche Möglichkeiten und Perspektiven sich durch eine großräumige Nutzung und somit auch für eine regenerative europäische Stromversorgung ergeben. Sowohl für die lokale als auch für eine großräumige Nutzung mit Stromtransport über große Distanzen werden die - beim heutigen Stand der Technik - zu erwartenden Stromgestehungskosten diskutiert.

Bei der Auswahl der betrachteten Erzeugungssysteme werden, hinsichtlich der Windenergienutzung durch offen angeströmte Windkraftanlagen (WKA) und der Solarenergienutzung mittels solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke, Systeme gewählt, deren Eigenschaften und Kosten heute als bekannt angenommen werden können¹. Für diese Systeme werden günstige Standorte aufgezeigt und in ihren Eigenschaften beschrieben. Dabei wird auch teilweise auf Messungen vor Ort zurückgegriffen.

Abschließend werden die wesentlichen Ergebnisse zusammengefaßt und Vorschläge und mögliche Strategien zur Nutzbarmachung der Potentiale unterbreitet.

¹ Unberücksichtigt bleiben hierdurch zwangsläufig einerseits andere Techniken, wie z. B. die Nutzung der Solarenergie durch Aufwindkraftwerke, andererseits aber auch andere Quellen, wie die Erdwärme aus heißem Trockengestein, die auf große nutzbare Potentiale hoffen läßt (siehe [EPRI 1997]), oder als weiteres Beispiel die Nutzung trockener Warmluft, die in Folge globaler Austauschprozesse in den Wüstengürteln nördlicher und südlicher Hemisphäre zur Verfügung stünde, um in den noch zu entwickelnden Fallwindkraftwerken zur Stromerzeugung genutzt zu werden [Zaslavsky 1997].

2. Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Inhaltsverzeichnis	2
3. Nutzung der Solarstrahlung zur Stromerzeugung	3
3.1. Strahlungsangebot	3
3.2. Jahreszeitliche Schwankungen	3
3.3. Parabolrinnenkraftwerke als Technik der Wahl	4
3.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport	6
3.5. Kostenreduktion durch großtechnische Markteinführung	7
4. Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung	7
4.1. Heutiger Stand der Technik und Kosten von Windkraftanlagen	7
4.2. Windenergieangebot	8
4.3. Jahres- und tageszeitliche Schwankungen	10
4.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport bei Nutzung der Windkraft	12
4.5. Zeitlicher Ausgleich der Windleistung bei großräumiger Nutzung	13
5. Zusammenfassung der Ergebnisse	16
6. Mögliche Bedeutung eines regenerativen europäisch - afrikanischen Stromverbundes für die beteiligten Staaten	16
7. Vision einer regenerativen Stromversorgung für Europa und seine Nachbarn	17
8. Ausblick und mögliche Strategie	18
9. Begriffsdefinitionen	19
10. Quellen	20

3. Nutzung der Solarstrahlung zur Stromerzeugung

3.1. Strahlungsangebot

Der wichtigste Parameter für die Nutzung der Solarenergie ist natürlich das lokale Strahlungsangebot. Vergleicht man die Jahresmittelwerte der horizontalen Globalstrahlung für einen typi-

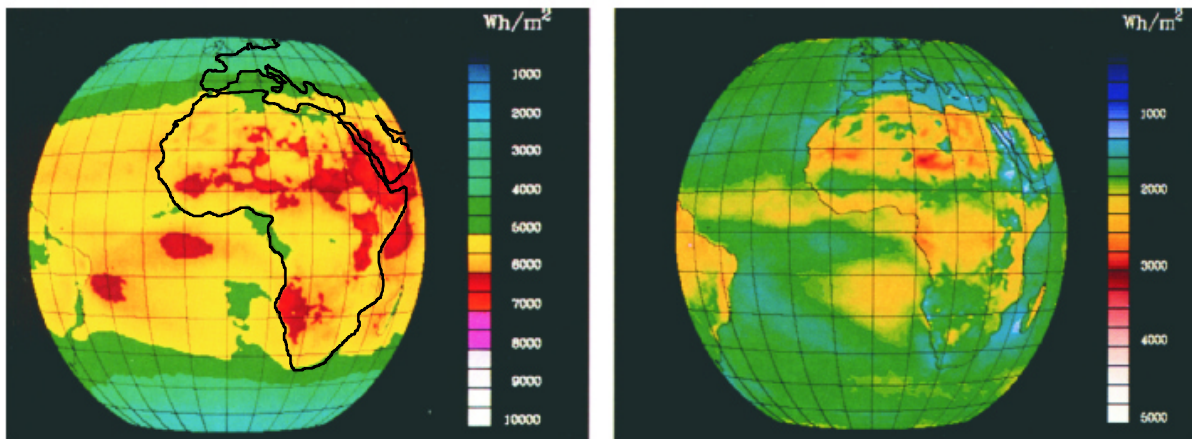


Abb. 1: Horizontale Globalstrahlung (links) und Diffusstrahlung (rechts) im Jahr 1985 in Afrika und Europa [Wh/(m² d)] [Palz 1991]

schen mitteleuropäischen Standort, einen nordafrikanischen Standort in der Nähe der Mittelmeerküste und eine besonders sonnenverwöhnte afrikanische Region, etwa zwischen dem 10. und 25. Breitengrad, so erhält man näherungsweise ein Verhältnis von 1:1,8:2,4 oder 1000 zu 1800 zu 2400 kWh/(m² a). Abb. 1 (links) zeigt die Strahlungsverhältnisse als jahresmittlere Tagesstrahlungswerte angegeben in Wh/(m² d). An manchen besonders günstigen Standorten liegt die Einstrahlung so nahe am maximal möglichen Wert, daß das Auftreten von Wolken als äußerst seltenes Ereignis angesehen werden muß. Damit ergibt sich dort eine weitgehende Berechenbarkeit der Einstrahlung und damit der möglichen Stromerzeugung.

3.2. Jahreszeitliche Schwankungen

Die relativen saisonalen Schwankungen der Einstrahlung verringern sich im allgemeinen, je weiter man sich von den gemäßigten Breiten in Richtung Äquator bewegt. In Mitteleuropa kann das Verhältnis der mittleren Globalstrahlung im Januar zu der im Juli Werte von 0,15

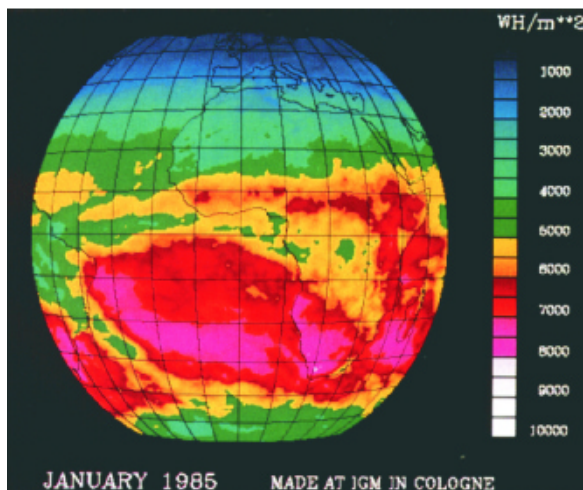


Abb. 2: Tagesmittlere horizontale Globalstrahlung im Januar 1985 [Wh/(m² d)] [Palz 1991]

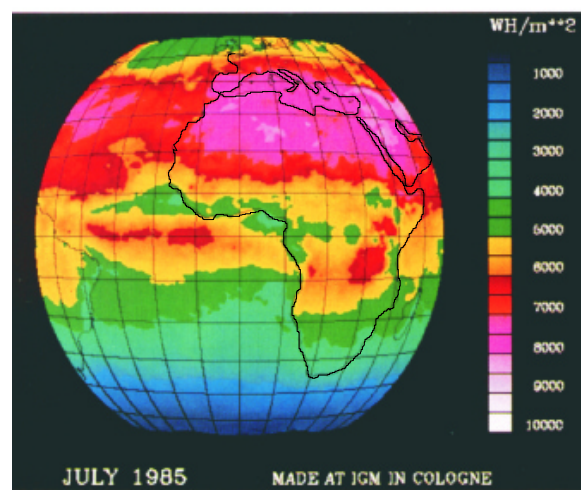


Abb. 3: Tagesmittlere horizontale Globalstrahlung im Juli 1985 [Wh/(m² d)] [Palz 1991]

unterschreiten, an der Mittelmeerküste Nordafrikas ist die Einstrahlung mit einem Verhältnis 0,3 bis 0,4 deutlich ausgeglichener (s. Abb. 2 u. Abb. 3). An den Standorten im Bereich des 10. nördlichen Breitengrades liegt es nahe bei 1 und kann teilweise sogar noch höhere Werte annehmen. Das bedeutet, hier ist im Januar mit höheren Strahlungswerten zu rechnen als im Juli. Aus europäischer Sicht sind natürlich gerade diese Standorte von besonderem Interesse, da der Strahlungsverlauf hier günstig mit der saisonalen Variation des Strombedarfs korreliert.

Kraftwerke mit Systemen zur Konzentration von Solarstrahlung - wie die weiter unten beschriebenen Parabolrinnenkraftwerke - nutzen den direkten Anteil der Solarstrahlung. Die horizontale Direktstrahlung ergibt sich als Differenz der Globalstrahlung und der Diffusstrahlung. Das Verhältnis von horizontaler Direkt- zu horizontaler Globalstrahlung liegt für einen typischen mitteleuropäischen Standort bei etwa 0,4 (vergl. Abb. 1 links u. Abb. 1 rechts), womit hier, unter Berücksichtigung der ohnehin geringen Einstrahlung, ein Einsatz von Parabolrinnenkraftwerken praktisch ausgeschlossen ist. Ein Standort in Nordafrika nahe der Mittelmeerküste bringt es auf Werte um 0,7, in besonders günstigen Bereichen (s. o.) können auch 80% erreicht werden.

3.3 Parabolrinnenkraftwerke als Technik der Wahl

Zur Nutzung des Strahlungsangebots sollen hier, wie eingangs erläutert, die solarthermischen Parabolrinnenkraftwerke berücksichtigt werden (vergl. Abb. 4). Eine Hauptkomponente des Parabolrinnenkraftwerks ist das Spiegelfeld, in dem der direkte Strahlungsanteil auf einen röhrenförmigen Kollektor in der Brennlinie der Parabolspiegel fokussiert wird. Hier wird die Strahlungsenergie an ein Wärmeträgermedium übergeben. Beim eigentlichen Kraftwerksteil handelt es sich um ein herkömmliches Dampfkraftwerk, bei dem lediglich die Antriebswärme nicht aus der Verfeuerung von Brennstoffen, sondern aus dem Solarfeld stammt.

