SSOAR

Open Access Repository
www.ssoar.info

Solarstrom aus Nordafrika: Rahmenbedingungen und Perspektiven

Werenfels, Isabelle; Westphal, Kirsten

Veröffentlichungsversion / Published Version
Forschungsbericht / research report

Zur Verfügung gestellt in Kooperation mit / provided in cooperation with:
Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP)

Empfohlene Zitierung / Suggested Citation:
Werenfels, I., & Westphal, K. (2010). *Solarstrom aus Nordafrika: Rahmenbedingungen und Perspektiven.* (SWP-Studie, S 3). Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik -SWP- Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit. https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0168-ssoar-261422

Nutzungsbedingungen:
Dieser Text wird unter einer Deposit-Lizenz (Keine Weiterverbreitung - keine Bearbeitung) zur Verfügung gestellt. Gewährt wird ein nicht exklusives, nicht übertragbares, persönliches und beschränktes Recht auf Nutzung dieses Dokuments. Dieses Dokument ist ausschließlich für den persönlichen, nicht-kommerziellen Gebrauch bestimmt. Auf sämtlichen Kopien dieses Dokuments müssen alle Urheberrechtshinweise und sonstigen Hinweise auf gesetzlichen Schutz beibehalten werden. Sie dürfen dieses Dokument nicht in irgendeiner Weise abändern, noch dürfen Sie dieses Dokument für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, aufführen, vertreiben oder anderweitig nutzen.
Mit der Verwendung dieses Dokuments erkennen Sie die Nutzungsbedingungen an.

Terms of use:
This document is made available under Deposit Licence (No Redistribution - no modifications). We grant a non-exclusive, non-transferable, individual and limited right to using this document. This document is solely intended for your personal, non-commercial use. All of the copies of this documents must retain all copyright information and other information regarding legal protection. You are not allowed to alter this document in any way, to copy it for public or commercial purposes, to exhibit the document in public, to perform, distribute or otherwise use the document in public.
By using this particular document, you accept the above-stated conditions of use.

gesis Leibniz-Institut für Sozialwissenschaften

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

SWP-Studie
Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale
Politik und Sicherheit

Isabelle Werenfels / Kirsten Westphal

Solarstrom aus Nordafrika

Rahmenbedingungen und Perspektiven

S 3
Februar 2010
Berlin

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare Verwendung von Arbeiten der Stiftung Wissenschaft und Politik ist auch in Auszügen nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung gestattet.

Die Studie gibt ausschließlich die persönliche Auffassung der Autorinnen wieder

© Stiftung Wissenschaft und Politik, 2010

SWP
Stiftung Wissenschaft und Politik
Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit

Ludwigkirchplatz 3–4
10719 Berlin
Telefon +49 30 880 07-0
Fax +49 30 880 07-100
www.swp-berlin.org
swp@swp-berlin.org

ISSN 1611-6372

Inhalt

5 **Problemstellung und Empfehlungen**

7 **Die Idee dahinter**
7 Genese der Wüstenstromprojekte
8 Motivation der Akteure, potentielle Gewinne und Vorteile
8 *Energie- und Klimapolitik*
10 *Wirtschafts- und Entwicklungspolitik*
12 *Außen- und Sicherheitspolitik*

13 **Stand der Dinge**
13 Weit gediehen: Technisch-konzeptionelle Ausgestaltung
17 Auf halbem Weg: Rechtlicher und institutioneller Rahmen
18 *Europäische Ebene*
20 *Interregionale Ebene*
21 *Ebene der südlichen Partnerstaaten*
22 In den Kinderschuhen: Operative Ausgestaltung

25 **Strukturelle Barrieren und Interessenkonflikte**
25 Finanzielle und kommerzielle Hürden
25 *Kostenpunkt Kraftwerke*
27 *Kostenpunkt Stromnetze*
27 Politische Hürden
27 *Ausstehende Grundsatzentscheidungen*
28 *Nationale Strommärkte und Interessenkonflikte*
30 *Photovoltaik-Lobby versus CSP-Lobby*
31 *Vorbehalte und Vorlieben für andere Energieoptionen in Nordafrika*
33 *Regionale Konflikte und mangelnde Integration in Nordafrika*
33 *Dysfunktionale Mittelmeerunion*
34 Sicherheitsrisiken

37 **Fazit: Der Zeitpunkt ist günstig, und die Zeit drängt**
38 Wie weiter? – Empfehlungen

40 **Abkürzungen**

Dr. Isabelle Werenfels ist wissenschaftliche Mitarbeiterin der Forschungsgruppe Naher / Mittlerer Osten und Afrika
Dr. Kirsten Westphal ist wissenschaftliche Mitarbeiterin der Forschungsgruppe Globale Fragen

Solarstrom aus Nordafrika
Rahmenbedingungen und Perspektiven

Die Vision, in der Wüste erzeugten Solarstrom nach Europa zu exportieren, ist keineswegs neu. Breite öffentliche Aufmerksamkeit wurde ihr aber erst im Juli 2008 zuteil, als die Staats- und Regierungschefs der EU- und der südlichen Mittelmeeranrainerstaaten den Mediterranen Solarplan (MSP) zu einem von sechs Schwerpunkten der damals gegründeten Union für das Mittelmeer (UfM) erklärten. Im Juli 2009 lancierte dann ein privatwirtschaftliches Konsortium die Desertec Industrial Initiative (DII), die großes Echo sowohl in den Medien als auch in der Politik fand.

Ziel des Solarplans ist es, bis 2020 im Mittelmeerraum 20 Gigawatt (GW) Stromkapazität aus erneuerbaren Energien zu schaffen. Die Desertec-Initiative strebt an, bis 2050 eine Kapazität von 50 Gigawatt zu errichten. Beide Initiativen wollen sich auf Solarenergie konzentrieren, und beide Initiativen sehen vor, einen Teil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms nach Europa zu exportieren. Die Finanzierung der konkreten Projekte sollen verschiedene Entwicklungsbanken in Europa, der Privatsektor, aber auch die Regierungen der Staaten der EU und des südlichen Mittelmeerraums gewährleisten.

Die Idee ist bestechend – sowohl aus klima-, energie- und außenpolitischer Perspektive als auch mit Blick auf das von Europa in der Union für das Mittelmeer und der Europäischen Nachbarschaftspolitik verfolgte Ziel, die Kooperation mit den südlichen Nachbarstaaten zu intensivieren. Die überaus ambitionierten Projekte werden sich aber nur umsetzen lassen, wenn es gelingt, die nötigen finanziellen, energiewirtschaftlichen, politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. Dank großer technologischer Fortschritte ist zumindest die technische Machbarkeit heute kein Kernproblem mehr.

Im Zentrum dieser Studie steht folglich die Frage nach den bestehenden Interessenlagen und nötigen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Initiativen, und dies sowohl im südlichen Mittelmeerraum als auch in Europa, und dabei insbesondere in Deutschland, Frankreich, Spanien und Italien. Dabei wird ein spezieller Fokus auf die Kooperation mit Nordafrika gelegt, der Zielregion für die Implementierung der Pläne.

Die Analyse identifiziert strukturelle und politische Blockaden auf drei Ebenen: Erstens der nationalstaatlichen, zweitens der regionalen (EU sowie südliche Mittelmeeranrainer) und drittens der interregionalen Ebene (EU und Anrainerstaaten). Auf nationalstaatlicher Ebene wirken in der Energiepolitik ein Nationalismus und Strukturkonservatismus fort, die die Einführung und Verbreitung neuer Technologien behindern und die Eintrittsbarrieren für neue Marktakteure und damit auch die Kosten hochhalten. Dies erschwert auf EU-Ebene die Formulierung einer gemeinsamen Energiepolitik. Hier stellt sich vor allem die Frage, ob der politische Willen vorhanden ist, einen gemeinsamen grünen Strommarkt zu schaffen. Ein Problem für die Umsetzung des Solarplans ist auch der politische Zuschnitt der Mittelmeerunion: Aufgrund des gesamtregionalen Rahmens hat der Nahostkonflikt die Aktivitäten in der Mittelmeerunion und den Aufbau ihrer Strukturen stark beeinträchtigt. Nicht zuletzt kann die Rechnung nicht ohne den Wirt gemacht werden: Auch die Investitionsbedingungen und Interessenlagen in den Partnerstaaten stehen einer schnellen Umsetzung des Projekts entgegen.

Die Erzeugung und der Import von Wüstenstrom sind eines der wenigen schlüssigen Konzepte für eine nachhaltige Energieversorgung. Darum lohnt es sich, die Solarinitiativen zu verfolgen. Angesichts der multiplen Hürden wird dies einen langen Atem erfordern. Das entbindet indes nicht von schnellen Weichenstellungen. Im Gegenteil: Die Zeit drängt und der Zeitpunkt ist günstig.

Die Erneuerung großer Teile des europäischen Kraftwerkparks und die Modernisierung der Stromnetze stehen an. Investitionszyklen im Energiesektor dauern 30 bis 40 Jahre. Eine einmal getätigte Investition blockiert wegen der hohen Kosten jahrzehntelang alternative Optionen. Folglich ist ein Bruch in den Technologiepfaden vonnöten, um den Umbau des konventionellen Energiesystems in die Wege zu leiten – falls die selbstgesteckten Ziele beim Klimaschutz bis 2020, aber vor allem bis 2050 erreicht werden sollen. Günstig ist der Zeitpunkt überdies, weil die südlichen Mittelmeeranrainer aufgrund ihres stark wachsenden Stromkonsums neue Energiequellen erschließen müssen. Es liegt auch im sicherheitspolitischen Interesse Europas, wenn die Weichen schnell in Richtung Solarenergie gestellt werden, da in der Region ernsthaft über den Einstieg in die Kernenergie nachgedacht wird.

Für die erfolgreiche Umsetzung der Solarinitiativen ist grundlegend, dass rasch mit konkreten Leuchtturmprojekten beim Kraftwerksbau gestartet wird – mit der klaren Perspektive, das Gesamtprojekt zu verstetigen. Das bedeutet, in einer ersten Phase von der Idee des physischen Stromexports Abstand zu nehmen und den Strom für den nordafrikanischen Markt zu erzeugen. Damit auch ohne die Option eines sofortigen Exports Investitionen erfolgen, muss über Instrumente des virtuellen Handels wie »grüne Zertifikate« nachgedacht werden. EU-Mitgliedstaaten und deren Konzerne könnten über den Kauf solcher Zertifikate sowohl ihre Ziele bei der Emissionsminderung als auch beim Ausbau erneuerbarer Energien erreichen. Denkbar sind auch sogenannte Swap-Deals, bei denen zunächst Erdgas statt Strom nach Europa exportiert würde. Von solchen Arrangements würden europäische Staaten genauso profitieren wie die südlichen Mittelmeeranrainer und die beteiligten Unternehmen, die ihre Technologien marktfähig machen wollen. Die Begünstigung nordafrikanischer Firmen und Arbeitnehmer würde Partnerstaaten zusätzliche Anreize bieten und dazu beitragen, den politischen Willen zu generieren, der für einen höheren Grad an Investitionssicherheit benötigt wird.

Auch wenn man in einer ersten Phase mit konkreten Projekten auf Basis einer Regulierung für das Einzelprojekt (regulation by contract) voranschreitet, müssen die grundlegenden politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden. In der EU sind zunächst die Bildung eines grenzübergreifenden grünen Strommarktes und die Modernisierung der europäischen Stromnetze voranzutreiben. Stabile rechtliche Rahmenbedingungen sind auch für den Aufbau eines euro-mediterranen Stromhandels unabdingbar. Die politischen und regulativen Voraussetzungen ließen sich in existierenden Foren schaffen, zum Beispiel im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik und des Energiecharta-Prozesses. Dabei könnte zunächst eine kleine Koalition aus Staaten nördlich und südlich des Mittelmeers die Verhandlungsprozesse anstoßen. In einer zweiten Phase ginge es darum, die Exportkomponente der Solarinitiativen zu verwirklichen. Deren zentrale Voraussetzung ist der Aus- und Aufbau von Strombrücken über das Mittelmeer und des Stromrings rund ums Mittelmeer.

Die Zeit für einen Großeinstieg in die Solarenergie ist günstig, das Zeitfenster indes ist eng. Angesichts dessen gilt es die auf gesamtregionale Zusammenarbeit gerichteten Ambitionen im Rahmen der Mittelmeerunion vorläufig hintanzustellen und die Initiativen pragmatisch und effektiv voranzutreiben.