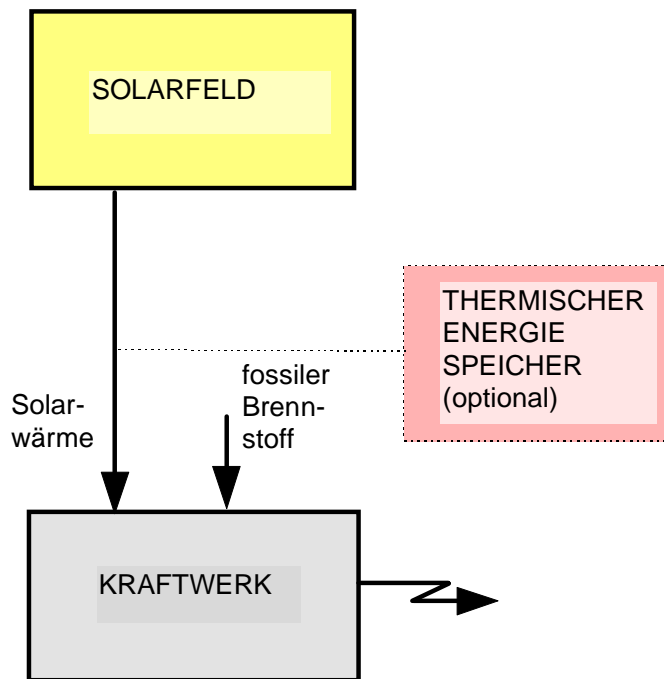


Abb. 4: Hauptkomponenten eines Parabolrinnenkraftwerks [Knies 1998]

Mit dieser Kraftwerkstechnik, von der Anlagen mit insgesamt ca. $350 \text{ MW}_{\text{el}}$ seit vielen Jahren ihre Funktionsfähigkeit unter Beweis stellen, läßt sich gegenwärtig ein Jahresnutzungsgrad der Direktnormalstrahlung von etwa 15% erreichen [Geyer 1995] (s. a. [Cohen 1999]). Die heutigen Kosten des Solarfeldes liegen bei etwa $370 \text{ DM/m}^2_{\text{Spiegelfläche}}$, die des Kraftwerksteils bei ca. $1050 \text{ DM/kW}_{\text{el.Nennl}}$. Für eine baldige Einführung der Parabolrinnenkraftwerke im großen Maßstab wird die Möglichkeit der fossilen Zufeuerung eine wesentliche Rolle spielen, da sie die Auslastung des Kraftwerks erhöht und damit den arbeitspezifischen Fixkostenanteil senkt. Die Mehrkosten für eine Einrichtung zur Erdgaszufeuerung belaufen sich auf etwa $100 \text{ DM/kW}_{\text{el.Nennl}}$. Der gleiche Effekt könnte durch die Verwendung von Wärmespeichern erreicht werden, die mit Wirkungsgraden über 90% Wärme aus dem Spiegelfeld für viele Stunden speichern und dadurch ohne jegliche fossile Zufeuerung einen ganztägigen

mespeichern erreicht werden, die mit Wirkungsgraden über 90% Wärme aus dem Spiegelfeld für viele Stunden speichern und dadurch ohne jegliche fossile Zufeuerung einen ganztägigen

Betrieb des Kraftwerks ermöglichen. Die Kosten für den Speicher werden bezogen auf die Stromerzeugung mit $120 \text{ DM/kWh}_{\text{el. Speicherkapazität}}$ beziffert. Soll das Solarfeld bei gleicher Nennleistung des Kraftwerksteils tagsüber Wärme an den Speicher liefern, muß es vergrößert werden. Das sog. Solarvielfache übersteigt dann den Wert 1. Durch den Einsatz von Wärmespeichern eröffnet sich die Möglichkeit einer rein solaren Stromversorgung, ohne daß hierzu der Einsatz anderer Speichertechniken - wie beispielsweise der von Pumpspeicherkraftwerken - nötig wird. Damit erübrigte sich selbst für den Fall einer rein solaren Stromversorgung die Notwendigkeit einer etwaigen weltumspannenden Vernetzung günstiger Standorte.

Der folgende Vergleich dreier einfacher Parabolrinnenkraftwerke - mit Trockenkühlung und Solarvielfachem 1 ohne Speicher und Zufeuerung - an verschiedenen Standorten in Nordafrika (s. Tab. 1) soll die hier zu erwartenden Verhältnisse aufzeigen.

Standort	Marokko nördlich des hohen Atlas	Marokko gleich südlich des hohen Atlas	Ägypten Assuan
Direktnormalstrahlung (NdI) [kWh/(m ² a)]	2000	2370	2850
Jahresnutzungsgrad bei Trockenkühlung [%]	14,6	14,6	16,3
Vollaststunden [h/a]	1800	2130	2850

Tab. 1: Errechnete Jahresproduktion von Parabolrinnenkraftwerken in Nordafrika (Solarvielfaches =1)

Die potentielle Jahresproduktion am Standort in Assuan übersteigt die in Marokko nördlich des hohen Atlas um annähernd 60%.

Für 10 Solarkraftwerke (an den nordmarokkanischen Standorten Agadir, Beni-Mellal, Casablanca, Marrakech, Fes, Quarzazate, Qujda, Rabat-Sale, Safi, Taza) mit einer mittleren NdI^2 von $1900 \text{ kWh/(m}^2 \text{ a)}$ (Strahlungsdaten aus Monatsmittelwerten der Globalstrahlung synthetisiert [Langniß 1998]) ergibt sich rechnerisch bei der Nutzung eines 9-Stunden-Speichers³, einem Solarvielfachen von 3 und einem einfachen (nicht optimierten) Betriebsregime eine mittlere Jahresproduktion von 5400 Vollaststunden⁴. Die erwartete Jahresdauerlinie ist in Abb. 6 dargestellt. Zum Vergleich sei hier erwähnt, daß eine typische dachaufgeständerte Photovoltaikanlage in Deutschland gerade einmal gut 700 Vollaststunden erreicht und natürlich nachts keinen Strom liefern kann (vergl. Abb. 5) [Kiefer 1997].

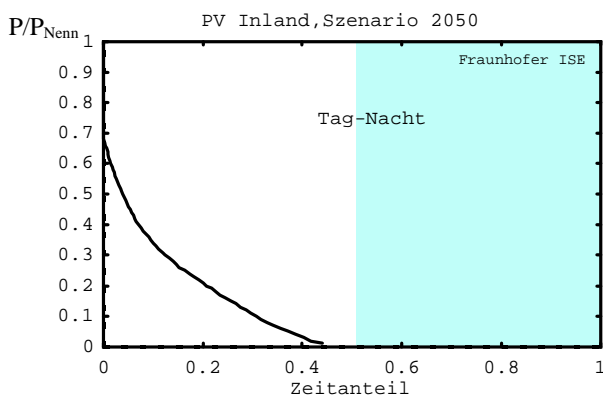


Abb. 5: Mögliche Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus Photovoltaik in der BRD [Langniß 1998]

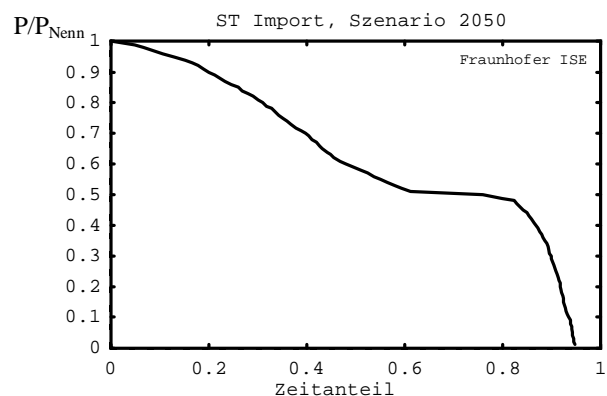


Abb. 6: Mögliche Jahresdauerlinie der Stromerzeugung aus Parabolrinnenkraftwerken in Nordmarokko [Langniß 1998]

² Mit NdI wird die Direkt-Normal-Strahlung bezeichnet, also die Strahlung auf eine Fläche, die immer senkrecht zur Einfallrichtung der Direktstrahlung von der Sonne ausgerichtet ist.

³ Ein solcher Speicher kann die Wärmemenge für 9h Vollastbetrieb des Kraftwerksteils aufnehmen.

3.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport

Zur Berechnung der zu erwartenden Stromgestehungskosten soll zunächst von den schon heute realisierbaren Kosten für die Komponenten der Parabolrinnenkraftwerke ausgegangen werden. Mit diesen und den weiteren zugrunde gelegten Annahmen (s. Tab. 2) ergeben sich am besseren der zuvor erwähnten Standorte in Marokko Stromgestehungskosten von knapp 15 DPf/kWh.

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Solarvielfaches	2,5	
Speicherkapazität	8 Vollaststd.	
Solarfeld	370 DM/m ²	5520 DM/kW _{el. Nennleistung}
Speicher	120 DM/kWh _{el}	960 DM/kW _{el. Nennleistung}
Kraftwerksteil	1050 DM/kW _{el}	1050 DM/kW _{el. Nennleistung}
Gesamtinvestition		7530 DM/kW_{el. Nennleistung}
Lebensdauer	25 a	
Jahreserzeugung	5100 Vollaststunden	
Betriebskosten	2% der Investitionskosten/a	
Versicherungskosten	1% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	

Tab. 2: Eckdaten für den Kostenüberschlag - Parabolrinnenkraftwerke in Nordmarokko

Eine Anlage in Assuan könnte es mit einem 11-Stundenspeicher unter sonst gleichen Voraussetzungen auf knapp 6800 Vollaststunden bringen. Die Stromgestehungskosten würden dann vor Ort bei etwa 12 DPf/kWh liegen.

Mit dem Bau einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitung (HGÜ) mit der Spezifikation aus Tab. 3 ließe sich der dort erzeugte Strom auch nach Mitteleuropa transportieren. Die Investitionskosten für eine Leitung aus Marokko lägen bei etwa 10% der Kosten für das Solarkraftwerk. Durch die Leitungsverluste verringert sich die verfügbare Energie in Mitteleuropa, so daß die Stromgestehungskosten in Mitteleuropa bei etwa 17 DPf/kWh, also um ca. 15 % höher liegen würden. Die Mehrkosten in Europa setzen sich zu annähernd gleichen Teilen aus den direkten Kosten für die Übertragungsstrecke und denen für die Transportverluste zusammen.