Die Idee dahinter

Genese der Wüstenstromprojekte

Die zentrale Überlegung hinter den Solarinitiativen ist so einfach wie bestechend: Die von der Sonnenstrahlung pro Jahr zur Erde gesendete Energiemenge, 1,6 Milliarden Terawattstunden (TWh), entspricht dem Zehntausendfachen des jährlichen Energiebedarfs der Weltbevölkerung.[1] Zudem ist die Sonne auf Millionen Jahre hinaus eine Quelle massenhaft verfügbarer Energie, deren Nutzung überdies emissionsarm ist. Die Solarenergie hat bei weitem das größte Potential aller regenerativen Energien, und es liegt nahe, sie zur Deckung des weltweiten Energiebedarfs zu nutzen.

Sowohl die Idee des Mediterranen Solarplans (MSP) als auch jene der Desertec Industrial Initiative (DII) haben einen längeren Vorlauf. Beide Initiativen haben überdies einen starken Bezug zu Deutschland. Der MSP, den die Bundesregierung 2008 in die Union für das Mittelmeer einbrachte, hat zum Ziel, die enormen Potentiale der rund um das Mittelmeer verfügbaren erneuerbaren Energien zum Nutzen aller Beteiligten zu erschließen. Mit der Verabschiedung des Plans setzten die Europäische Union und ihre Kooperationspartner im südlichen Mittelmeerraum gleich zwei Signale: Erstens soll das Vorhaben der Gewinnung von Solarenergie multilateral und zweitens in einem partnerschaftlichen Nord-Süd-Ansatz vorangetrieben werden.[2] Allerdings hat sich der regionale euro-mediterrane Zuschnitt des Solarplans zunächst als für das Projekt problematisch erwiesen, da der israelisch-arabische Konflikt die Union für das Mittelmeer bislang weitgehend lahmgelegt hat.

Der MSP sieht den Bau von solarthermischen Kraftwerken (oder genauer Concentrated Solar Power – CSP; siehe dazu Kasten 1, S. 15) und Windenergieanlagen vor allem in Nordafrika – konkret in Marokko, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten – sowie in Jordanien vor. Bis 2020 soll eine Kraftwerkskapazität von 20 Gigawatt auf- und das Stromnetz in den Partnerländern ausgebaut werden. Abgesehen von diesen Infrastrukturmaßnahmen möchte die EU die Region auch näher an den europäischen Energiemarkt heranführen. Sie strebt eine Konvergenz der Energiepolitiken und eine rechtliche und regulative Harmonisierung an. Dies umfasst sowohl Maßnahmen zur Einsparung von Energie und zur Steigerung der Energieeffizienz als auch energie- und ordnungspolitische Reformen entsprechend den energierelevanten Teilen des *Acquis Communautaire*. Die Federführung haben Deutschland, Frankreich, Spanien und Italien übernommen. Mit Vorschlägen zur Umsetzung des Solarplans hat sich im Sommer 2009 auch die solarthermische Industrie eingeschaltet, repräsentiert durch die European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA).[3]

Die Desertec-Initiative wiederum geht auf Pläne der Transmediterranean Renewable Energy Cooperation (TREC) zurück, einem Verbund des Hamburger Klimaschutzfonds mit Think-Tanks und Energieagenturen nördlich und südlich des Mittelmeers und mit dem Club of Rome. Aus dieser Initiative ging Anfang 2009 die Desertec Foundation hervor, deren Pläne sich auf mehrere technische Studien des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt stützen.[4] Am 13. Juli 2009 stellte ein Konsortium aus zwölf deutschen und internationalen Firmen und der Desertec Foundation um den Münchener Rückversicherer Munich Re die Desertec-Industrial Initiative (DII) vor. Im Oktober 2009 schließlich gründeten diese 13 Parteien eine Planungsgesellschaft mit der Rechtsform einer GmbH. Vor-

1 Daniel Schäfer, »Solarthermie. Physik und Technik der Solarthermie in Afrika«, in: *Spiegel der Forschung*, 2 (Dezember 2008) 25, S. 11–15 (12), <http://geb.uni-giessen.de/geb/volltexte/2009/6731/pdf/SdF_2008-02-11-15.pdf>.

2 Eines der Hauptanliegen der Union für das Mittelmeer ist es, bei den Partnern im südlichen Mittelmeerraum das Bewusstsein der Miteigentümerschaft (co-ownership) am laufenden Kooperationsprozess zu stärken, unter anderem über die Schaffung einer rotierenden Nord-Süd-Ko-Präsidentschaft.

3 ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt*. The Solar Thermal Electricity Industry's Proposal for the Mediterranean Solar Plan. A Programme of the Union for the Mediterranean, Brüssel, Juni 2009.

4 German Aerospace Center, *Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region*, Final Report, Stuttgart 2005; German Aerospace Center, *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power*, Final Report, Stuttgart 2006; German Aerospace Center, *Concentrating Solar Power for Seawater Desalination*, Final Report, Stuttgart 2007.

gesehen ist die Ausweitung auf etwa 25 Firmen – nicht zuletzt um über die Einbindung von Unternehmen aus weiteren europäischen und südlichen Mittelmeerstaaten den deutschen Hintergrund abzustreifen. Ziel bis 2012 ist es zunächst, eine Roadmap für die Implementierung auszuarbeiten.

Bei der DII ist nicht die Politik, sondern die Privatwirtschaft treibende Kraft. Der Planungsgesellschaft gehören neben Banken, Komponentenherstellern (z.B. Siemens) und Kraftwerksbauern auch die Stromkonzerne E.ON und RWE an. Somit sind die wichtigen Akteure für die Realisierung dieses Großprojekts beteiligt. Die Initiative bringt potente Konzerne zusammen, um das Projekt auf allen Ebenen voranzutreiben und »Systemlösungen« zu entwickeln, die nicht nur den Kraftwerksbau, sondern auch den Transport, die Verteilung und den Vertrieb des erzeugten Stroms sowie die Finanzierung umfassen. Mit Cevital aus Algerien nimmt eines der größten Privatunternehmen aus einem potentiellen Exportstaat teil und mit der spanischen Abengoa eine Firma, die bereits solarthermische Kraftwerke betreibt. Desertec ist wesentlich ambitionierter als der Solarplan der Union für das Mittelmeer: Das Konsortium plant, Strom aus Solar- und Windenergie in Nordafrika und Nahost zu produzieren und bis zu 50 Gigawatt Kraftwerkskapazität zu installieren. Man möchte bis 2050 mindestens 15 Prozent des europäischen Stromverbrauchs decken. Die geschätzten Gesamtinvestitionen belaufen sich auf 400 Milliarden Euro.

Sowohl die Politik als auch die Wirtschaft haben also binnen Jahresfrist mehrere wichtige Schritte vollzogen: Die DII fokussiert vor allem die technisch-energiewirtschaftliche Seite des Projekts. Mit dem Solarplan ist die EU-Ebene involviert, die Schaffung ordnungspolitischer Rahmenbedingungen wird vorangetrieben, die Partnerländer und deren Interessenlagen werden stärker als bisher einbezogen und berücksichtigt. Die Idee des Stromimports aus der Wüste erhält auf diese Weise erstmals eine wichtige politische, regulative und institutionelle Flankierung. Das ist für die Realisierung der Projekte unabdingbar.

Motivation der Akteure, potentielle Gewinne und Vorteile

Das breite Interesse der europäischen Politik, Wirtschaft und Öffentlichkeit an den Solarinitiativen ist leicht zu erklären. Bei der erfolgreichen Umsetzung dieser Initiativen ließen sich gleich in mehreren Politikfeldern positive Effekte erzielen: in der Energie-, Entwicklungs- und Klimapolitik ebenso wie in der Außen- und Sicherheitspolitik.

Gerade weil die beiden Initiativen sowohl den Energieexport nach Europa als auch die Versorgung und den Ausbau der Strommärkte in Nordafrika anvisieren, können theoretisch alle Beteiligten nur gewinnen (»Win-win«-Situation): die EU, ihre einzelnen Mitgliedstaaten und die arabischen Partnerstaaten. Gleichzeitig ist aber das Interesse der jeweiligen Teilhaber an den Solarinitiativen sehr unterschiedlich gelagert. In den südlichen Mittelmeerstaaten besteht beispielsweise ein grundsätzliches Interesse an erneuerbaren Energien, während Teile der Elite gegenüber den Wüstenstrominitiativen aufgrund ihres europäischen Hintergrunds auch historisch (kolonial) bedingte Vorbehalte hegen.

Energie- und Klimapolitik

Europäische Union. Die Europäische Kommission verspricht sich ebenso wie Deutschland von der Umsetzung der Initiativen positive Effekte für die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaverträglichkeit, das sogenannte strategische Zieldreieck der Energiepolitik. Der Beitrag zum Klimaschutz ist offenkundig. Wegen des ausgedehnten Zeithorizonts werden die Initiativen indes wenig zur Erreichung der 20-20-20-Ziele in der EU beitragen.[5] Einen bedeutsameren Beitrag könnte das Projekt für die Erreichung der vom Rat der EU-Regierungschefs vereinbarten Klimaziele leisten: bis 2050 80 Prozent Reduktion der Treibhausgase. Dieser Zielsetzung liegt die Einsicht zugrunde, dass die Emissionen klimaschädlicher Gase bis 2050 weltweit um mindestens 50 Prozent und in den Industrieländern um mindestens 80 bis 95 Prozent reduziert werden müssen, will man zumindest die Chance wahren, dass die globale Erderwärmung um nicht mehr als zwei Grad Celsius ansteigt. Die Umsetzung der Desertec-Vision würde eine Verringerung um einen Wert mit sich bringen, der in Deutschland den Emissionen entspräche, die bei einer Projektion des aktuellen Jahreswerts in sechs Jahren zustande kämen.

5 Die EU hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent zu senken, den Anteil der erneuerbaren Energien auf 20 Prozent zu erhöhen und die Energieeffizienz um 20 Prozent zu steigern. Während die ersten beiden Ziele verpflichtend sind, handelt es sich bei letzterem nur um ein Richtziel, das rechtlich nicht bindend ist.

Das Interesse am Klimaschutz liegt auch dem Engagement des Münchener Rückversicherers zugrunde: Die klimabedingten und versicherungsrelevanten Schäden in Folge der globalen Erwärmung haben sich seit 1970 verdreifacht. Die kumulierten, weltweit entstandenen Gesamtschäden der letzten Jahre werden auf 200 Milliarden Euro geschätzt. Da der anthropogene Faktor beim Klimawandel die treibende Kraft ist und dabei wiederum der Energieverbrauch zu zwei Dritteln für die Emissionen verantwortlich zeichnet, hat die Munich Re – neben dem auf der Hand liegenden engeren Geschäftsinteresse eines Rückversicherers – an den Projekten auch ein übergeordnetes Interesse.

Zweites wichtiges Plus der »Wüstenstrominitiativen« ist ihr Beitrag zur Diversifizierung des Strommix und der Bezugsländer. Ein kluger Mix aus erneuerbaren Energien und dem Einsatz neuer Technologien kann zudem helfen, fossile Energieträger zu sparen. Die CSP-Technologie liefert einen wichtigen Baustein in einem künftigen nachhaltigen Energiesystem. Wenn man an die mögliche Weiterentwicklung von Speicheroptionen wie Elektromobilität und Wasserstoff denkt, die im Zuge dessen ebenfalls einen Aufschwung erfahren sollen, steckt viel Zukunftsmusik in der Idee.

Nicht zuletzt erhoffen sich Politik und Energiewirtschaft positive Effekte, die eine langfristig preisgünstige Energieversorgung ermöglichen. Zwar stehen am Beginn der forcierten Nutzung erneuerbarer Energien Kapital- und Investitionskosten, die höher sind als beim Bau konventioneller Kraftwerke; gleiches gilt für den Bau der notwendigen Leitungen mit Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Aber die Kosten für den Kraftwerksbau werden ab einem bestimmten Zeitpunkt wegen der Skalen- und Lerneffekte sinken, und die Stromnetze müssen ohnehin ausgebaut und modernisiert werden. Hinzu kommt, dass heute mit der Nutzung fossiler Brennstoffe wie Kohle, Gas und Öl, aber auch der Kernenergie viele Kosten etwa der Verschmutzung oder der Endlagerung nicht oder nicht in ausreichendem Maße eingepreist und damit auf die Allgemeinheit und künftige Generationen abgewälzt werden. In Zukunft werden überdies mit wachsender Nachfrage die Preise für fossile Brennstoffe steigen und häufiger schwanken. Diese Volatilität der Preise ist für Volkswirtschaften kostenintensiv. Bei der Solarthermie sind die Kosten für den Energieträger gleich null – insofern ist der Ausbau dieser Technologie ein Mittel, die Kosten der Energieversorgung künftig kalkulierbar zu halten.

Südliche Mittelmeeranrainer. Diese Staaten sind von den Folgen des Klimawandels besonders stark betroffen. Das Vorrücken der Wüsten und vor allem der zusehends akutere Wassermangel, dem im südlichen Mittelmeerraum verstärkt mit energieintensiven Entsalzungsanlagen begegnet wird, führt den zuständigen politischen Entscheidungsträgern (und den betroffenen Bevölkerungen) den engen Nexus zwischen klima- und energiepolitischen Problematiken deutlich vor Augen.[6] Doch leuchtet diesen Staaten, die sich ohnehin schon in einer wenig aussichtsreichen ökonomischen Aufholjagd befinden, nicht ein, warum sie die Kosten für das Erreichen der europäischen Klimaziele mittragen sollen. Sie verweisen nicht zu Unrecht auf das Verursacherprinzip, nach dem hauptsächlich der Westen für den Klimawandel verantwortlich ist und folglich auch die Kosten tragen muss – dass dies eine in Entwicklungsländern vorherrschende Argumentationslinie ist, hat sich zuletzt auch beim UN-Klimagipfel in Kopenhagen Ende 2009 gezeigt.

Das Hauptaugenmerk der nordafrikanischen Staaten gilt der sich verschärfenden Stromknappheit. Alle einschlägigen Studien weisen darauf hin, dass der Energieverbrauch in ganz Nordafrika stark zunehmen wird; derzeit beträgt der jährliche Zuwachs je nach Land zwischen vier und acht Prozent. Nettoimporteur in größerem Stil ist bisher nur Marokko. Das an Erdöl und Erdgas arme Land muss 15 Prozent seines Stroms importieren und dafür hohe Kosten aufwenden.[7] Die Importe aus Spanien sind in den vergangenen zehn Jahren um mehr als das Fünfundzwanzigfache angestiegen.[8] Marokko rechnet mit einer Vervierfachung des Strombedarfs bis 2030, und dies vor dem Hinter-

6 Die Wasserdefizite in Nordafrika (genauer die Differenz zwischen Nachfrage und dem verlässlichen Angebot an Trinkwasser) werden zwischen 2010 und 2020 um rund 30 Prozent steigen; vgl. German Aerospace Center, *Concentrating Solar Power for Seawater Desalination* [wie Fn. 4], S. 84–88.

7 Die Haushaltsstrompreise in Marokko sind fast dreimal so hoch wie in Algerien. Primär liegt dies daran, dass Algerien als Gasproduzent Strom billiger herstellen kann und Strompreise in Algerien stark subventioniert werden. Entsprechend groß ist in marokkanischen Haushalten seit Jahren die Nachfrage nach Photovoltaik.

8 Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE), *Statistical Yearbook 2007*, Brüssel 2007, S. 39, <www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Statistical_Yearbook_2007.pdf> (Zugriff am 5.1.2010); Siegfried Breuer, »Marokko muss in die Stromwirtschaft investieren. Angebot kann nicht Schritt halten«, *Germany Trade & Invest*, 31.7.2008, <www.gtai.de/DE/Content/bfai-online-news/2008/14/medien/Ticker2Marokko.html> (Zugriff am 5.1.2010).

grund einer starken Energieimportabhängigkeit.[9] Selbst das an fossilen Energien reiche Algerien hat in den letzten Jahren wiederholt Stromengpässe und -ausfälle (Blackouts) in weiten Teilen des Landes erlebt. Bis 2050 könnte der Strombedarf in den Staaten des Mittleren Ostens und Nordafrikas (MENA-Staaten) bei steigenden Bevölkerungszahlen und entsprechendem Wirtschaftswachstum zum europäischen Level von 3500 Terawattstunden im Jahr aufschließen.[10] Zum verstärkten Stromkonsum trägt nicht zuletzt der vermehrte Bau von Meerwasserentsalzungsanlagen bei. Bis 2015 planen die nordafrikanischen Staaten den Ausbau der Entsalzungskapazitäten um das Drei- bis Vierfache. Die Entsalzungsanlagen könnten in Zukunft mit CSP-Kraftwerken gekoppelt werden.[11]

Die Idee, CSP-Projekte im großen Stil voranzutreiben, findet in Nordafrika grundsätzlich ein mehrheitlich positives Echo. Wenn dieses Echo nicht durchgehend positiv ist, dann vor allem, weil die Initiativen – und dies gilt insbesondere für die DII in ihrer Anfangsphase – die Exportkomponente stärker herausgestrichen haben als die Produktion für den nordafrikanischen Binnenstrommarkt und weil der partnerschaftliche Aspekt (noch) als zu schwach wahrgenommen wird.

Wirtschafts- und Entwicklungspolitik

Sowohl aus deutscher und europäischer Perspektive wie auch aus Sicht der Partnerstaaten gibt es eine Reihe ökonomischer und entwicklungspolitischer Argumente für die Wüstenstrominitiativen. In *Deutschland* geht es Politikern ebenso wie den involvierten privatwirtschaftlichen Akteuren um einen ausgewogenen, zukunfts- und dabei konsensfähigen Strommix, bei dem der Import von Strom, der aus regenerativen Quellen erzeugt wird, nur ein Baustein ist. Zu einem Zeitpunkt, zu dem viele Kraftwerksprojekte (wie »saubere« Kohlekraftwerke mit CCS-Technologie oder die Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken) mit einem Fragezeichen versehen sind,[12] ist dies eine wichtige Motivation, auch und gerade für die großen Energiekonzerne.

Die ökonomischen Interessen von Politik und Privatwirtschaft liegen auf der Hand: Beide erkennen in der CSP mehr und mehr eine Zukunftstechnologie mit großem Exportpotential. Deutsche und spanische Firmen gehören hier bereits zu den Marktführern. Deutsche Kompetenz besteht vor allem beim Kollektorfeld und beim konventionellen Kraftwerksteil sowie bei der Hochspannungsgleichstromübertragung des Stroms. Beides sind Schlüsselbereiche, wenn es um den Ausbau grüner Technologien und den weltweiten Wettbewerb um Marktanteile geht. Der weltweite Ausbau von CSP bietet deutschen Unternehmen signifikante Wertschöpfungschancen.[13] Um die Technologie weiter voranzubringen, brauchen deutsche Unternehmen jedoch Abnehmer im Sonnengürtel der Erde. In Europa sind die Standorte begrenzt auf Spanien, Italien, Portugal, Griechenland und Zypern. Will man der Technologie weltweit zum Durchbruch verhelfen, gilt es die Kooperation mit »Pilotregionen« zu suchen, die neben der Sonneneinstrahlung auch über die nötigen Flächen verfügen. Für die Frage der Finanzierung der Projekte ist auch die Option eines Exports nach Europa entscheidend, wo die Strompreise meist um ein Vielfaches höher sind als in Nordafrika.

Für die *europäische Politik* ist auch zentral, dass die Wüstenstrominitiativen einem der Hauptanliegen der bisherigen europäischen Mittelmeerpolitik Rechnung tragen: durch die Entwicklung der Infrastruktur und die Schaffung von Arbeitsplätzen für mehr Prosperität im südlichen Mittelmeerraum zu sorgen. An diesem Punkt treffen sich die Interessen und Einschätzungen der EU mit jenen der nordafrikanischen Regierungen – oder zumindest des progressiveren Teils der dortigen politischen Eliten – weitgehend: Beide versprechen sich eine geographische und sektorielle Diversifizie-

9 Europäische Kommission, *Rapport de Suivi Maroc*, Brüssel, 23.4.2009, SEC(2009) 520/2, S. 16, <http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/progress2009/sec09_520_fr.pdf> (Zugriff am 2.12.2009).
10 Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power: Global Outlook 2009. Why Renwable Energy Is Hot*, Amsterdam/Tabernas/Brüssel 2009, S. 69, <www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/concentrating-solar-power-2009.pdf> (Zugriff am 5.1.2010).
11 Vgl. German Aerospace Center, *Concentrating Solar Power for Seawater Desalination* [wie Fn. 4], S. 103.
12 Siehe dazu Frank Dohmen, »Wir brauchen Klarheit«, in: *Der Spiegel*, (2009) 49, S. 110f.
13 So könnten 33 Prozent der für die Realisierung des Referenzkraftwerks erforderlichen Leistungen von deutschen Unternehmen erbracht werden (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, *Ökonomische Chancen für die deutsche Industrie resultierend aus einer weltweiten Verbreitung von CSP [Concentrated Solar Power]-Technologien*, Projektbericht, 24.6.2009, S. 59, <www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/Chancen_Verbreitung_CSP.pdf> [Zugriff am 5.1.2010]).

rung und damit eine nachhaltige Stärkung der Ökonomien.

Die Meinungen über die potentiellen Effekte für das Wirtschaftswachstum und den Arbeitsmarkt in den *südlichen Anrainerstaaten* gehen auseinander. Pessimistische Stimmen schätzen diese Effekte als sehr gering ein und sehen hauptsächlich europäische Unternehmen auf der Gewinnerseite.[14] Allerdings beruhen diese Einschätzungen in der Regel nicht auf fundierten Studien. Optimistischere Prognosen dagegen kommen – was wenig überraschen mag – aus der Solarindustrie, finden sich aber auch in unabhängigen Studien.[15] Würde die im Solarplan der Mittelmeerunion anvisierte Kapazität von 20 Gigawatt installiert, rechnen sie mit insgesamt 235 280 neuen Arbeitsplätzen: 80 000 in der Fertigung (je zur Hälfte vor Ort und in Europa), 120 000 beim Bau und 33 280 bei laufendem Betrieb und Instandhaltung.[16] Zu erwarten ist, dass die Standorte von CSP-Kraftwerken, die außerhalb der urbanen Ballungszentren in wenig industrialisierten Gegenden liegen werden, auch indirekt profitieren können, da mit dem Bau der Kraftwerke eine generelle Aufwertung der (Transport-)Infrastruktur einhergehen dürfte.[17]

Am größten ist das Interesse an den Initiativen in den an fossilen Energien armen Staaten Marokko und Tunesien (in geringerem Ausmaß auch in Ägypten). Ihnen bietet sich die Chance, qua Solar- und Windenergie einen neuen, nachhaltigen und langfristig lukrativen Exportzweig zu schaffen und vom Stromimporteur zum Stromexporteur zu mutieren. Staaten wie Algerien und Libyen haben aufgrund ihres Gasreichtums kurzfristig weniger Druck, neue Energiequellen zu erschließen. Aber auch hier – wiederum wie in Ägypten – gewinnt die Idee, dass man den national verbrauchten Strom stärker aus Solarenergie gewinnen und dafür mehr Erdgas exportieren könnte, politisch an Popularität.[18] Mittelfristig könnte mit dem Export von Solarstrom die Abhängigkeit vom volatilen Erdölpreis reduziert werden – in Algerien beispielsweise kamen 2009 immerhin rund 97 Prozent der Exporterlöse aus dem Erdöl- und Erdgassektor. Langfristig besteht die Perspektive, den eigenen Status als Energieexporteur auch im Post-Erdölzeitalter beizubehalten.

Fest steht indes, dass die Initiativen mit Finanztransfers einhergehen müssen und die Anschubfinanzierung ein Problem darstellt, wie im Kapitel »Finanzielle und kommerzielle Hürden« (S. 25ff) weiter erläutert wird. Lediglich die erdöl- und erdgasexportierenden Staaten Algerien und Libyen verfügen über Mittel, die ihnen die zumindest partielle Eigenfinanzierung von CSP-Kraftwerken erlauben. Inwieweit die Initiativen auch einen Transfer von Know-how und Technologie umfassen werden, ist allerdings offen. Hier divergieren die europäischen und südlichen Interessen: EU-Staaten wie Deutschland und Spanien wollen ihre Exportindustrie stärken, während sich die südlichen Mittelmeeranrainer Hilfe beim Aufbau eines eigenen Solarindustriesektors erhoffen.[19] Unabhängig davon, ob letzteres gelingen wird, spricht vieles dafür, dass sämtliche nordafrikanischen Staaten vom Einstieg in eine großangelegte Produktion von Solar- und/oder Windenergie profitieren werden – diese Einschätzung setzt sich in den Energieministerien Nordafrikas denn auch immer stärker durch und spiegelt sich zunehmend in offiziellen Dokumenten.

14 Vgl. Sören Scholvin, *Desertec: Wirtschaftliche Dynamik und politische Stabilität durch Solarkraft?*, Hamburg: German Institute of Global and Area Studies (GIGA), 2009 (GIGA Focus Nahost 11).