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Leistungsklasse	5 GW	
Nennspannung	+/-600 kV	
Ausführung	Doppelbipol.	
Übertragungsentfernung	2500 km	
Umrichterstationen [Häusler 1999]	2 * 120 DM/kW	240 DM/kW _{el. Nennleistung}
Freileitung [Häusler 1999]	140 DM/(kW * 1000 km)	350 DM/kW _{el. Nennleistung}
Seekabel 50 km	1400 DM/(kW * 1000 km)	70 DM/kW _{el. Nennleistung}
Gesamtinvestition		660 DM/kW_{el. Nennleistung}
Lebensdauer	25 a	
Betriebskosten	1% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	
Mittlerer Übertragungsverlust	7%	

Tab. 3: Eckdaten für den Kostenüberschlag - HGÜ aus Nordmarokko

⁴ Die Anzahl der äquivalenten Vollaststunden einer Anlage errechnet sich als Quotient Jahresertrag [kWh]/ Nennleistung [kW].

Strom aus Assuan könnte in Mitteleuropa trotz der, mit 4900 km deutlich längeren Leitung und den mit 14% angesetzten mittleren Übertragungsverlusten bei knapp 15 DPf/kWh liegen. Auf einer geeigneten Wüstenfläche lassen sich mit Parabolrinnenkraftwerken beim heutigen Stand der Technik etwa 0,1 bis 0,15 TWh_{el}/(km²_{Gesamtfläche} a) erzeugen. Prinzipiell würde damit die reine Wüstenfläche ausreichen, um einige hundertmal den Strombedarf aller EU-Staaten zu decken. Nach [Brösamle 1999 a] zeichnet sich bei der Entwicklung des Planungsinstruments STEPS⁵ ab, daß der für die Stromgestehungskosten ausschlaggebende Parameter das Strahlungsangebot ist und andere, wie Entfernung zur Küste, Längen zu bauender Zufahrtsstraßen eine eher untergeordnete Rolle spielen. Damit und in Anbetracht der geringen Kosten und Verluste der heute verfügbaren Übertragungssysteme scheint zumindest aus technischer und wirtschaftlicher Sicht auch die Stromerzeugung in den weiter entfernten besonders sonnenbegünstigten Bereichen Nordafrikas sehr attraktiv.

3.5. Kostenreduktion durch großtechnische Markteinführung

Durch das Markteinführungsprogramm für solarthermische Kraftwerke SYNTHESIS wird die Bereitstellung günstiger Kredite deutscher Großbanken (2% Zins/a) und günstiger Versicherungskonditionen (0,5% der Investition/a) für Parabolrinnenkraftwerke garantiert [Knies 1998]. Dadurch lassen sich bei sonst gleichen Bedingungen vor Ort in Marokko (Assuan) Stromgestehungskosten von ca. 11,5 DPf/kWh (9 DPf/kWh) erreichen⁶. Die Kosten in Mitteleuropa würden für den Strom aus den beiden Standorten auf etwa 13 DPf/kWh (12 DPf/kWh) kommen. Ein wesentliches Ziel des SYNTHESIS-Programms ist es, eine deutliche Reduktion der Investitionskosten für das Solarfeld zu erreichen. Wenn nach etwa 10 Jahren die angestrebten 7 GW errichtet sein werden, sollen sich die Solarfeldkosten etwa halbiert haben. Die günstigen Zins- und Versicherungskonditionen wären nicht mehr nötig, um die angestrebten Stromgestehungskosten zu erreichen. Rechnerisch ergeben sich dann Werte von 9,5 DPf/kWh (7,5 DPf/kWh) vor Ort sowie 11 DPf/kWh (10 DPf/kWh) inklusive Transport nach Mitteleuropa.

4. Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung

4.1. Heutiger Stand der Technik und Kosten von Windkraftanlagen

In den letzten Jahren sind die Windkraftanlagen (WKA) ständig weiter entwickelt worden. Die 1,5 MW-Klasse ist heute Stand der Technik und Anlagen mit bis zu 5 MW Nennleistung befinden sich in Entwicklung. Die Gesamtinvestitionskosten für moderne Windparks liegen im Falle weniger günstiger Beteiligungsangebote in Deutschland bei etwa 2400 DM/kW_{Nennleistung}. Besonders niedrige Investitionskosten von weniger als 1600 DM/kW_{Nennleistung} veranschlagt das Stromversorgungsunternehmen ENRON in den USA [Kahn 1998]. Es plant einen Windpark mit 107 MW_{Nennleistung} mit Zond Z-750kW-Anlagen⁷ an einem windgünstigen Standort in Iowa

⁵ STEPS - *Expert System for Market Introduction of Solar Thermal Power Stations* [Brösamle 1999 b] - soll unter Verwendung eines Geographischen Informationssystems (GIS) die Auswirkungen aller relevanten Standortbedingungen erfassen, um großflächig die potentiellen Stromgestehungskosten an nordafrikanischen Standorten zu ermitteln.

⁶ In Marokko liegen heute die Strompreise für private Haushalte bei mehr als 15 DPf/kWh mit Preissteigerung bis 25 DPf/kWh bei höheren Verbräuchen [Bennouna 1999].

⁷ Seit dem ersten Windprojekt der Fa. Zond im Jahre 1981 konnten die Investitionskosten damit von 4000 US\$/kW_{Nennleistung} auf 900 US\$/kW_{Nennleistung}, also nominal auf ca. 23%, gesenkt werden [Kahn 1998].

und erwartet eine Anlagenlebensdauer von 30 Jahren. Unter diesen Voraussetzungen werden dort Stromgestehungskosten von etwa 5 DPf/kWh veranschlagt, die wirtschaftlich mit denen konventioneller Stromerzeugungsanlagen konkurrieren können.

4.2. Windenergieangebot

Einen Überblick über die weltweite Verteilung der potentiellen Jahreserträge von modernen drehzahlvariablen WKA mit 80m Nabenhöhe vermittelt Abb. 7. Die Jahreserträge sind in äquivalenten Volllaststunden angegeben, wobei Werte über 3800 h und unter 800 h nicht dargestellt werden. Als Quelle für die Winddaten dienten Daten des Europäischen Zentrums für Mittelfristige Wettervorhersagen (EZMW oder ECMWF). Im Reanalyseprojekt des ECMWF wurde hier eine Vielzahl meteorologischer Größen für den Zeitraum von 1979 bis 1993 aus Meßwerten berechnet und in einem 1,125 ° Raster mit einer Zeitauflösung von 6h abgelegt [ECMWF 1997]. Die Winddaten von 1979 bis 1992 in 33 m und 144 m über Grund dienten als Grundlage der Berechnung der Jahreserträge.

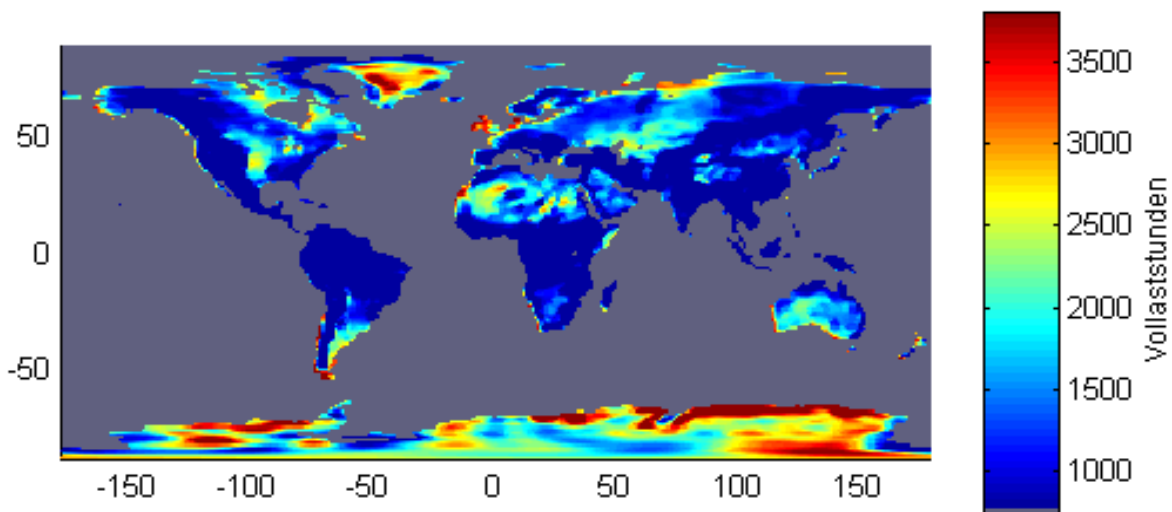


Abb. 7: Aus Daten des ECMWF errechnete jahresmittlere Volllaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen mit 80 m Nabenhöhe für den Zeitraum 1979 - 1992

Aus einem europäischen Blickwinkel heraus betrachtet fällt auf, daß hier eine recht günstige Region für die Nutzung der Windkraft vorliegt. In unserer „näheren“ Umgebung sind zudem die Jamalregion in Nordwestsibirien, die Region im Bereich des Kaspischen Meeres und einige Regionen in Nordafrika durch sehr gute Windverhältnisse gekennzeichnet. In Nordafrika fallen große Flächen im Bereich von Nordsudan und Südägypten sowie in Südalgerien und an der Atlantikküste von Marokko bis Mauretanien auf. Kleineräumige, teilweise sehr günstige Windgebiete können aufgrund der relativ groben Auflösung nicht erkannt werden, sind aber beispielsweise im Golf von Suez anzutreffen.

Abb. 8 zeigt die potentiellen Jahreserträge im Offshore-Bereich. Die europäischen Verhältnisse stellen sich wieder als besonders günstig heraus. Hier treffen gute Windverhältnisse (teils über 4000 Volllaststunden) und große Flachwasserbereiche zusammen. Nach [Cocerill 1998] ist beispielsweise in einigen Gebieten in der Nordsee trotz Distanzen von bis zu 80 km zur Küste und dementsprechend hohem Aufwand für den Stromtransport mit Stromgestehungskosten zwi-

schen 8 und 10 DPf/kWh zu rechnen⁸. Auch vor der nordafrikanischen Westküste scheinen in einigen Bereichen gute Voraussetzungen für die Offshore-Windenergienutzung gegeben.

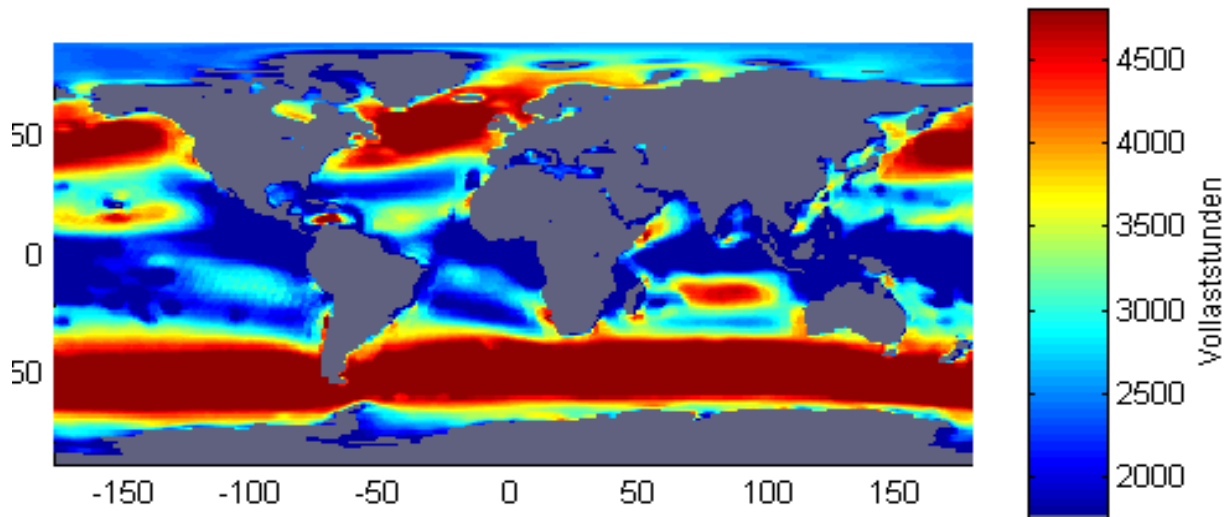


Abb. 8: Aus Daten des ECMWF errechnete jahresmittlere Volllaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen im Offshore-Bereich mit 80 m Nabenhöhe für den Zeitraum 1979 - 1992

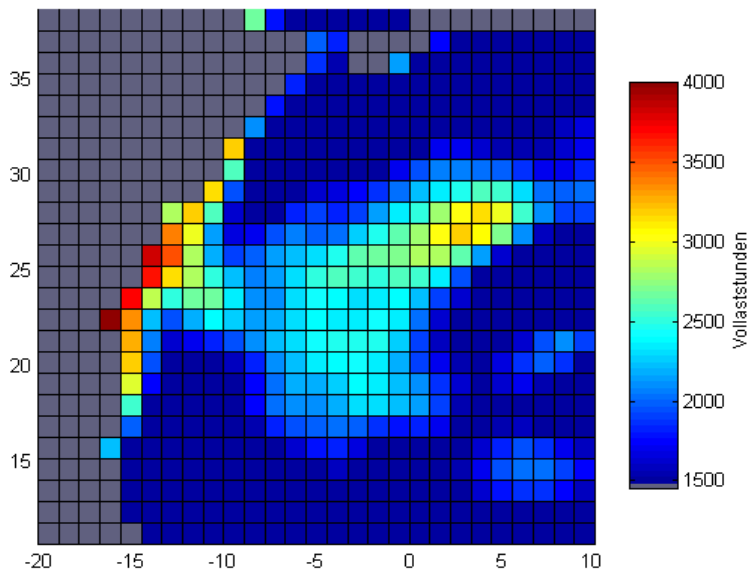


Abb. 9: Für Nordwestafrika aus Daten des ECMWF errechnete jahresmittlere Volllaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen mit 80 m Nabenhöhe für den Zeitraum 1979 - 1992

Abb. 9 zeigt einen Ausschnitt Nordwestafrikas in dem sich unter anderem Nord- und Südmarokko und Algerien befinden. Hier ist die Maschenweite der berechneten Windgeschwindigkeiten gut zu erkennen. Jedes Rasterelement hat eine Ausdehnung von 125 km in Nord-Süd-Richtung und etwa 113 km in Ost-West-Richtung. Nach [Tetzlaff 1999] kann in guten Windregionen, bei großen Windparks eine Jahresproduktion von maximal 0,1 bis 0,15 TWh_{el}/km² aus Windkraft erzeugt werden. Bei Errichtung von Windkraftanlagen mit einer Leistungsdichte von 7 MW/km²

ließen sich an sehr guten Standorten in Marokko etwa 0,028 TWh/(km² a) erzeugen. Bei sehr großräumiger Nutzung der Windkraft und enger Anordnung der Anlagen ist mit einer Abschwächung des Energieangebots zu rechnen. Bei einem Anlageabstand von 10 Rotordurchmessern reduzieren sich die pro Anlage erzielbaren Jahreserträge um etwa 16% [Tetzlaff 1999]. Für die Gebiete der 20 besten Rasterelemente in Abb. 9 würde dies eine mittlere Jahresproduktion von ca. 0,012 TWh/(km² a) bedeuten. Damit wären für die gesamte Jahresstromproduktion der EU (2300 TWh) zwei Drittel der Fläche dieser 20 Teilgebiete ausreichend. Der

⁸ Nach weiteren Verbesserungen der Technik werden für diese Bereiche sogar Stromgestehungskosten zwischen 4 und 6 DPf/kWh erwartet. Auch die Kostenabschätzungen im *Handlungsplan für Offshore - Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern* liegen bei etwa 9,5 DPf/kWh [SEAS 1997] (bei 20 a Lebensdauer und 5% Zins/a unter Verwendung heute verfügbarer Technik.).

gezeigte Ausschnitt bietet also ein sehr großes Potential, das in der Lage wäre, einige Male den Bedarf an elektrischer Energie in der EU sowie in den nordafrikanischen Ländern zu decken. In Nordafrika ist auf einer Fläche von ca. 3 Mio. km² mit einer potentiellen Auslastung von mehr als 2000 Vollaststunden (etwa 2400 im Mittel) für WKA zu rechnen. Damit könnten auf dieser Fläche jährlich maximal etwa 50000 TWh Windstrom produziert werden.

4.3. Jahres- und tageszeitliche Schwankungen

Wie bei der Sonnenenergie treten auch bei der Windenergie teilweise große saisonale Schwankungen auf. Dies verdeutlicht Abb. 10.

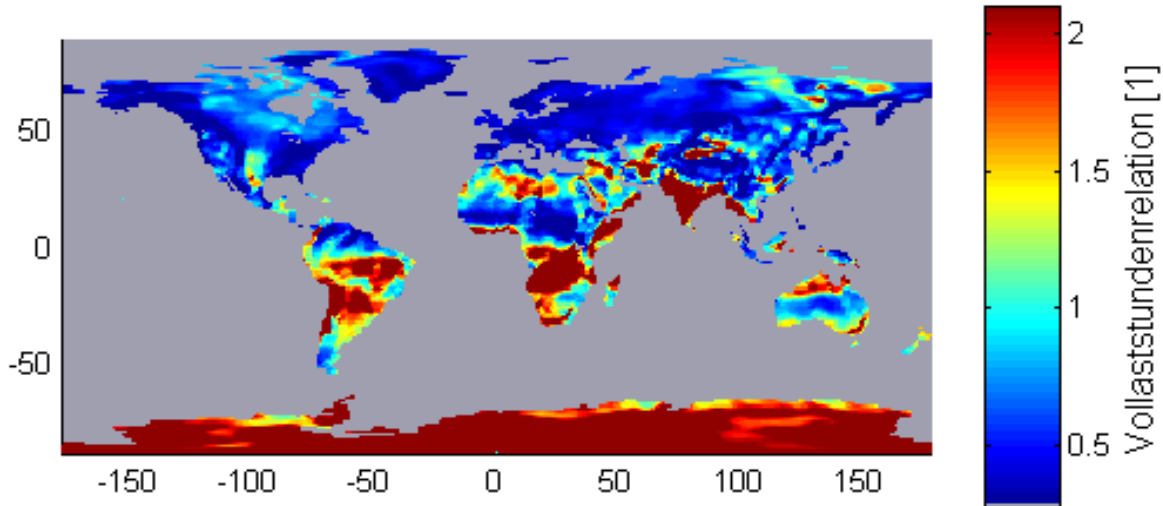
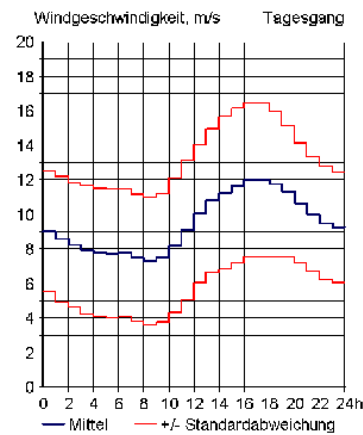
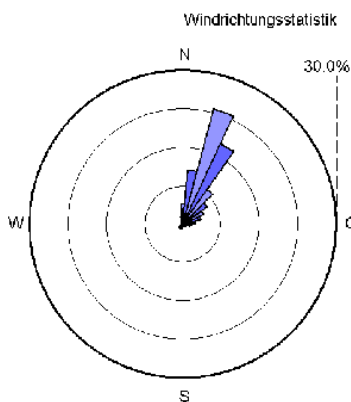
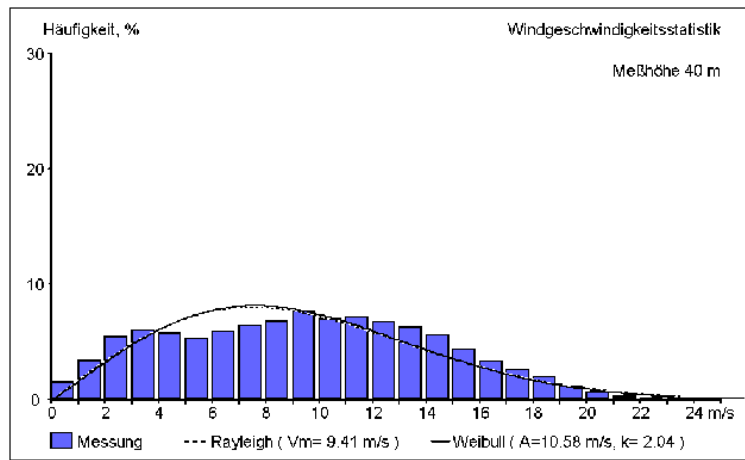


Abb. 10: Aus Daten des ECMWF errechnetes Verhältnis langjähriger Mittelwerte der möglichen Stromproduktion im Juli zu denen im Januar für drehzahlvariable Windkraftanlagen mit 80 m Nabenhöhe im Zeitraum 1979 - 1992.