15 Vgl. zum Beispiel Kevin Ummel/David Wheeler, *Desert Power: The Economics of Solar Thermal Electricity for Europe, North Africa and the Middle East*, Washington, D.C.: Center for Global Development, Dezember 2008 (Working Paper 156). Der entwicklungspolitische Ertrag ist potentiell so groß, dass Stimmen aus der europäischen Entwicklungs-Community bereits eine wachsende Kluft zwischen Nordafrika und Subsahara-Afrika prognostizieren und folglich die – derzeit utopische – Erweiterung der Initiative auf ganz Afrika verlangen. Vgl. dazu Frank Schüssler, »Ein ›Meer aus Spiegeln‹ – aber wo? Trägt die Solarenergiepartnerschaft zwischen Afrika und Europa zur Verschärfung regionaler Disparitäten in Afrika bei?«, in: *Spiegel der Forschung*, 25 (Dezember 2008) 2, S. 28–33 (31), <http://geb.uni-giessen.de/geb/volltexte/2009/6734/pdf/SdF_2008-02-28-33.pdf>; Winfried Speitkamp/Daniel Stange, »Energiepolitik in Afrika – Energiepartnerschaft mit Afrika. Historische Belastungen und aktuelle Perspektiven«, in: *Spiegel der Forschung*, 25 (Dezember 2008) 2, S. 40–47, <http://geb.uni-giessen.de/geb/volltexte/2009/6736/pdf/SdF_2008-02-40-47.pdf>.

16 Pro 100 MW installierter Kapazität entstehen nach Angaben der solarthermischen Industrie 400 Arbeitsplätze (in Mann pro Jahr) in der Fertigung, 600 bei Bau und Installation und 60 im Bereich Betrieb und Instandhaltung; vgl. ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt* [wie Fn. 3], S. 7–8. Auch in Deutschland könnten Arbeitsplätze entstehen: In einem moderaten Szenario 36 000 bis 146 000 und in einem ehrgeizigen Szenario 58 000 bis 238 600 (Wuppertal Institut, *Ökonomische Chancen für die deutsche Industrie* [wie Fn. 13], S. 67).

17 Vgl. Ummel/Wheeler, *Desert Power* [wie Fn. 15].

18 Ebd.

19 Interviews mit Vertretern aus ägyptischen, algerischen, marokkanischen und tunesischen Ministerien und Parlamenten, Algier, März 2009, und Berlin, Juni und Juli 2009.

Außen- und Sicherheitspolitik

Nicht zuletzt der Blick auf die außen- und sicherheitspolitischen Interessen der EU macht deutlich, warum der Solarplan zu einem der sechs Schlüsselprojekte der Union für das Mittelmeer erklärt wurde. Erstens würde die erfolgreiche Umsetzung und – im Idealfall – sukzessive Ausweitung des Solarplans der euro-mediterranen Kooperation eine neue Qualität verleihen. Bislang fehlten dieser Kooperation weitgehend die sicht- und messbaren Erfolge. Mit dem Bau zahlreicher CSP-Kraftwerke in Nordafrika würde ein sehr konkretes und öffentlichkeitswirksames Projekt realisiert. Noch immer ist in den südlichen Partnerländern die Wahrnehmung verbreitet, die EU würde vor allem im eigenen sicherheits- und wirtschaftspolitischen Interesse handeln.[20] Überdies werden die Asymmetrien in der wirtschaftlichen Kooperation beklagt. Die Solarinitiativen haben das Potential, diese Asymmetrien zu minimieren – einen nicht zuletzt symbolisch wichtigen Anfangspunkt hat die Desertec-Initiative mit der Einbindung des algerischen Konzerns Cevital ins Gründungskonsortium gesetzt. Im Grunde geht es darum, die zahlreich vorhandenen komplementären und überlappenden Interessen Europas und der südlichen Mittelmeeranrainerstaaten zu nutzen, um eine echte Partnerschaft zu entwickeln. Wenn es tatsächlich gelingen würde, in Nord-Süd-Kooperation sowohl die Energieengpässe in Nordafrika zu beheben als auch den europäischen Markt mit Wüstenstrom zu versorgen, käme die euro-mediterrane Kooperation einen großen Schritt voran.

Zweitens erhofft man sich in Europa von der erfolgreichen Umsetzung der ambitionierten Initiativen positive Spillover-Effekte im sicherheitspolitischen Bereich.[21] Die euro-mediterrane Kooperation basiert seit Beginn des Barcelona-Prozesses 1995 explizit auf der Annahme, dass Prosperität ein wichtiger Pfeiler von Stabilität im Mittelmeerraum ist. Dabei wird zu Recht argumentiert, dass der Mangel an ökonomischen Perspektiven (in Kombination mit politischer Repression), der insbesondere die jungen Generationen betrifft, destabilisierende Folgen für die nordafrikanischen Staaten hat. Diese reichen von sozialen Unruhen bis zur Hinwendung zu organisierter Kriminalität und militantem Islamismus.[22] Die Europäer wiederum bekommen die Perspektivlosigkeit der Jugend in Form von steigendem Migrationsdruck zu spüren. Aufgrund der multiplen potentiellen ökonomischen Erträge könnten die Solarinitiativen als ein – wenn auch bescheidener – Baustein zur Stabilisierung der südlichen Staaten und damit letztlich auch als Beitrag zur europäischen Sicherheit gesehen werden.

Tabelle 1
Logik einer Solarpartnerschaft: Ausgangslagen in Europa und Nordafrika

Europa	*Nordafrika*
Hohes BIP/capita	Niedriges BIP/Pro-Kopf-Einkommen und enormer ökonomischer Entwicklungsbedarf
Relativ hohe Verfügbarkeit von Kapital und Technologie	Mehrheitlich wenig Kapital; kaum Know-how und Technologie
Großer Energiebedarf (steigende Nachfrage im Stromsektor)	Steigender Energiebedarf (ausgehend von relativ niedrigem Niveau)
Wenig fossile Ressourcen, Potential der Solarenergie begrenzt	Große Energieressourcen, fossil und erneuerbar
Mangel an Flächen und starker Sonneneinstrahlung	Immense, dünn oder nicht besiedelte Flächen im Sonnengürtel
Verpflichtung auf Zwei-Grad-Ziel in der Klimapolitik	Hochgradige Betroffenheit vom Klimawandel (Wassermangel, Vorrücken der Wüste)

Quelle: In Anlehnung an Manfred Hafner, *What Potential for European Energy Security Does the Mediterranean Union Really Hold?*, 4th Annual European Energy Policy Conference 2009, Brüssel, 17.–18.3.2009.

20 Vgl. Roberto Aliboni/Ahmed Driss/Tobias Schumacher/Alfred Tovias, *Putting the Mediterranean Union in Perspective*, Juni 2008 (EuroMeSCo-Paper 68), <www.euromesco.net/images/paper68eng.pdf>.

21 Vgl. zum Beispiel Michael Thumann, »Desertec & Nabucco. Besser als jeder Militärpakt«, *Zeit Online*, 16.7.2009, <www.zeit.de/online/2009/30/desertec-nabucco> (Zugriff am 21.12.2009).

22 Vgl. Isabelle Werenfels, *Qaddafis Libyen: Endlos stabil und reformresistent?*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, März 2008 (SWP-Studie 7/2008); Isabelle Werenfels, *Bouteflika zum Dritten. Stabilitätsgarantie oder Stabilitätsrisiko?*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, April 2009 (SWP-Aktuell 19/2009).

Stand der Dinge

Dass die Solarinitiativen 2008 und 2009 lanciert wurden, liegt nicht nur an einem globalen Umfeld, das aufgrund der Sorge um Klimawandel und Energiesicherheit »günstig« ist. Vielmehr sind in Europa und im südlichen Mittelmeerraum in jüngerer Zeit erste institutionelle und regulative Grundlagen für die Förderung erneuerbarer Energien geschaffen worden. Außerdem hat die Technologie eine sprunghafte Entwicklung durchlaufen. Und schließlich sind – weitgehend unbemerkt von der breiten europäischen Öffentlichkeit – bereits solarthermische Kraftwerke im Mittelmeerraum gebaut worden.

Weit gediehen: Technisch-konzeptionelle Ausgestaltung

Die technisch-konzeptionelle Ausgestaltung ist deutlich vorangeschritten, die technische Machbarkeit stellt nicht mehr die Haupthürde dar. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt hat zwischen 2005 und 2007 drei richtungsweisende technische Studien zum Thema Solarenergie veröffentlicht, die vom Bundesumweltministerium finanziert wurden. Die Studien zur konzentrierenden Solarkraft (2005),[23] zu den Stromnetzen (2006)[24] und zur mit Solarenergie betriebenen Entsalzung (2007)[25] führen die technischen Details aus. Sie zeigen aber auch auf, an welchen politischen Stellschrauben angesetzt werden muss und welche sozio-ökonomischen und ökologischen Implikationen bestehen.

Karte 1 (S. 14) veranschaulicht, wie das Potential der erneuerbaren Energien in einem großen Stromverbund ausgeschöpft werden könnte. Zwar ist die DII technologie-offen, da Wind- und Solarkraftwerke für Nordafrika gleichermaßen eine Rolle spielen. Der CSP wird aber deswegen so viel Aufmerksamkeit geschenkt, weil sie auch die verstärkte Nutzung anderer erneuerbarer Energien ermöglicht.

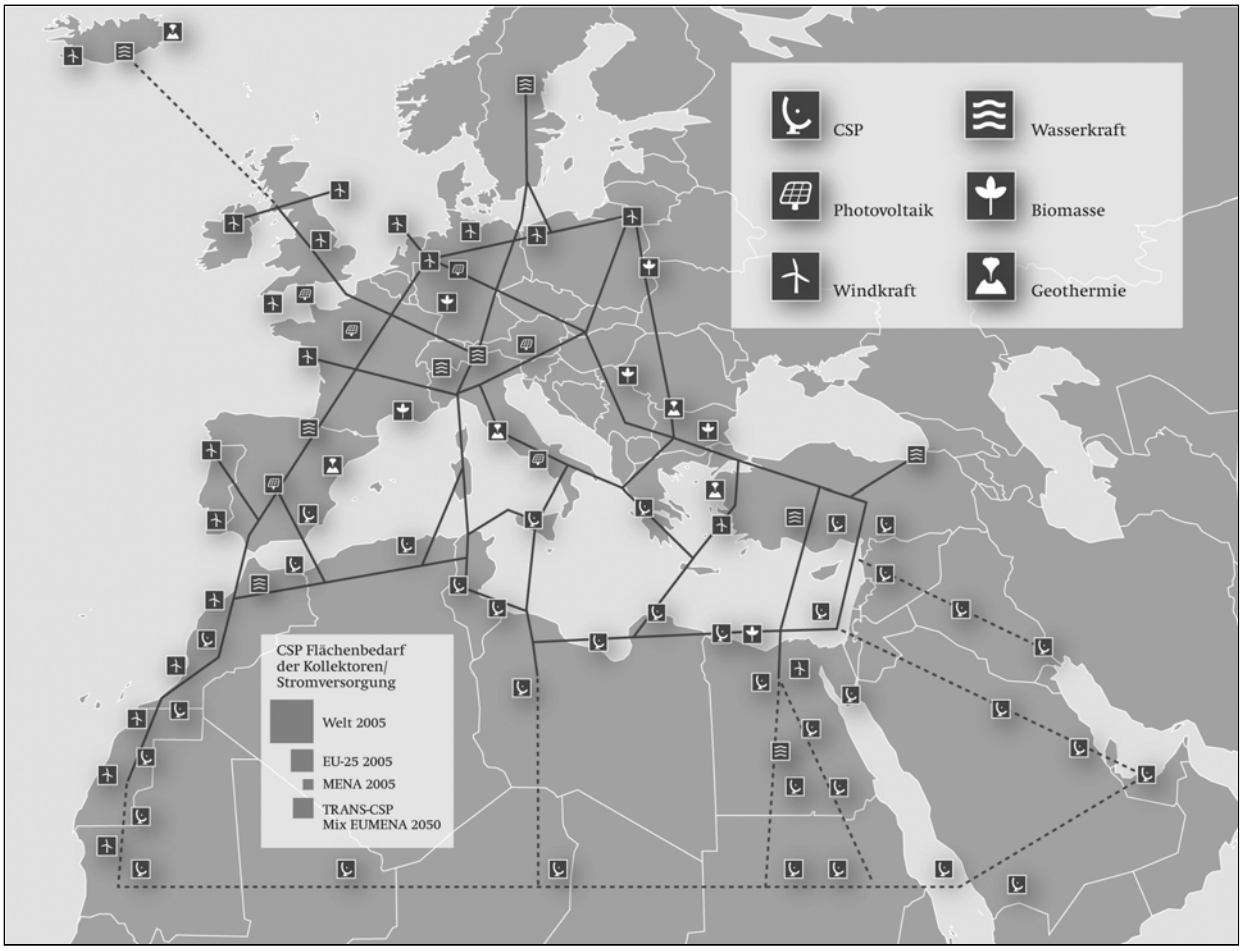
Neben den hohen Erzeugungspotentialen bietet die neue Technik der CSP gegenüber der Photovoltaik oder auch der Windenergie einen weiteren wichtigen Vorteil: Die Strahlungsenergie wird in Wärme umgewandelt, um den Dampfkreislauf mit Turbine und Generator in Gang zu halten. Wärme aber kann auch gut gespeichert werden, so dass es im Unterschied zur Photovoltaik möglich ist, mit der gespeicherten Wärme auch nachts Strom zu erzeugen. Damit sind diese Kraftwerke auch grundlastfähig, also in der Lage, den Strombedarf unabhängig von Tages- und Jahreszeiten zu decken. Die CSP-Kraftwerke können aber auch hybrid betrieben werden, in Kombination etwa mit Gas oder Biomasse. Das ist ein entscheidender Vorteil gegenüber anderen fluktuierenden Quellen erneuerbarer Energie, die von Wind, Wetter und Tageszeit abhängig sind und daher großen Schwankungen unterliegen. Die CSP-Kraftwerke sind regel- und steuerbar und bieten die Möglichkeit, den Anteil anderer erneuerbarer Energien zu steigern. Aus diesem Grunde gelten sie auch als »enabling technologies«. Sie weisen zudem eine gute Klimabilanz auf: Die CO_2-Emissionen, die bei der Produktion, Installation und in der Betriebsphase während einer durchschnittlichen Laufzeit von zwanzig Jahren entstehen, sind bereits nach den ersten drei bis sechs Monaten der Laufzeit eines reinen Solarkraftwerks »zurückgespart«.[26]