Europa befindet sich in einer typischen Winterwindregion. Hier liegen die langfristigen Julimittelwerte der potentiellen Stromerzeugung teilweise bei Werten unter 40% der Januarerzeugung. Die schon erwähnte Jamalregion zeichnet sich mit gut 60% im Juli durch relativ gemäßigtere Schwankungen aus. Im Hinblick auf eine ganzjährige Stromversorgung aus Windenergie fallen sofort die Passatwindregionen Nordafrikas ins Auge. Zwischen Passatwindregionen und Winterwindregion besteht eine deutliche Antikorrelation. Wie schon bei der Solarenergie kann also ein jahreszeitlicher Ausgleich schon durch die Nutzung von Standorten in der selben Hemisphäre erreicht werden.

Standort:
Essaouira
 Meißbeginn: 01.07.98 00:00

Höhe ü. NN: 100 m
 Temperatur: 21,7 °C
 Messungen: 202 Tage (290568 à 1 min.)



Die Ausnutzungsgrade für den Meißzeitraum 1.7.1998 bis ca. 15.11.1998 und ca. 1.1.1999 bis 8.3.1999 berechnen sich für eine E40 mit:
65 m Nabenhöhe zu 54,9 % oder 4800 Vollaststunden
43,5 m Nabenhöhe zu 52,8 % oder 4600 Vollaststunden
 Quelle: K. Rehfeld

Abb. 11: Messergebnisse der Windverhältnisse an einem nordmarokkanischen Standort [Rehfeldt 1999] (s. a. [Enzili 1999])

An einem windgünstigen Standort in der Nähe der Nordmarokkanischen Stadt Essaouira (etwa 31,5° Nord 9,8° West) wurden seit Anfang Juli 1998 Messungen vorgenommen (s. Abb. 11). Sie zeigen deutlich, daß die großräumige Rasterung der ECMWF-Daten besonders in zergliederterem Gelände zu einer Unterschätzung der Windverhältnisse führen kann. Dies schlägt sich nieder im Unterschied der aus den Messungen ermittelten Jahreserzeugung von 4800 Vollaststunden (für eine drehzahlvariable Anlage mit 65 m Nabenhöhe) zu den 2600 Vollaststunden, die sich bei großflächiger Betrachtung erwarten lassen. Bei den großen homogenen Flächen Südmarokkos tritt dieser Effekt kaum auf. Typisch für die Passatwindregion sind die sehr dominanten Windrichtungsanteile aus Nord-Nord-Ost.

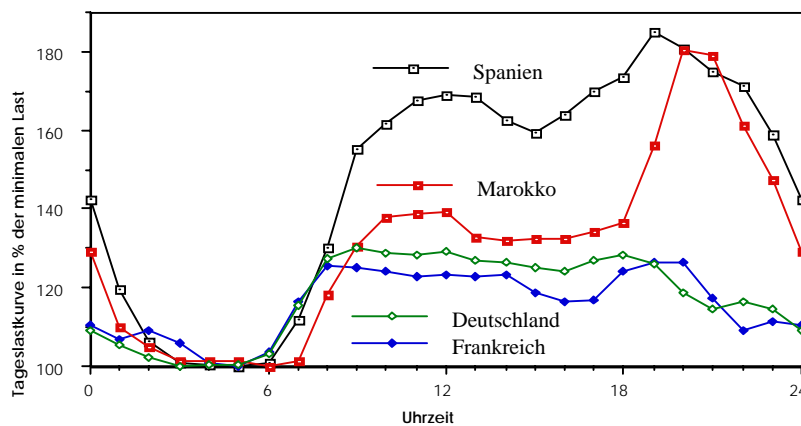


Abb. 12: Typische Lastkurven in Deutschland, Frankreich, Marokko und Spanien [Bennouna 1999]

Der Tagesgang der Windgeschwindigkeit mit einem ausgeprägten Maximum bis in den Abend hinein zeigt eine günstige Korrelation mit dem Tagesgang des Strombedarfs in Marokko, der wegen der noch geringen Industrialisierung sein Maximum am frühen Abend erreicht, wenn der häusliche Bedarf ansteigt (s. Abb. 12).

4.4. Zu erwartende Stromgestehungskosten für Erzeugung und Transport bei Nutzung der Windkraft

Für einen guten Standort, wie er in der Region (Abb. 9) häufig anzutreffen sein wird, ist unter den in Tab. 4 angegebenen Voraussetzungen mit Stromgestehungskosten von ca. 5 DPf/kWh zu rechnen.

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Jahreserzeugung	4000 Vollaststunden	
Lebensdauer	20 a	
Betriebskosten u. a.	2% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	
Gesamtinvestition		2000 DM/kW_{el.} Nennleistung

Tab. 4: Berechnungsgrundlagen für Stromgestehungskosten bei Windkraftnutzung in Nordafrika

Wiederum soll hier exemplarisch eine mögliche HGÜ-Trasse zum Stromtransport nach Mitteleuropa betrachtet werden (s. Eckdaten Tab. 5). Die Entfernung von 4000 km entspricht beispielsweise einer Trasse von einem Standort in Südmarokko bis Berlin.

	Eingangsdaten	Investitionskosten
Leistungsklasse	5 GW	
Nennspannung	+/-600 kV	
Ausführung	Doppelbipol.	
Umrichterstationen	2 * 120 DM/kW	240 DM/kW _{el.} Nennleistung
Übertragungsentfernung	4000 km	
Freileitung	140 DM/(kW * 1000 km)	560 DM/kW _{el.} Nennleistung
Seekabel 50 km	1400 DM/(kW * 1000 km)	70 DM/kW _{el.} Nennleistung
Gesamtinvestition		870 DM/kW_{el.} Nennleistung
Lebensdauer	25 a	
Betriebskosten u. a.	1% der Investitionskosten/a	
Zinssatz	5%	
Mittlerer Übertragungsverlust	7,5%	

Tab. 5: Eckdaten für den Kostenüberschlag HGÜ aus Südmarokko

Die Stromgestehungskosten ergeben sich damit am mitteleuropäischen Leitungsende zu 7,3 DPf/kWh. Davon entfallen ca. 2,3 DPf/kWh auf die Leitung und hiervon sind etwa 0,5 DPf/kWh Kosten durch die transportbedingten Verluste⁹. Nach Messungen innerhalb des WMEP liegt die durchschnittliche Jahresproduktion in Deutschland bei etwa 1700 Vollaststunden [WMEP 1999], womit sich bei sonst gleichen Voraussetzungen ca. 12 DPf/kWh für hier produzierten Windstrom ergeben. Dieser Kostenüberschlag macht deutlich, daß die Kosten der Windstromproduktion von den Windverhältnissen am Standort der Windkraftanlagen dominiert werden und selbst große Distanzen aus ökonomischer und technischer Sicht relativ problemlos überwunden werden können.

⁹ Die Verluste sind mit 7,5% konservativ angesetzt. Berechnungen mit Daten des EZMW lassen für eine Vergleichsregion mit gleicher Jahreserzeugung 6% Transportverluste erwarten. Je ausgeglichener die Windverhältnisse, d. h. je seltener Spitzenleistungen auftreten, desto niedriger werden die Verluste.

4.5. Zeitlicher Ausgleich der Windleistung bei großräumiger Nutzung

Damit stellt sich die Frage, welche Vorzüge hat - über den der Nutzung günstiger Standorte hinaus - eine großräumige Stromversorgung gegenüber einem Konzept, das auf regionale Selbstversorgung setzt. Ein Vorteil ist sicherlich darin zu sehen, daß viele günstige Standorte in sehr dünn besiedelten Regionen anzutreffen sind. Sowohl in der Jamalregion wie in den Steppengebieten Kasachstans als auch in weiten Bereichen Nordafrikas ist mit Bevölkerungsdichten unter einer Person pro Quadratkilometer zu rechnen, weshalb nur wenige Kollisionen mit anderen Nutzungszielen zu erwarten sind. Gleiches kann natürlich auch für Offshore-Windkraft gelten.

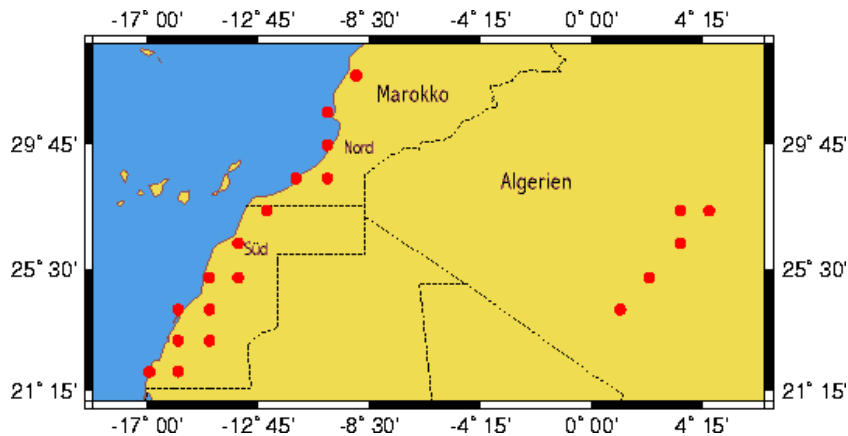


Abb. 13: Ausgewählte Standorte für die Windstromproduktion in Nordwestafrika

Die Frage nach weiteren Vorzügen soll hier anhand eines einfachen Beispiels aufgegriffen werden. Im folgenden wird eine gleichzeitige Nutzung von 20 marokkanischen und algerischen Windstandorten (s. Abb. 13) und 47 europäischen Offshore-Standorten (s. Abb. 17) untersucht.

In Abb. 14 sind die Dauerlinien von WKA an drei verschiedenen Einzelstandorten und für die gemeinsame Nutzung der 20 nordwestafrikanischen Standorte („Summenstandort“) dargestellt. Ausgewählt wurden dabei der beste Standort mit 4400 Volllaststunden, der schlechteste mit 2700 Volllaststunden und der Standort, der mit einer Jahresproduktion von 3600 Volllaststunden am nächsten am Mittelwert aller Standorte liegt („mittlerer Standort“). Der Vergleich des „mittlerer Standorts“ mit dem „Summenstandort“ zeigt sehr anschaulich, wie die gleichzeitige Nutzung vieler weit verteilter Standorte die Bedingungen der Windkraftnutzung positiv beeinflusst. So sind Leistungen über 80% der Nennleistung beim „Summenstandort“ beinahe vernachlässigbar. Dagegen machen diese am „mittleren Standort“ noch 17% aus. In mehr als 80% der Zeit liegt die Produktion am „Summenstandort“ über 20%, am „mittleren“ Standort wird dieser Wert nur in etwa 65% der Zeit erreicht. Sollte beispielsweise diese Leistung gesichert werden, würde die - für das Überbrücken der Perioden mit zu

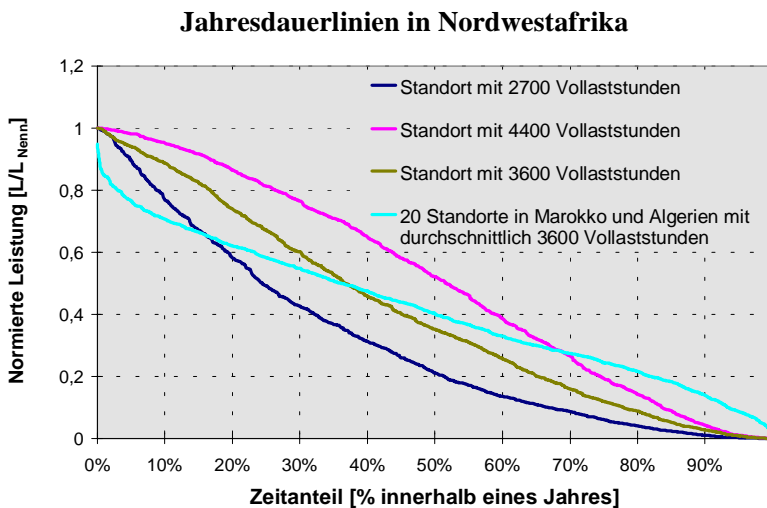


Abb. 14: Mögliche Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus WKA in Nordwestafrika

der Zeit liegt die Produktion am „Summenstandort“ über 20%, am „mittleren“ Standort wird dieser Wert nur in etwa 65% der Zeit erreicht. Sollte beispielsweise diese Leistung gesichert werden, würde die - für das Überbrücken der Perioden mit zu

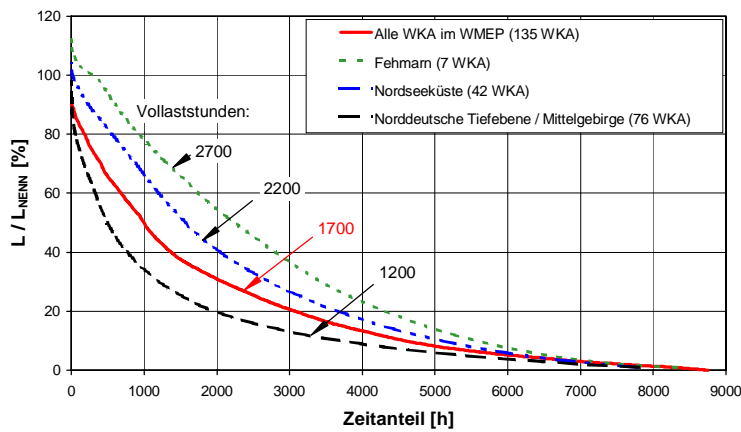


Abb. 15: Aus Messdaten des WMEP ermittelte Jahresdauerlinien für WKA in der BRD [WMEP 1999] (s. a. [ISET 1998])

günstiger (vergl. Abb. 15). Am „Summenstandort Deutschland“ (mit 1700 Vollaststunden) wird die 20%-Marke nur in ca. 34% der Zeit überschritten.

Könnten die afrikanischen und die europäischen Standorte gemeinsam zur Stromerzeugung genutzt werden, würde sich die Situation nochmals deutlich verbessern (s. Abb.16). Um dies zu zeigen, wurde exemplarisch angenommen, daß sich 1/3 der installierten Leistung in Nordwestafrika und 2/3 offshore in Europa befinden. Die Stromerzeugung vergleichmäßig sich, die gemeinsame Mindestleistung unterschreitet 20% der Nennleistung nur noch in 2% der Zeit und Werte über 70% werden vernachlässigbar. Die niedrigste Leistung, die erreicht wird, liegt jetzt bei 12,5% (für die 47 europäischen Standorte liegt der Wert bei ca. 3,9% und bei den 20 Standorten in Nordwestafrika bei etwa 1,2%).

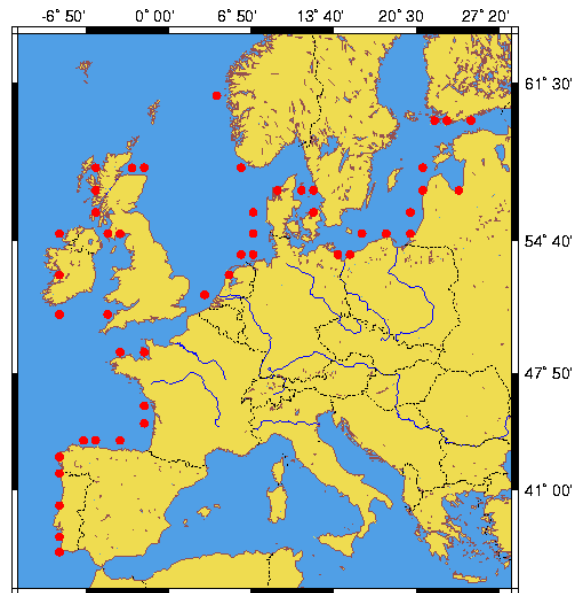


Abb. 17: Ausgewählte Offshorestandorte für die Windstromproduktion in Europa

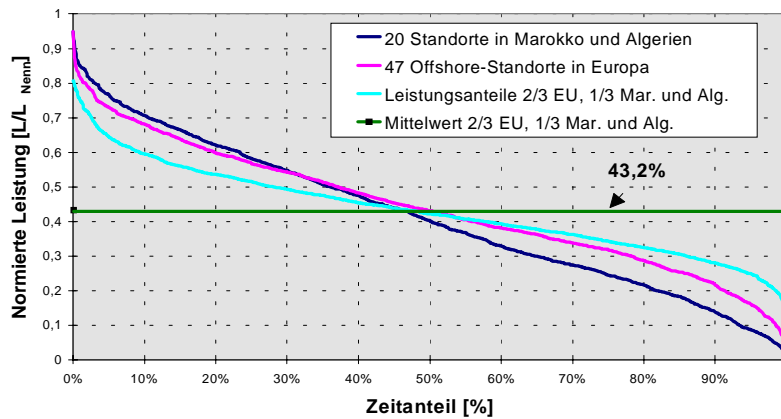


Abb. 16: Mögliche Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus WKA in Nordwestafrika an Offshore-Standorten in Europa und bei gleichzeitiger Nutzung beider Gebiete

niedriger Windstromproduktion - benötigte Energie beim „Summenstandort“ nur 35% des Wertes am „mittleren“ Standort ausmachen. Die Verhältnisse am schlechtesten Einzelstandort (Standort in Algerien) sind in der Jahresproduktion gleichzusetzen mit denen, die sich aus Messungen des WMEP bei sieben Anlagen auf Fehmarn ergeben (einem sehr günstigen Gebiet in Deutschland), erweisen sich aber im unteren Leistungsbereich noch als etwas

Eine Erhöhung der Mindestleistung bedeutet, daß bei großräumiger Nutzung der Windenergie ein Teil der installierten Leistung als annähernd gesichert angenommen werden kann und sich durch einen mit der Ausdehnung steigenden Kapazitätseffekt der Windkraft auch die nötige Reserveleistung aus anderen Kraftwerken reduziert.

Ein weiterer Effekt durch die gleichzeitige Nutzung aller 67 Standorte kann Abb. 18 entnommen werden. Der langfristige Gleitmittelwert (hier der 60-Tage-Mittelwert) der Stromerzeugung unterschreitet eine unter dem Jahresmittelwert liegende Marke von 36% nicht mehr. Für die Teilgebiete liegen diese Minima bei 30% in den europäischen Küstengewässern und 28% in den nordwestafrikanischen Wüstengebiete. Die Dauer der zusammenhängenden Unterschreitung der 36% Marke liegt dort jeweils bei etwa 1/3 des Jahres.

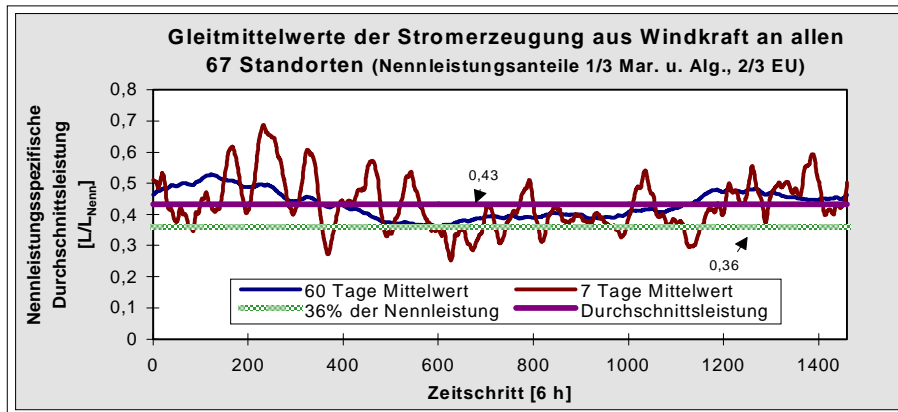
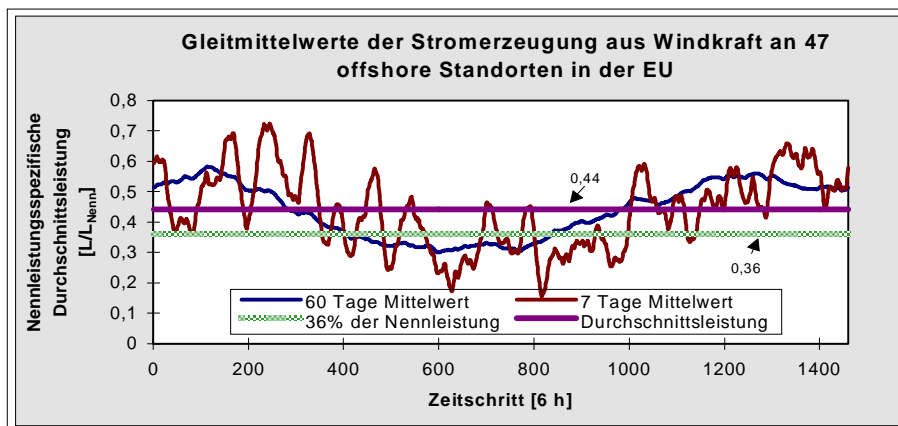
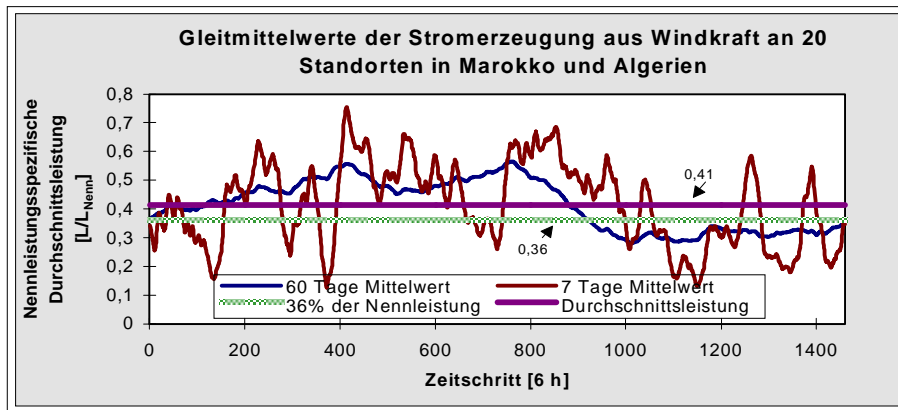


Abb. 18: Gleitende Mittelwerte der Stromproduktion aus WKA an den verschiedenen "Summenstandorten"

Eine Ausweitung der großräumigen Nutzung auf weitere günstig gewählte Standorte beispielsweise in der schon erwähnten Jamalregion oder den Steppengebieten Kasachstans ließe hier noch weitere Verbesserungen erwarten.