Allerdings ist die CSP-Technik auf eine höhere Sonneneinstrahlung angewiesen. Sie kann folglich nur auf dem Sonnengürtel zwischen dem nördlichen 35. Breitengrad und dem südlichen 35. Breitengrad eingesetzt werden, in dem unter anderem die Sahara liegt. Die Spiegel, die benötigt werden, um die Sonnenenergie zu bündeln, haben zudem einen erheblichen Flächenbedarf. Dies beeinflusst die Standortwahl zusätzlich. Unter diesen Kriterien bieten sich die großen Wüstengebiete des Sonnengürtels an. Zwar stellen sich an diesen Standorten spezifische Probleme – aus ökonomischer und ökologischer Sicht sollte beispielsweise weder die Kühlung des Kraftwerks noch die Reinigung der Spiegel nach Sandstürmen (nur) mit

23 German Aerospace Center, *Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region* [wie Fn. 4].
24 German Aerospace Center, *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power* [wie Fn. 4].
25 German Aerospace Center, *Concentrating Solar Power for Seawater Desalination* [wie Fn. 4].

26 Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power* [wie Fn. 10], S. 63.

Karte 1
Desertec – Die geplante Vernetzung von Kraftwerken, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, und von Stromleitungen zwischen der EU und den Staaten Nordafrikas und des Mittleren Ostens



Quelle: Desertec Foundation; die Karte wurde nachbearbeitet und für den Druck optimiert von Can&Able.

Wasser erfolgen. Alternative Lösungen sind aber auch für diese Probleme in Sicht.[27]

Im Jahr 2009 sind weltweit 430 MW an installierter CSP-Kraftwerkskapazität am Netz, 500 MW befinden sich im Bau, bis zu 9000 MW in fortgeschrittener Planung. Spanien ist führend bei CSP-Anlagen: 2009 sind 6 Kraftwerke am Netz mit 81 MW Kapazität, weitere 12 Kraftwerke mit 839 MW befinden sich im Bau. Bei der Projektion von CSP sind die USA führend mit zwischen 3,9 und 5,2 GW projektierter Leistung, gefolgt von Spanien mit 2,2 GW. Zum Vergleich: Das Kernkraftwerk Krümmel hat eine Nennleistung von 1,4 GW, das Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe von 1,6 GW.

Bedarf für Forschung und Entwicklung besteht in vier zentralen Bereichen:

- Verbesserung der Technologie, um die Kosten zu verringern und gleichzeitig die Verlässlichkeit und die Leistung zu steigern;
- Flexibilität der Stromerzeugung durch Ermöglichung von hybridem Betrieb und von Wärmespeicherung;
- Steigerung der Skalenvorteile sowohl im Hinblick auf installierte Nennleistung als auch mit Blick auf die Verbreitung der Technologie;
- Verbesserung des ökologischen »Fußabdrucks«, also des Land- und Wasserverbrauchs.[28]

27 So setzt die Firma Solar Millennium bei einem CSP-Kraftwerk in der Wüste von Nevada auf die teurere Trockenkühlung. Damit büßt die Anlage zwar an Effizienz ein, gleichzeitig sinkt aber auch der Wasserverbrauch um 90 Prozent; vgl. Todd Woody, »Solar Developer Abandons Water Plans«, in: *The New York Times*, 16.11.2009, <http://greeninc.blogs.nytimes.com/2009/11/16/solar-developer-abandons-water-plans/> (Zugriff am 5.1.2010).

28 ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt* [wie Fn. 3], S. 10.

Kasten 1
CSP-Techniken

Es gibt mehrere technische Ansätze, um Solarthermie in Form konzentrierter Solarkraft in großem Stil zu nutzen. Besonders erfolgversprechend für die kommerzielle Nutzung sind zwei Bauprinzipien: Rinnen- und Turmkraftwerke.

Bei den **Rinnenkraftwerken** konzentrieren entsprechend geformte Parabolspiegel das Sonnenlicht auf eine in der Brennlinie verlaufende Rinne, in der ein Wärmeträger erhitzt wird. Eine Weiterentwicklung ist die Fresnel-Technik, die ähnlich funktioniert. In beiden Fällen bestehen die Anlagen aus einem Solarfeld und einem Kraftwerksblock. Deswegen eignet sich die Technologie auch zum Hybridbetrieb, die Dampfkraftwerke können also auch mit Gas befeuert werden. Je nach Anordnung der Kollektoreinheiten lassen sich in den Rinnenkraftwerken 10–300 Megawatt (MW) Strom erzeugen. Diese Technologie kommt bei dem aus mehreren Kraftwerken bestehenden Komplex Andasol in der spanischen Provinz Granada, aber auch in der kalifornischen Mojave-Wüste zum Einsatz. Kommerzielle Anlagen gibt es seit 1984.

Bei den **Turmkraftwerken** wird die solare Strahlung aus einem Konzentratorspiegelfeld, den sogenannten Heliostaten, auf die Spitze eines Turms fokussiert. Die Betriebstemperaturen, die erreicht werden können, entsprechen denen konventioneller Kraftwerke mit Dampfkreislauf. Das eröffnet die Möglichkeit, Wasser direkt in der Turmspitze zu verdampfen und damit eine Turbine anzutreiben. Große Kraftwerke, bestehend aus mehreren Dutzend Quadratmetern Heliostatenfläche und mit Turmhöhen zwischen 100 und 200 Metern, könnten viele Hundert Megawatt Strom erzeugen. Die hohen Temperaturen ermöglichen eine Effizienzsteigerung, da mehr Wärme gespeichert werden kann. In Sevilla wurde 2006 die erste kommerzielle Anlage dieser Art in Europa in Betrieb genommen, weitere Pilotanlagen stehen in den USA und in Israel. Die in Betrieb genommenen Anlagen haben zwischen 10 und 20 MW Leistung, geplant sind momentan bis zu 50 MW Leistung.

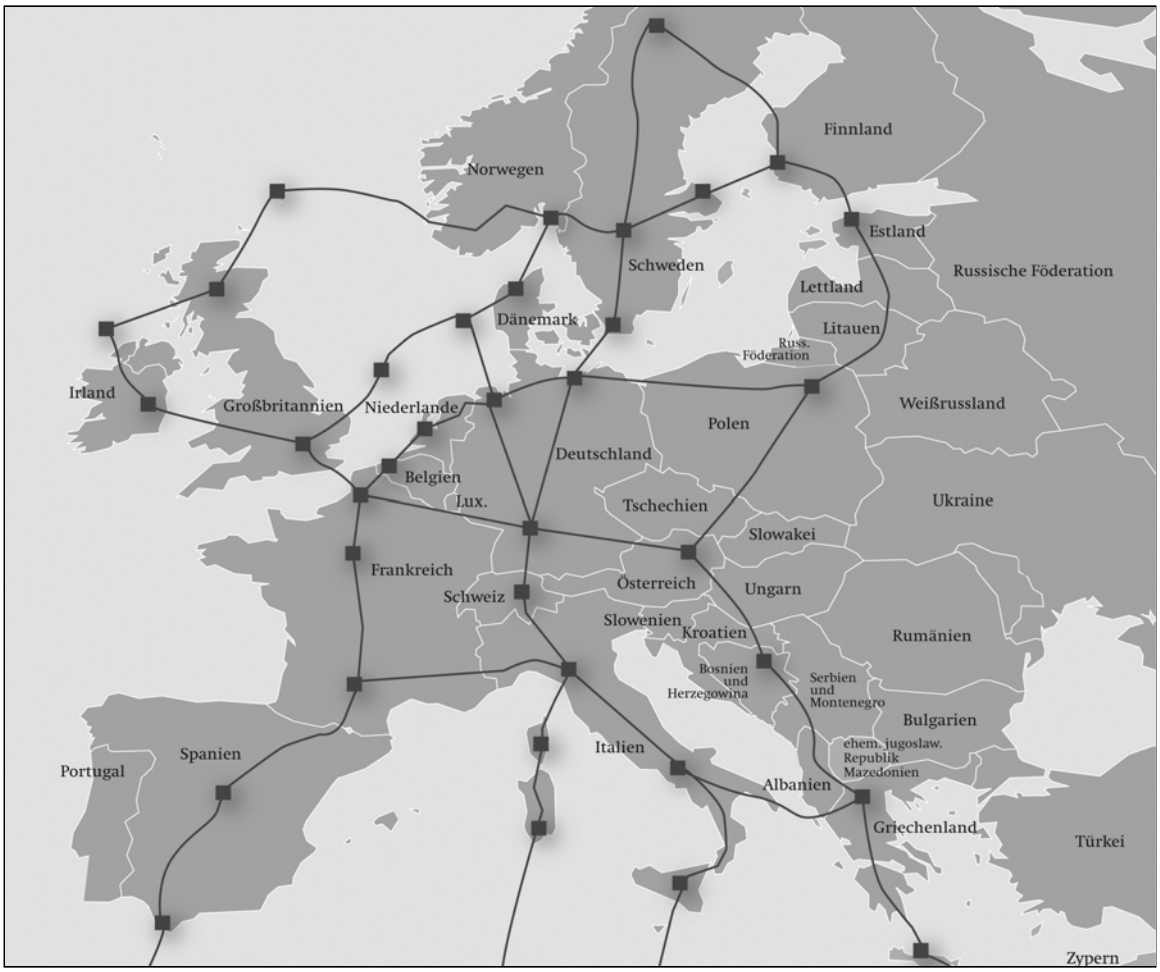
Die sogenannten **Dish-Stirling-Anlagen** erzeugen zwischen 10 und 50 Kilowatt Strom. Ein konkav gekrümmter Spiegel, der kontinuierlich der Sonne nachgeführt wird, bündelt die Energie in einem Brennpunkt. Hier absorbiert der Wärmetauscher (Receiver) die konzentrierte Sonnenstrahlung und heizt so das Wärmeträgermedium (Helium oder Wasserstoff) des Stirlingmotors auf. Dish-Stirling-Anlagen lassen sich auch zu sogenannten Farmen zusammenschalten, die mehrere Megawatt Strom erzeugen können. Diese Technologie ist aber vor allem für die dezentrale Stromerzeugung interessant, aber auch »off-grid«, also punktuell vor Ort in ländlichen Regionen, die nicht ans Netz angeschlossen sind.

Quelle: ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt*. The Solar Thermal Electricity Industry's Proposal for the Mediterranean Solar Plan. A Programme of the Union for the Mediterranean, Brüssel, Juni 2009; Jens Hobohm/Kirsten Westphal, *Strom aus der Wüste – technisch-wirtschaftliche und politisch-regulative Herausforderungen*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Dezember 2009 (Arbeitspapier FG8, 6/2009); Daniel Schäfer, »Solarthermie. Physik und Technik der Solarthermie in Afrika«, in: *Spiegel der Forschung*, 25 (Dezember 2008) 2, S. 11–15.

Als große Herausforderung erweisen sich überdies die Stromübertragung, der Transport und die Weiterverteilung. Es geht dabei nicht nur um den Ausbau des Stromrings um das Mittelmeer und die Strombrücken über das Mittelmeer, sondern auch ganz zentral um den Ausbau und die Modernisierung des europäischen und vor allem des nordafrikanischen Netzes. Nur ein als Supergrid bezeichnetes transnationales Verteilernetz bietet die Möglichkeit, sämtliche regenerativen Potentiale aus Sonnenenergie, Wasser, Wind, Geothermie und Biomasse zu erschließen und zu den Verbrauchszentren zu leiten, da sie geographisch ungleichmäßig verteilt sind (siehe Karte 1).

Die technischen Fragen der reinen Übertragung des »grünen Stroms aus der Wüste« sind lösbar, hier bieten sich insbesondere auf Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ausgelegte Leitungen an. Solche Leitungen existieren bereits in China und verlaufen dort über eine Strecke von 2000 Kilometern. Die Stromverluste sind dabei mit drei bis vier Prozent pro tausend Kilometer vergleichsweise gering. Überlandleitungen können mittlerweile 800 Kilovolt zu Kosten transportieren, die jenen bei Wechselstrom-

Karte 2
Anzustrebender Ausbau des europäischen Fernleitungsnetzes



Quelle: ABB; die Karte wurde nachbearbeitet und für den Druck optimiert von Can&Able.

leitungen vergleichbar sind. Erdtrassen und Unterwasserkabel sind dagegen auf 350 bis 500 Kilovolt begrenzt und mit wesentlich höheren Kosten verbunden.[29] Je länger die Übertragungsstrecke, desto stärker sinken die Kosten, da die Transformatoren am Anfang und am Ende der Leitung am kostenintensivsten sind, während die Investitionen bei Kabeln denen von Wechselstromleitungen entsprechen.

An diesem Punkt aber fächert sich die Problematik auf: Eine Punkt-zu-Punkt-Übertragung ist technisch realisierbar, aber komplex. Sie erfordert die Kopplung verschiedener Verbundsysteme, in denen sich mit der Einspeisung des Stroms die Last- und Spannungsverhältnisse verändern. Zudem lässt sich der Sekundärenergieträger Strom schwer speichern, so dass Erzeugung und Verbrauch aufeinander abgestimmt werden müssen.

Unter diesen Voraussetzungen muss sehr genau überlegt und austariert werden, wo grüner Importstrom eingespeist wird. Grundsätzlich liegen die Vorteile größere Stromverbünde auf der Hand: Je größer und engmaschiger das Verbundnetz, desto weniger teure zusätzliche Reservekraftwerksleistung muss bereitgehalten werden. Da allerdings auch der Netzausbau erhebliche Kosten verursacht, ist ein ökonomisches Optimum zwischen Netzausbau und Reserveleistung anzustreben.

Am südlichen Rand des Mittelmeers sind die großen Herausforderungen für die Stromübertragung evident, da der Stromring um das Mittelmeer noch nicht funktioniert bzw. existiert. Die Stromnetze Marokkos, Algeriens und Tunesiens werden synchron mit dem zentraleuropäischen UCTE-Netz betrieben.

29 ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt* [wie Fn. 3], S. 10.

Kasten 2
Herausforderung Stromnetz

In einem Stromnetz muss ein dynamisches Gleichgewicht zwischen der Erzeugungshöhe und dem im Zeitverlauf stark veränderlichen Verbrauch gehalten werden. Ansonsten kann die Netzspannung und -frequenz absinken und zu einem vollständigen Ausfall (Blackout) führen. Ähnliche Konsequenzen kann die Überlastung von Stromnetzen zeitigen. Wegen dieser Eigenschaften sind Transport- und Verteilungssysteme für elektrische Energie engmaschig ausgebaut, damit bei einem Ausfall an einer Stelle (Kraftwerk oder Leitung) die Funktionsfähigkeit des Systems insgesamt gewährleistet werden kann (n-1-Prinzip).

Ein Verbundnetz muss also in der Lage sein, einen gebietsbezogenen und zeitlichen Last- und Erzeugungseinbruch auszugleichen. Je nach Tageszeit schwankt die Lastkurve in den Netzen, die in Grund-, Mittel- und Spitzenlast eingeteilt wird. Für die jeweiligen Lastbereiche stehen im konventionellen Kraftwerkspark verschiedene Kraftwerkstypen bereit. Sie lassen sich unterschiedlich flexibel befeuern und sind deswegen für die Bereitstellung der divergierenden Lasten kombiniert einsetzbar. Die große Herausforderung bei erneuerbaren Stromquellen besteht darin, dass sie fluktuativ sind. Strom etwa aus Windkraft steht je nach Windstärke bereit und folgt eben nicht der Lastenkurve.

Allerdings sind bisher weder das libysche noch das ägyptische Stromnetz mit dem Betrieb des kontinentaleuropäischen Netzes und dem Netz ihrer Nachbarländer synchronisiert. Im Blick auf einen weiteren Ausbau des Mediterranen Stromrings fehlt es auch an einer Anbindung des Stromnetzes der Türkei und der Netze der anderen Anrainerstaaten der Levante an das europäische Stromnetz.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Technologie zur Gewinnung und Verteilung von Solarstrom entwickelt ist und sich bereits in der Phase der Erprobung und Bewährung befindet. Sie ist allerdings noch vergleichsweise teuer, da die Skalenvorteile bei Produktion und Bau noch nicht in ausreichendem Maße zur Geltung kommen. Der Zeitpunkt für einen intensiveren Einsatz dieser Technologie ist aber günstig, da Kraftwerksparks und Netze ohnehin modernisiert und ausgebaut werden müssen. Gerade beim Stromnetz zeichnet sich ab, dass hier eine Art Nadelöhr entsteht. Dadurch können der massive Ausbau von Strom aus erneuerbaren Energien und damit auch das Vorhaben, die Emissionen klimaschädlicher Gase signifikant zu reduzieren, nicht vorangetrieben werden. Die Erzeugung (z.B. Offshore-Windparks, Wasserkraft in Skandinavien und den Alpen) findet nämlich fernab der Verbrauchszentren statt. Um die komparativen Standortvorteile auszuschöpfen, die sich bei den erneuerbaren Energien bieten, bedarf es daher eines großen, transnationalen Verbundnetzes (Supergrid). Je größere Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien eingespeist werden, desto wichtiger wird die technische und »intelligente« Dimension der Stromnetze (Smartgrid), bei der Angebot und Nachfrage aufeinander abgestimmt werden.

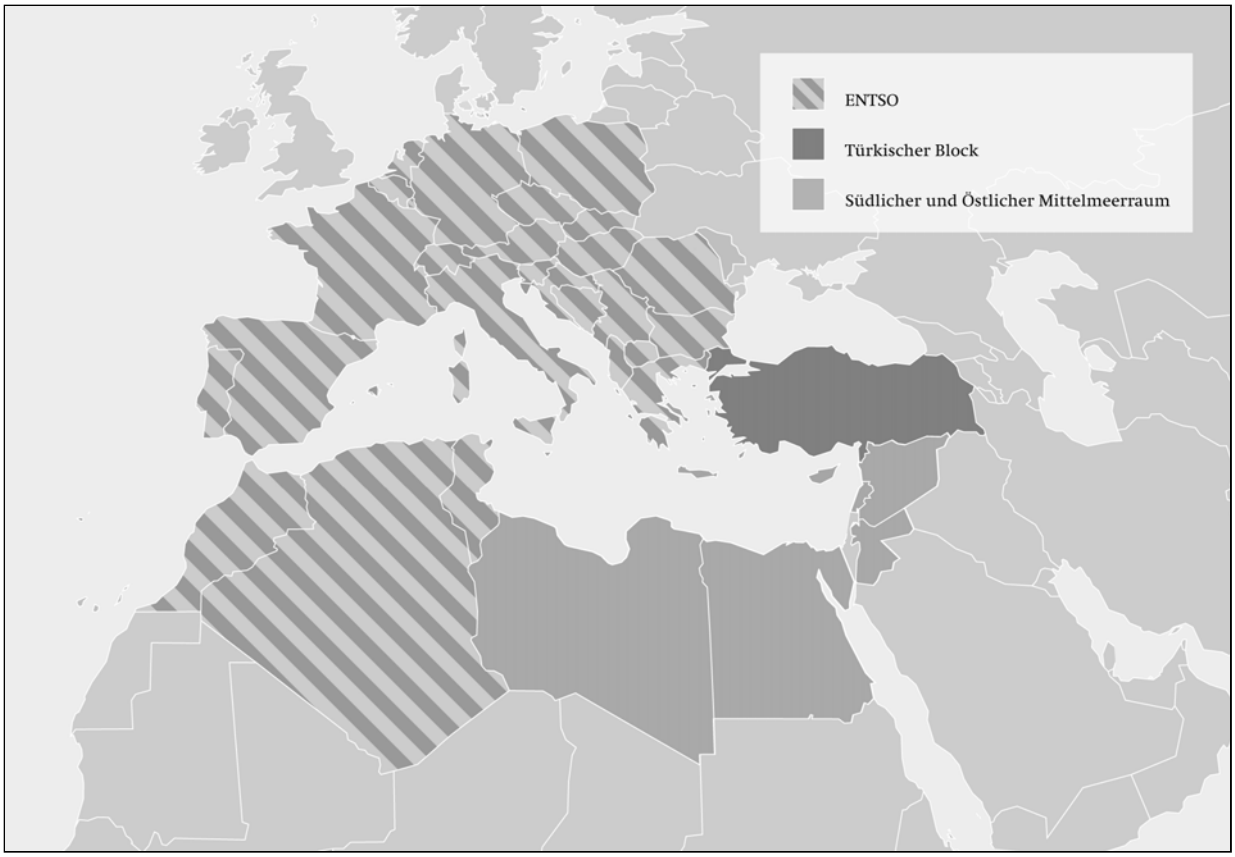
Um die Stromvernetzung voranzutreiben und die CSP-Technologie im Markt gewinnbringend und kommerziell zu etablieren, bedarf es neben der Klärung technischer Fragen vor allem auch der Setzung eines politischen und regulativen Rahmens.

Auf halbem Weg: Rechtlicher und institutioneller Rahmen

Im vergangenen Jahrzehnt haben die EU und die nordafrikanischen Staaten sukzessive erste rechtliche und institutionelle Rahmenbedingungen geschaffen für den Ausbau regenerativer Energien in großem Maßstab, für deren Nutzung vor Ort und für deren Export. Infolgedessen hat sich das politische Umfeld für eine Aufwertung erneuerbarer Energien in den einzelnen nationalen Strommärkten verbessert. Die EU schreitet beim Aufbau eines regulativen Rahmens zudem kontinuierlich voran.

Ungeachtet dessen bleiben zwei Grundprobleme bestehen, die eng mit der Schaffung der rechtlichen und regulativen Voraussetzungen verwoben sind: Erstens ist der vorgegebene energiepolitische Rahmen in der EU wie in Deutschland noch immer auf das konventionelle Energiesystem ausgerichtet. Der Anteil fossiler Brennstoffe am Strommix in der EU-27 beträgt 58 Prozent, 17,6 Prozent des Stroms stammen aus Kernenergie, 18,4 Prozent aus Wasserkraft. Fossile Brennstoffe werden direkt oder zumindest indirekt subventioniert, indem die durch ihre Nutzung verursachten Umwelt- und Klimaschäden externalisiert und nur unzureichend eingepreist werden. Dies ist ein Grund dafür, warum saubere erneuerbare Energien »teuer subventioniert« werden müssen. Zweitens ist

Karte 3
Existierende Stromverbünde in Europa und im Mittelmeerraum



Quelle: UCTE; die Karte wurde nachbearbeitet und für den Druck optimiert von Can&Able.

der Energiesektor mit Lebenszyklen und Laufzeiten von Kraftwerken zwischen 30 und 40 Jahren überaus strukturkonservativ. Folglich ist das Innovationspotential strukturell bedingt verhältnismäßig gering. Damit verbunden fehlt es, drittens, an entschiedenen Weichenstellungen, die nötig sind, um einen funktionierenden transnationalen grünen Stromhandel zu ermöglichen.