Die Dauer der zusammenhängenden Unterschreitung der 36% Marke liegt dort jeweils bei etwa 1/3 des Jahres. Betrachtet man den 7 Tages Mittelwert so fällt auf, daß Perioden deutlicher Unterschreitung der Durchschnittsleistung und der 36% Marke für das Gesamtgebiet häufiger und in kürzeren Abständen von solchen mit Überschreitungen gefolgt werden. Damit ergeben sich natürlich positive Konsequenzen für den etwaigen Bedarf an Speicherkapazitäten für die Stromversorgung in wind schwachen Zeiten. Zum Ausgleich der Schwankungen in den Teilgebieten müßten die Speicher eine vielfach größere Kapazität zur Energiebevorratung für sehr lange Perioden besitzen, so daß eine Nutzung aller 67 Standorte auch hier deutliche Vorteile böte.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Nordafrika bietet große Potentiale für die regenerative Stromerzeugung. Die Nutzung der Solarenergie würde schon beim gegenwärtigen Stand der Parabolrinnenkraftwerke einige hundertmal die gesamte Stromerzeugung der EU ermöglichen. D. h. der nötige Flächenbedarf liegt nicht einmal im Prozentbereich der dort vorhandenen reinen Wüstenfläche. Im Bereich um den 10. Grad nördlicher Breite und von dort im Osten Afrikas nordwärts bis hinein nach Südägypten finden sich die besten Konditionen. Wie sich abzeichnet, könnte dort erzeugter Strom - selbst unter Berücksichtigung der Aufwendungen für Transportsysteme und transportbedingter Verluste - in Mitteleuropa noch günstiger sein als der aus den etwas weniger sonnenverwöhnten, aber um gut 2000 km näheren Regionen der afrikanischen Mittelmeeranrainer. Aber auch in diesen nördlicheren Gebieten sind gute Verhältnisse anzutreffen, deren Nutzung wahrscheinlich die einfachere Koordinierungsaufgabe für Politik und Wirtschaft darstellt. Mit Stromgestehungskosten in der Gegend von 15 DPf/kWh kann dort schon heute gerechnet werden. Womit sich nach Transport zu den Verbrauchsschwerpunkten in Mitteleuropa dann ca. 17 DPf/kWh realisieren ließen.

Auch für die Windstromerzeugung sind in Nordafrika hervorragende Regionen anzutreffen. Schon die sehr windgünstigen Flächen mit einer zu erwartenden Jahresproduktion von über 3000 Vollaststunden sind ausreichend, um die - der Stromerzeugung der EU entsprechende - Menge elektrischer Energie zu erzeugen. Unter Einbezug der großen Flächen mit zu erwartenden Jahresproduktionen über 2000 Vollaststunden übersteigt auch dieses Potential den EU-Bedarf um ein Vielfaches. Stromgestehungskosten aus Windkraft sollten an ausgewählten Standorten unter 5 DPf/kWh zu realisieren sein. Damit liegen sie für die lokale Energieversorgung schon heute im Bereich der Wirtschaftlichkeit. Ein Transport über große Distanzen würde auch in Mitteleuropa für recht günstigen regenerativen Strom sorgen, dessen Kosten teilweise unter 8 DPf/kWh liegen könnten.

Für die Windkraft und noch deutlicher für die Solarenergie gilt, daß dem Transport des erzeugten Stromes - mittels HGÜ - bei den Kosten eine der eigentlichen Erzeugung deutlich untergeordnete Rolle zukommt. Die schon heute verfügbare Übertragungstechnik versetzt uns also aus wirtschaftlicher und technischer Sicht in die Lage, regenerative Energien aus weit entlegenen und dünn besiedelten Regionen zu nutzen, wobei die Kosten nicht unbedingt weit von den heutigen Stromgestehungskosten bei Erzeugung aus nicht regenerativen Energien entfernt liegen müssen.

6. Mögliche Bedeutung eines regenerativen europäisch - afrikanischen Stromverbundes für die beteiligten Staaten

Weshalb sollten sich die verschiedenen Staaten zu einer gemeinsamen Nutzung der regenerativen Energien zusammenfinden?

Die globalen Herausforderungen, die sich sowohl durch die CO₂-Problematik als auch durch die Begrenztheit der Ressourcen stellen, sollten allein schon Anlaß genug sein, auf neue Optionen der Stromerzeugung zu setzen. Auch mögliche Effekte, wie die Vergleichmäßigung der Leistung aus den regenerativen Stromerzeugungssystemen und die damit einhergehende Reduzierung der nötigen Reserveleistung und Speicherkapazitäten durch großräumige Nutzungskonzepte, konnten in den vorangegangenen Kapiteln deutlich gemacht werden. Weiterhin konnte gezeigt werden, daß die Nutzung besonders günstiger Gebiete für die regenerative

Stromerzeugung - auch bei Entfernungen von mehr als 4000 km - verhältnismäßig günstige „Stromquellen“ erschließen könnte. Damit liegen mögliche Interessen beispielsweise der EU-Staaten auf der Hand.

Einen zusätzlichen Anreiz für den engagierten Einstieg in die Nutzung regenerativer Energien könnte sich aus den teilweise signifikanten Abnahmen der jährlichen Niederschläge in der Mittelmeerregion ergeben. Die Niederschlagsabnahmen lagen - bezogen auf die langjährigen Mittelwerte zwischen 1951 und 1991 - im Extremfall bei bis zu 70%. In der Maghrebregion liegen die Abnahmen zwischen 20% und 40% [Denhard 1997]. Dieses Verhalten entspricht der parallel zur Klimaerwärmung erwarteten Ausweitung der Trockengebiete und liegt damit im Trend der Berechnungen mit Klimamodellen, die in Zukunft noch drastischere Veränderungen erwarten lassen. Gerade in Gebieten, in denen ohnehin schon geringe Niederschlagswerte vorliegen, können solche Veränderungen gravierende Auswirkungen haben. Damit drängt sich eine „natürliche“ Allianz zwischen den nordafrikanischen und den europäischen Staaten mit dem Ziel einer CO₂-neutralen Stromerzeugung förmlich auf.

Darüber hinaus stellen für die nordafrikanischen Entwicklungsländer die Ausgaben für Energieimport teilweise eine große Belastung der Volkswirtschaft dar. Beispielsweise liegen die Ausgaben für Energieimporte in Marokko bei 25% der gesamten Exporterlöse des Landes [Bennouna 1999]. Sowohl bei Parabolrinnenkraftwerken als auch bei Windkraftanlagen sind große Teile der Anlage relativ einfach zu produzieren. Daher ließe sich eine relativ hohe inländische Fertigungstiefe schon bald erreichen. So könnten dringend benötigte Arbeitsplätze geschaffen werden und gleichzeitig würden die Volkswirtschaften durch eine Senkung der Importausgaben für Energie gestärkt. Auch der Export von Energie könnte ihnen zu Gute kommen wobei sich die regenerative Stromerzeugung als eine Art „Landwirtschaft auf Wüstenflächen“ geradezu anbietet.

Unter Berücksichtigung der momentanen volkswirtschaftlichen Lage vieler Entwicklungsländer, die kürzlich von UNO Generalsekretär Kofi Annan sinngemäß mit den Worten - *Globalisierung und Liberalisierung stehen für Verarmung und Bevormundung der dritten Welt* - beschrieben wurde, eröffnet sich eine weitere Herangehensweise an die eingangs gestellte Frage (s. a. [Annan 1998]). Könnte nicht die Annahme der globalen Herausforderungen durch die Energieproblematik gleichzeitig Baustein einer Strategie der zukunftsfähigen Entwicklung unserer ärmeren Anrainerstaaten werden?

7. Vision einer regenerativen Stromversorgung für Europa und seine Nachbarn

Das Ziel einer regenerativen Stromversorgung Europas und seiner Nachbarn könnte vielleicht einmal so aussehen, wie es in Abb. 19 vereinfacht dargestellt ist. Die großräumige Nutzung der einzelnen regenerativen Potentiale vergleichmäßig die Stromerzeugung. Die Nutzung verschiedener Potentiale, wie z. B. die von Solarenergie und Windkraft, eröffnet beispielsweise durch die Möglichkeit des flexiblen Einsatzes - den Wärmespeicher an den Solarkraftwerke mit sich bringen - eine Erzeugung, die sowohl den Last- als auch den Einspeiseschwankungen der Windenergie folgt.

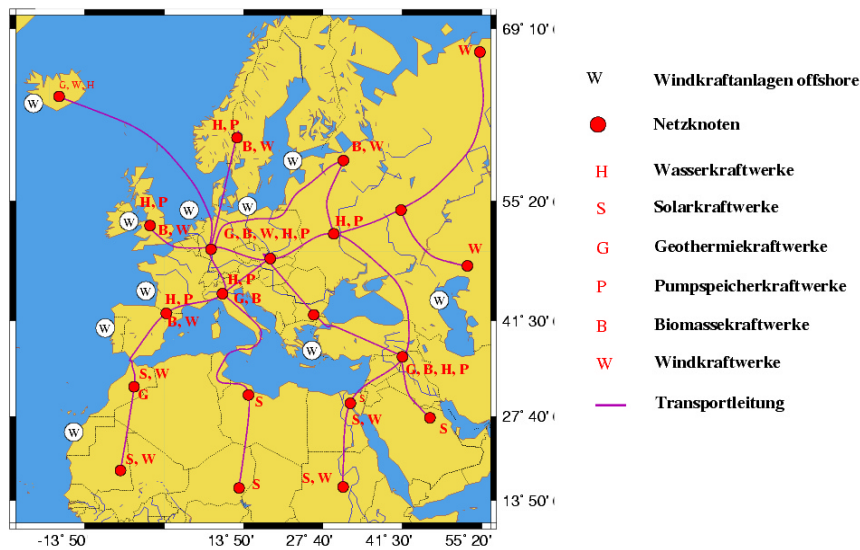


Abb. 19: Vereinfachte Skizze einer gedachten zukünftigen regenerativen Stromversorgung

Die gleichzeitige großräumige Nutzung anderer Erzeugungstechniken, wie die der Wasserkraft - deren Nutzung sicherlich weiterhin anzustreben ist - der Geothermie, der Biomasse und vielleicht auch einmal die von Fallwindkraftwerken, vergrößern die Anzahl der Freiheitsgrade bei der Stromerzeugung und könnte sich damit günstig auf die zu erwartenden Stromgestehungskosten auswirken.