Europäische Ebene

Mit der 20-20-20-Initiative,[30] die die EU im Januar 2007 in ihrem Dokument »Eine Energiepolitik für Europa« gestartet hat, wurde ein wichtiger Schritt zum EU-weiten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien vollzogen. An diese Initiative lehnt sich auch das Zwanzig-Gigawatt-Ziel des Mediterranen Solarplans an. Die 20-20-20-Initiative gibt das rechtlich bindende Ziel vor, bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergiemix auf 20 Prozent zu erhöhen. Folglich müssten etwa 34 Prozent des erzeugten Stroms aus diesen Quellen stammen. Zwar verzeichnete der Sektor in den letzten sieben Jahren Steigerungsraten um 250 Prozent,[31] doch wird die Staatengemeinschaft ihr selbstgestecktes Ziel, bis 2010 21 Prozent des Stroms grün zu erzeugen, gleichwohl knapp verfehlen.[32]

30 Siehe dazu die Erläuterung in Fn. 5.

31 »EU-Industrie meldet starkes Wachstum bei erneuerbarem Strom«, *Euractiv.com*, 25.11.2009, <www.euractiv.com/de/energie/eu-industrie-meldet-starkes-wachstum-erneuerbarem-strom/article-187659> (Zugriff am 27.11.2009).

32 Europäische Kommission, *Fortschrittsbericht »Erneuerbare Energien«*. Bericht der Kommission gemäß Artikel 3 der Richtlinie 2001/77/EG und Artikel 4 Absatz 2 der Richtlinie 2003/30/EG sowie über die Umsetzung des EU-Aktionsplans für Biomasse (KOM(2005) 628), Brüssel, 24.4.2009, KOM(2009) 192, S. 3.

Tabelle 2
Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix und nationale Ziele in der EU

	*2020 Ziel**	*2010 Ziel***	*Anteil erneuerbarer Energien am Strommix 1997 (Referenzjahr)*	*Anteil erneuerbarer Energien am Strommix 2006*	*Anteil von Wasser (2006)*	*Anteil von Wind (2006)*	*Anteil von Solar (2006)*
EU-27	20%	21,0%	12,9%	15,7%	9,2%	2,5%	0,007%
Deutschland	18%	12,5%	6,3%	12,6%	3,2%	5,0%	0,358%
Frankreich	23%	21,0%	15,6%	14,3%	11,1%	0,4%	0,002%
Italien	17%	22,55%	15,5%	18,3%	10,3%	0,8%	0,010%
Spanien	20%	29,4%	16,5%	19,1%	8,7%	7,9%	0,042%

* Ziel 2020 ist bindend und rekurriert auf den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergiemix.
** Ziel 2010 ist rechtlich nicht bindend und benennt den angestrebten Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung.
Quelle: Eurostat 2008; Europäische Kommission, *Fortschrittsbericht »Erneuerbare Energien«*, Arbeitspapier, Brüssel, 24.4.2009, SEC(2009) 503 endgültig.

Für die Wüstenstromprojekte wurde mit der Direktive zur Nutzung erneuerbarer Energien[33] vom April 2009 ein erster Fortschritt erzielt. Anders als ihre Vorläufer eröffnet diese Direktive den EU-Staaten erstmals die Möglichkeit, die Einspeisung erneuerbarer Energien aus Drittstaaten auf der Basis von Projekten zu fördern (Artikel 9 und 10). Allerdings wird den Mitgliedstaaten diesbezüglich Flexibilität gewährt, konkrete EU-weite Vorgaben werden nicht gemacht. In der Direktive werden auch die nationalen Ziele festgelegt. Danach müssen die Mitgliedstaaten bis Juni 2010 Nationale Aktionspläne für den Ausbau der erneuerbaren Energien erstellen.

Positiv ist zwar, dass mit solchen Maßnahmen ein gewisser Druck auf die europäischen Regierungen ausgeübt wird, ihren Fokus stärker auf erneuerbare Energien zu legen. So haben zum Beispiel Deutschland, Frankreich und Spanien, die wichtigen Vorreiter bei den Solarprojekten, stabile Rahmenbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien vor Ort geschaffen, in dem sie für 15 bis 25 Jahre feste Einspeisetarife garantierten. Damit haben sie allerdings vornehmlich die einheimische Produktion im Blick, da ihr Ausbau als Beitrag sowohl zum Klimaschutz als auch zur Reduktion der Importabhängigkeit gilt. Auch aus diesem Grunde existieren noch immer keine einheitlichen Rahmenbedingungen in der EU, die den grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbaren Energien regeln. Gäbe es solche Bedingungen, würde das Prinzip der Nichtdiskriminierung und die Meistbegünstigungsklausel mit der Folge greifen, dass die Märkte stärker geöffnet würden. Auch Deutschland hat sich dem entgegengestellt – aus Sorge vor den fundamentalen Auswirkungen auf die heimische Wind- und Photovoltaikindustrie, die momentan von geschützten und insofern sehr günstigen nationalen Rahmenbedingungen profitiert.

Die Kompetenzen Brüssels sind in der Energiepolitik deutlich begrenzt, auch weil die Energiepolitik ein Feld mit gemischter Verantwortlichkeit ist. Mit dem Strategieplan für Energietechnologien (SET-Plan) von 2007 zielt die Kommission auf den Ausbau und die Markteinführung von Energiezukunftstechnologien, ohne damit den Anschein zu erwecken – und reflexartige Abwehrreaktionen in den Mitgliedstaaten zu erzeugen –, auf deren nationale Souveränität bei der Zusammensetzung des Energiemix einwirken zu wollen.[34] Ähnlich zurückhaltend ist die Kommission bei der Frage des Ausbaus der Netze, der letztlich privatwirtschaftlichen Kalkülen der Unternehmen unterliegt. Über das einschlägige Programm Transeuropäische Energienetze (TEN-E) wurden bisher vor allem

33 »Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG«, in: *Amtsblatt der Europäischen Union* (Abl.) L 140 vom 5.6.2009, S. 16–62.

34 Vielsagend ist, dass der Löwenanteil der Investitionen (56 Prozent) in die CSP-Technologie bislang aus der Privatindustrie kamen, und dabei vor allem von deutschen und spanischen Unternehmen. Die Mitgliedstaaten der EU steuerten 38 Prozent der Ausgaben bei und die EU mit dem 6. Framework-Programm 6 Prozent. Vgl. Mitteilung der Kommission an das EP, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, *Investitionen in die Entwicklung von Technologien mit geringen CO_2-Emissionen (SET-Plan)*, Brüssel, 7.10.2009, SEC(2009) 1295, S. 47.

Machbarkeitsstudien finanziert, die sich mit Fragen eines intelligenten und bi-direktionalen Stromnetzes befassen.

Allmählich könnte sich aber ein Politik- und damit auch Strukturwandel vollziehen: Entscheidungen in der Binnenmarktpolitik wurden – das zeigt auch das Dritte Energiebinnenmarktpaket von 2007 – lange Zeit durch das Paradigma des Wettbewerbs beeinflusst und damit durch die Prinzipien der Entflechtung und Liberalisierung. Dabei lag auch hier der primäre Fokus auf der Ebene der einzelnen Mitgliedstaaten. Darüber geriet die Frage einer wirklichen Integration der Märkte ins Hintertreffen.[35] Die Tatsache, dass es der EU bislang an einem gemeinsamen Energiemarkt fehlt und die nationalen oder bestenfalls regionalen Teilmärkte weitgehend voneinander abgeschottet sind, wird mittlerweile aber zunehmend als Problem gesehen, und das nicht nur in Brüssel. Vor allem als Lektion aus der Gaskrise von 2009 setzt sich die Einsicht durch, dass ein funktionierender, regulativ und infrastrukturell integrierter Energiebinnenmarkt auch einen Beitrag zu einem höheren Niveau an Energiesicherheit leistet. Das gilt aber nur dann, wenn auch die grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen ausgebaut werden und in allen Mitgliedstaaten ähnliche Zugangs- und Handelsregeln existieren. Insofern stehen die EU und ihre Mitgliedstaaten gewissermaßen an einem Wendepunkt der europäischen Energiepolitik.

Seit Juli 2009 sind alle europäischen Fernleitungsbetreiber in einem Verbund organisiert, der die früheren sechs Assoziationen ersetzt und dem nun 34 Länder und 42 TSOs (Transmission System Operators) angehören. Die EU hat im Juli 2009 ein Reihe von Rechtsakten für den Elektrizitätsbinnenmarkt erlassen, um grenzüberschreitende Verbindungen auszubauen und gleiche Ausgangsbedingungen für alle Elektrizitätsunternehmen zu schaffen. Bis spätestens 3. März 2011 müssen diese Rechtsakte umgesetzt werden.[36] Die bislang freiwillige Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden wurde mit der Schaffung einer neuen Agentur (ACER) auf die Ebene der Gemeinschaft verlagert und erhielt damit verbindlichen Charakter, die Agentur selbst wird mit klaren Kompetenzen versehen. Allerdings nehmen Strukturveränderungen im Stromsektor viel Zeit in Anspruch: Seit 2006 steht die Harmonisierung von sieben regionalen europäischen Teilmärkten und ein verbessertes und transparenteres Management von Überlastungen der Interkonnektoren auf der Agenda der Regulierungsbehörden – bislang haben sie dabei jedoch keine großen sichtbaren Fortschritte erzielt.

Da bisher das Kompetenzgerangel zwischen Brüssel und den Mitgliedstaaten gerade in Fragen des Strommarkts sehr groß war, ist die Einschätzung schwierig, inwieweit die neuen Maßnahmen den grenzüberschreitenden Stromhandel voranbringen – da die Frist zur Umsetzung bis 2011 läuft, ist es dafür auch noch zu früh. Allerdings zeigt das Maßnahmenpaket den Willen Brüssels, beim Aufbau eines integrierten Strommarktes auch mit Blick auf die verstärkte Nutzung erneuerbarer, nichtfossiler Stromquellen voranzukommen. Die Unsicherheiten darüber, ob damit wirklich eine Weichenstellung einhergeht, sind insofern kostenträchtig, als sie die unternehmerische Planung verzögern und erschweren.

Interregionale Ebene

Für die politisch-regulative Rahmensetzung auf der interregionalen Ebene ist von Beutung, dass die EU seit 1995 im multilateralen Barcelona-Prozess (Euro-Mediterrane Partnerschaft) die graduelle Integration der Stromnetze anstrebt und in diesem Kontext auch Programme fördert, deren Fokus auf erneuerbaren Energien liegt.[37] Allerdings sind die Fortschritte bislang äußerst bescheiden geblieben. Mit der Schaffung der Union für das Mittelmeer am 13. Juli 2008 und der Lancierung des Solarplans sind politisch und

35 Siehe dazu Susanne Dröge/Oliver Geden/Kirsten Westphal, *Internationale Energie- und Klimapolitik – Spielräume für Akzentsetzungen der Bundesregierung*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2009 (SWP-Aktuell 59/2009).

36 »Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden«, in: Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 1–14; »Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003«, in: Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15–35; »Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG«, in: Abl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55–93.

37 Vgl. Projekte und Programme wie Med-EMIP (Förderung der euro-mediterranen Energiemarktintegration), MEDREG (Harmonisierung der Elektrizitäts- und Gasregulation), IMME (subregionale Integration des Strommärkte im Maghreb), MED-ENEC I&II (Energieeffizienz und Förderung von Solarstrom im industriellen Bereich).

institutionell wichtige Signale gesetzt worden – allerdings hauptsächlich auf dem Papier. De facto existiert das sogenannte Sekretariat noch nicht, jenes Organ, das die Umsetzung des Solarplans vorantreiben, koordinieren und überwachen soll. Im Mai 2009 hätte es seine Arbeit aufnehmen sollen, aber auch Anfang 2010 hatte das Sekretariat weder ein Statut noch Personal. Dies lag vor allem an politischen Blockaden nach dem Gazakrieg Ende 2008/Anfang 2009 und an inner-europäischem Tauziehen um seine Ausgestaltung. Der Solarplan konnte lediglich in einer informellen Arbeitsgruppe vorangetrieben werden, bestehend aus Ägypten, Frankreich, Deutschland, Italien, Marokko, Spanien, Tunesien und der Europäischen Kommission als Beobachter. Der ursprüngliche Fahrplan, der drei Phasen vorsah (2009/2010 Erarbeitung eines Strategieplans; 2010–2011 Initiierungsphase; 2011 bis 2020 Umsetzung des Masterplans), ist bereits rund ein Jahr im Rückstand.