8. Ausblick und mögliche Strategie

Langfristig sollte sich ein Stromversorgungskonzept verwirklichen lassen, in dem großräumig günstige Regionen für die regenerative Stromerzeugung genutzt und das gesamte durch sie eingeschlossene Gebiet versorgt wird. Dabei würden sich viele Fluktuationen der dargebotsabhängigen Erzeugungssysteme vergleichmäßigen und somit die nötigen Speicherkapazitäten und/oder Backup-Leistungen und -Energien verringern. Jede Technik könnte durch ihre spezifischen Eigenschaften einen wertvollen Beitrag für das Gesamtsystem leisten. Auch aus Rücksicht auf eventuelle politische Krisensituationen sollte ein solches System aus möglichst vielen Quellen gespeist werden.

Da sowohl die Knappheit der fossilen Energieressourcen als auch die drohende Klimaveränderung globale Probleme darstellen, scheint auch eine internationale Kooperation zur deren Bewältigung angebracht. Gerade in den Trockengürteln scheinen sich die ersten gravierenden Auswirkungen der CO₂-bedingten Klimaveränderung abzuzeichnen. Dieser Umstand legt eine Zusammenarbeit mit den Staaten Nordafrikas nahe, die darüber hinaus die Möglichkeit einer neuen Form der Entwicklungspolitik, bei der alle Partner gleichberechtigt an dem gemeinsamen Ziel der nachhaltigen Energieversorgung arbeiten und dabei Infrastruktur und Energieversorgung ... bei den ärmeren Mitstreitern fördern. Diese Zusammenarbeit der reicheren und ärmeren Regionen könnte auch als ein Beitrag zu einer humaneren Ausgestaltung der Globalisierung verstanden werden.

Um zu einer großräumigen internationalen Stromversorgung zu gelangen, sollten einerseits die lokalen regenerativen Ressourcen erschlossen werden. Dies könnte für Europa beispielsweise die strategische Entwicklung der Offshore-Windenergie und deren Nutzung im großen Stil bedeuten. Die ärmeren Länder sollten bei diesen „Hausaufgaben“ von den reicheren Nationen unterstützt werden. Andererseits sollten aber auch die Ausarbeitung einzelner Projekte einer internationalen regenerativen Stromversorgung und deren baldige Verwirklichung sofort angegangen werden. Solche Projekte könnten sich an anderen Kooperationen, wie beispielsweise dem deutsch - russischen Erdgas-Röhren-Geschäft orientieren und wie diese durch die wirt-

schaftliche Verknüpfung der verschiedenen Partnerländer und -regionen auch als friedenssichernde Maßnahmen fungieren.

Da ein großräumiger regenerativer Stromverbund viele natürliche Vorteile gegenüber regionalen Ansätzen bietet, könnte er als strategisches Langfristziel einer nachhaltigen Energieversorgung dienen und damit einen klaren Rahmen für die Politik und andere Entscheidungsträger bieten. Daß das Ziel einer solchen Strategie auch aus wirtschaftlicher Sicht im Bereich des Vertretbaren liegt, soll hier abschließend anhand eines kleinen Zahlenspiels verdeutlicht werden. Setzt man für den EU-Bedarf von 2300 TWh_{el}/a die heutigen Stromgestehungskosten mit 5 bis 10 DPf/kWh an, so entspricht dies einem Anteil von 1 bis 2 % des Bruttoinlandsprodukts der EU-Länder. Da bei geschickter Nutzung regenerativer Energien auch mit Stromgestehungskosten in diesem Bereich - oder wenig darüber - zu rechnen ist, würde sich an diesem Verhältnis wenig ändern. Unter diesem Aspekt betrachtet, erscheinen die globalen Herausforderungen des nachhaltigen und generationenverträglichen Wirtschaftens keineswegs als unlösbares Problem. Dagegen scheint das Versäumen des Umstiegs auf eine recourcen- und klimaschonende Strom- und Energieversorgung in Anbetracht der drängenden Probleme als verhängnisvoller Fehler.

9. Begriffsdefinitionen

ECMWF oder EZMW	Europäisches Zentrum für Mittelfristige Wettervorhersagen
HGÜ	Hochspannungs - Gleichstrom - Übertragung
IPP	Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching
ISSET	Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel
Jahresdauerlinie	Die Dauerlinie ist die grafische Darstellung einer Größe, geordnet nach der Höhe ihrer Werte. Aus der Jahresdauerlinie läßt sich ablesen, wie lange ein bestimmter Wert der dargestellten Größe während des Jahres auftritt oder über und unterschritten wird.
Kapazitätseffekt	Anteil der installierten Leistung in z. B. WKA, durch den andere Kraftwerksleistung - z. B. konventioneller Kraftwerke - ersetzt werden kann.
NDI	Direktnormalstrahlung: Strahlungsanteil der parallel zur Verbindungslinie zwischen dem jeweiligen Standort und der Sonne auf eine senkrecht dazu ausgerichtete Fläche fällt.
Solarvielfaches	Wenn ein Solarfeld gerade so groß ausgelegt ist, daß bei maximaler Einstrahlung die Wärmeerzeugung ausreicht, um den Kraftwerksteil mit Nennlast zu betreiben, hat das Solarvielfache den Wert 1. Bei größerer Auslegung des Solarfeldes, wie dies bei Nutzung von Wärmespeichern sinnvoll wäre, ist das Solarvielfache größer 1.
Vollaststunden	Quotient aus der Jahresarbeit einer stromerzeugenden Anlage und deren Nennleistung.
WKA	Windkraftanlage
WMPEP	Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm (WMPEP) zur Gewinnung statistisch relevanter Erfahrungswerte aus dem praktischen Einsatz von Windkraftanlagen, im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung, durchgeführt am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISSET) in Kassel.

10. Quellen

- [Annan 1998] Annan K., **Der Globalisierung nicht hilflos gegenüberstehen!**, Pressemitteilung in: <http://www.uno.de/presse/unic132.htm>, (1998)
- [Bennouna 1999] Bennouna A., Staiß F., **Perspektiven der Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie in Marokko**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch H.G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [Brösamle 1999 a] Brösamle H., telefonische Mitteilung, Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt Stuttgart (1999)
- [Brösamle 1999 b] Brösamle H., Trieb F., **Solarthermische Kraftwerke - Potentiale und Perspektiven**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch H.G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [Cohen 1999] Cohen G., Kearney D., Price H., **Performance History and Future Costs of Parabolic Through Solar Electric Systems**, in: Proceedings of the 9th Solar PACES International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Journal de Physique IV, Vol. 9 (1999), Pr3 - 169
- [Cocerill 1998] Cocerill T.T., Harrison R., Kühn M., van Bussel G.J.W., **Opti - Owecs Final Report Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites** vol. 3 Delft (1998)
- [Denhard 1997] Denhard J., **Abschlußbericht über den Werksvertrag zwischen dem Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung und dem Institut für Meteorologie und Geophysik der Universität Frankfurt/Main** zur Datenaufbereitung und klimatologischen Analyse für das PIK-Kernprojekt CLIMAGHS, Band 1, Schönwiese C.-D. (Projektleitung), Potsdam/Frankfurt am Main (1997)
- [ECMWF 1997] Gibson J.K., et al., **ECMWF Re-Analysis (ERA)**, Project Report Series, European Centre for Medium-Range Weather Forecast, Reading (1997)
- [Enzili 1999] Enzili M., Rehfeld K., **Wind Resources & TERNA Project in Morocco**, in: **DEWEC'98**, 4. Deutsche Windenergie-Konferenz, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven (1999)
- [EPRI 1997] **Renewable Energy Technology Characterisation**, EPRI TR-109496. Electric Power Research Institute, Washington (1997)
- [Geyer 1995] Geyer M., **Konzepte, betriebliche Anforderungen und Markterschließung solarthermischer Kraftwerke**, in: **Solarthermische Kraftwerke**, VDI 1200, VDI-Verlag, Düsseldorf (1995)
- [Häusler 1999] Häusler M., **Energietransport über Land und See mit Gleichstrom**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [ISET 1998] Durstewitz M., et. al., **Jahresauswertung 1997** zum WMEP, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel (1998)
- [Kahn 1998] Kahn R., **107 MW of wind power**, Renewable Energy World (Juli 1998), S. 10-13
- [Kiefer 1997] **1000 Dächer Meß- und Auswertprogramm**, Jahresjournal, Kiefer K. (Gesamtredaktion), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg (1997)
- [Knies 1998] Knies G., Milow B., Nitsch J., Trieb F., **Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik**, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Juni 1998, Heft 6), S. 392 - 397
- [Langniß 1998] Langniß O., Luther J., Nitsch J., Wiemken E., **Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung - Ein solares Langfristszenario für Deutschland**, in: **Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung**, hrsg. v.: Hertlein H.P., Tolksdorf P., Forschungsverbund Sonnenenergie, Köln (1998)
- [Palz 1991] Palz W., Raschke E., Steemers T.C., Stuhlmann R., **Solar Radiation Atlas of Africa**, Europäische Gemeinschaft, A.A. Balkema, Rotterdam /Brookfield (1991)
- [Rehfeldt 1999] Rehfeld K., Auswertung aus dem **Wind Resources & TERNA Project in Morocco**, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven (1999)
- [SEAS 1997] **Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den Dänischen Küstengewässern**, Druck SEAS, Haslev, Dänemark (1997)
- [Tetzlaff 1999] Tetzlaff G., **Windenergie - großräumige Potentiale und Kapazitätseffekt**, in: **Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie**, hrsg. v.: Brauch H.G., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)
- [WMEP 1999] Czisch G., Hahn B., Rohrig K., Auswertung aus Daten des WMEP am Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel (1999)
- [Zaslavsky 1997] Zaslavsky D., **Solar Energy Without a Collector for Electricity and Water in the 21st Century**, Technion - Israel Institute of Technology, Haifa (1997)