Um eine Veränderung der rechtlich-regulativen Rahmenbedingungen in der Mittelmeerregion bemüht sich die EU seit 2004 vor allem im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik (ENP). Hier steht die Harmonisierung der Energiepolitiken im Zentrum;[38] angestrebt wird die graduelle und selektive Übernahme der energierelevanten Teile des Acquis durch die ENP-Mitgliedstaaten. Die EU misst dabei dem Export ihres gemeinsamen Gesetzesbestandes in den Bereichen Marktliberalisierung, Regulierung und Umweltschutz hohe Bedeutung zu. In den mit Ägypten, Marokko und Tunesien ausgehandelten bilateralen Aktionsplänen der ENP finden sich entsprechende Artikel, die allerdings meist vage formuliert sind. Darüber hinaus hat die EU mit Marokko (2007) und mit Ägypten (2008) ein Memorandum of Understanding über eine verstärkte Energiekooperation unterzeichnet. Ägypten und Tunesien haben Gelder aus der Neighbourhood Investment Facility erhalten, und zwar für Stromnetze und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.[39] Nicht zuletzt wurde 2008 in Kairo die von der Europäischen Kommission und Deutschland (mit-)finanzierte regionale Politikplattform RCREEE (Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency) gegründet, die die Vernetzung der relevanten Akteure in der Region sowie gemeinsame Forschungsprojekte vorantreibt.

Allerdings sind Reformen im Energiesektor für die nordafrikanischen Staaten politisch und materiell kostspielig. Bei der Umsetzung ist daher ein langer Atem nötig. Bislang haben nur Tunesien und Marokko partiell liberalisierte Strommärkte. Eine weitgehende Liberalisierung des Sektors und die damit verbundene Deregulierung der Energiepreise wäre – zumindest kurzfristig – mit hohen sozio-ökonomischen Kosten verbunden (und wird möglicherweise auch Proteste hervorrufen). In den erdöl- und erdgasreichen Staaten Libyen und Algerien kommt erschwerend hinzu, dass nationale Souveränität in diesem strategisch wichtigen Sektor das leitende Paradigma ist. Die beiden Länder wollen sich keinesfalls auf von außen induzierte Reformen einlassen – entsprechend haben sie sich bis heute auch der Nachbarschaftspolitik verweigert. Inwieweit die seit 2008 laufenden Verhandlungen über ein Rahmenabkommen für die Kooperation Libyens mit der EU einen Schwerpunkt auf Regulierung und Harmonisierung von Regeln im Energiebereich legen werden und ob es in absehbarer Zeit zu einer Unterzeichnung kommen wird, ist offen. Der seit mehreren Jahren anvisierte Abschluss eines Memorandum of Understanding über die Energiekooperation mit Algerien steht noch immer aus.[40] Gerade bei der sektoralen Zusammenarbeit im Energiebereich ist die EU in der Position eines »demandeur« und hat als solcher keine starke Verhandlungsposition. Zwar kann sie den Staaten einen sogenannten »statut avancé« anbieten, eine Art privilegierte Partnerschaft, wie sie seit 2008 mit Marokko besteht. Aber letztlich fehlen der EU im südlichen Mittelmeerraum schlicht die Anreize und Sanktionsmittel, die mit einer EU-Beitrittsperspektive verbunden sind.

Ebene der südlichen Partnerstaaten

Dass auch in Nordafrika im vergangenen Jahrzehnt erste rechtliche und institutionelle Grundlagen für die Nutzung erneuerbarer Energien geschaffen worden sind, hat vor allem mit inneren Entwicklungen zu tun: Innerhalb weniger Jahre wurde man sich zusehends dessen bewusst, dass der steigende Energieverbrauch höhere Investitionen in Kraftwerkskapazi-

38 Siehe »Beschluss des Rates vom 29. Mai 2006 über den Abschluss des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft durch die Europäische Gemeinschaft«, in: Abl. L 198 vom 20.7.2006, S. 15–17 (16).

39 Europäische Kommission, *Implementation of the European Neighbourhood Policy in 2008*, Sectoral Progress Report, SEC (2009) 522/2, Brüssel, 23.4.2009, S. 17, <http://ec.europa.eu/world/enp/pdf/progress2009/sec09_522_en.pdf> (Zugriff am 2.12.2009).

40 Ebd., S. 13.

täten, Stromnetze und gegebenenfalls kostspielige Stromimporte erfordert. Inzwischen verfügen sämtliche Staaten der Region – mit der Ausnahme Libyens – über entsprechende Gesetze oder zumindest Entwürfe und über Programme zur Förderung erneuerbarer Energien. Darüber hinaus existieren in jedem von ihnen staatliche Agenturen, die die Forschung zu erneuerbaren Energien ebenso fördern wie einschlägige Projekte – in der Regel vor allem im Bereich Solar- und Windenergie sowie Geothermie. Mehrere nordafrikanische Staaten verfolgen inzwischen ausgesprochen ehrgeizige konkrete Ziele in Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien am nationalen Strommix.

- *Ägypten* hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2020 den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix auf zwanzig Prozent zu steigern. Der Entwurf des neuen Energiegesetzes sieht zahlreiche Anreize für die Produktion von grünem Strom vor.[41]
- *Algerien*, ein führender Produzent von Öl und Gas für Europa, hat sich vorgenommen, bis 2015 sechs Prozent seines Strombedarfs und bis 2025 zehn Prozent seines Energiebedarfs[42] mit erneuerbaren Energien (Solar, Wind, Biomasse und Geothermie) zu decken. Das Einspeisegesetz aus dem Jahr 2004 zielt darauf ab, den Solaranteil bei Hybridkraftwerken zu erhöhen, und operiert dabei mit Preisprämien je nach erreichtem Anteil des Solarstroms.[43]
- *Marokko* will bis 2012 erreichen, dass der Anteil erneuerbarer Energien am nationalen Energiemix auf zehn Prozent steigt. Im November 2009 lancierte der König (im Beisein der amerikanischen Außenministerin Clinton) ein technologie-offenes Solarprojekt, in das neun Milliarden Dollar fließen sollen. Bis 2020 sollen in diesem Rahmen zwei Gigawatt Solarenergie produziert werden.
- *Tunesiens* Energieprogramm 2008–2011 sieht vor, bis 2011 den Energieverbrauch um zwanzig Prozent zu senken und vier Prozent des verbleibenden Verbrauchs mit erneuerbaren Energien zu decken.[44] Im Jahr 2009 hat die Regierung den Plan Solaire Tunisien aufgelegt, der ein Investitionsvolumen von zwei Milliarden Euro hat und vom Staat mit 590 Millionen Euro bezuschusst wird. Damit werden vierzig Projekte vor allem in den Bereichen Solartechnik, Windkraft, Bioenergie, aber auch Energieeffizienz finanziert. Von allen nordafrikanischen Staaten hat Tunesien bislang auch am stärksten und konsequentesten auf Energieeinsparungen gesetzt.

Noch weitgehend ungeklärt sind Einspeiseregelungen für solarthermische Kraftwerke, obwohl gerade diese entscheidend für deren Finanzierung sind. Vorläufig wird nach dem Prinzip »regulation by contract« (Regulierung für das Einzelprojekt) verfahren. Wer in solarthermische Kraftwerke investiert, schließt Abnahmeverträge mit privaten oder staatlichen Energiekonzernen ab. Das algerische solarthermische Kraftwerk Hassi R'Mel etwa, das 2010 fertiggestellt werden soll, konnte nur gebaut werden, weil der staatliche Öl- und Gaskonzern Sonatrach eine Abnahmegarantie gegeben hat.

Die meisten nordafrikanischen Staaten dürften ihre selbstgesteckten kurz- und mittelfristigen Ziele in Bezug auf erneuerbare Energien kaum erreichen. Aber allein schon das Festschreiben der Ziele hat die Regierungen unter einen gewissen Zugzwang gesetzt und positive Dynamiken generiert – nicht zuletzt weil Staaten wie Algerien und Marokko, aber auch Tunesien und Marokko in einem Konkurrenzverhältnis stehen, wenn es darum geht, die eigene Modernität und Fortschrittlichkeit nach außen zu demonstrieren.

In den Kinderschuhen: Operative Ausgestaltung

Auf dem Papier ist die Bilanz der vergangenen Jahre in Bezug auf den Ausbau erneuerbarer Energien in Nordafrika durchaus ermutigend. Die Praxis vermittelt ein eher ambivalentes Bild, denn die Realisierung der verschiedenen Großprojekte steckt noch in den

41 Vgl. Kilian Bälz, *Egypt – New Law to Boost Renewable Energies*, Kairo: Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (RCREEE), 2009, <www.rcreee.org/documents/articles/Egypt.pdf> (Zugriff am 5.1.2010).

42 Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power* [wie Fn. 10], S. 44.

43 Vgl. Algerian Minstry of Energy and Mines, *Guidelines to Renewable Energies 2007*, <www.mem-algeria.org/fr/enr/Guide_Enr_ang.pdf> (Zugriff am 5.1.2010); vgl. auch Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power* [wie Fn. 10], S. 44.

44 Vgl. Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie, *Programme Quadrennial de Maîtrise de l'Énergie 2008–2011*. Tunesien operiert auch mit direkten Subventionen und Steuererleichterungen; vgl. République Tunisienne, Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Petites et Moyennes Entreprises, *La loi n°2004-72 du 02 août 2004 relative à la maîtrise de l'énergie*, Tunis 2004, <www.anme.nat.tn/sys_files/medias/documents/publications/loi_72.pdf> (Zugriff am 5.1.2010).

Tabelle 3
Anteil der erneuerbaren Energien und nationale Ziele in Nordafrika

	Ziele	*Anteil erneuerbarer Energien*
Ägypten	2020: 20% am Strommix	1,2% der Stromproduktion (2009)
Algerien	2015: 6% des Strombedarfs	< 1,0% der Stromproduktion (2008)
Marokko	2012: 10% am Energiemix	3,9% am Energiemix (2009)
Tunesien	2011: 4% des Energieverbrauchs	1,0% der Stromproduktion (2009)

Quellen: Royaume du Maroc, Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement, *Energie renouvelable*, <www.mem.gov.ma/Realisations/energie_renouvelable.htm>; New and Renewable Energy Authority (Kairo); New Energy Algeria.

Tabelle 4
Solarthermische Kraftwerke in Nordafrika

	Standort	*Stand*	*Kraftwerktyp*	*Leistung*	*Finanzierung*
Ägypten	Kureymat	Geplante Fertigstellung 2010	Combined cycle solar-gas	150 MW, davon 20 MW Solar	u.a. Weltbank; Japanische Entwicklungsbank; ägyptischer Staat
Algerien	Hassi R'Mel	Geplante Fertigstellung 2010	Combined cycle solar-gas	150 MW, davon 30 MW Solar	Algerischer Staat
Libyen	–	–	–	–	–
Marokko	Ain Beni Mathar	Baubeginn 2008	Combined cycle solar-thermal	472 MW, davon 20 MW Solar	u.a. Afrikanische Entwicklungsbank; Weltbank; marokkanischer Staat; Istituto Credito Official (Spanien)
Tunesien	Projektstudie	–	–	–	u.a. Kreditanstalt für Wiederaufbau im Rahmen der Neighbourhood Investment Facility (NIF)

Quellen: New Energy Algeria; New and Renewable Energy Authority (Kairo); Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power: Global Outlook 2009. Why Renwable Energy Is Hot*, Amsterdam/Tabernas/Brüssel 2009, S. 44, <www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/concentrating-solar-power-2009.pdf>.

Kinderschuhen und das Ausgangsniveau ist sehr niedrig.

Windenergie und Solarstrom aus Photovoltaik werden in Teilen Nordafrikas schon seit mehr als einer Dekade dezentral produziert und konsumiert: In Marokko etwa bezogen Ende 2008 gut zehn Prozent der in den vergangenen Jahrzehnten elektrifizierten Dörfer (3653 von 34 419) Solarstrom.[45] Tunesien hatte bis Sommer 2008 fast 12 000 Haushalte in entlegenen Regionen sowie 200 Schulen mit Solarstrom elektrifiziert. Windparks finden sich in Ägypten, Marokko und Tunesien. In Marokko kommen aus dieser Energiequelle bereits mehrere Hundert Megawatt Strom, und die Perspektiven für den Ausbau der Nutzung von Windkraft in großem Stil sind insbesondere an der marokkanischen Atlantikküste aufgrund der geophysikalischen Gegebenheiten ausgezeichnet.

Allerdings ist in Nordafrika noch kein solarthermisches Kraftwerk am Netz. In Ägypten, Algerien und Marokko befinden sich erste solarthermische Hybridkraftwerke immerhin im Bau (vgl. Tabelle 4). Ihr Solaranteil wird jedoch sehr gering sein: Lediglich im algerischen Fall wird der Anteil von Solarthermie am Gesamtoutput mehr als fünf Prozent betragen. Zwei weitere 400-MW-Hybridkraftwerke mit einem

45 Vgl. Interview mit der marokkanischen Energieministerin in: *Jeune Afrique*, (15.–21.3.2009) 2514, S. 71.

Solaranteil von jeweils 70 MW sind in Algerien in Planung, Marokko will 2010/2011 drei Kraftwerke dieses Typs ausschreiben. Tunesien schließlich erstellt derzeit eine von Deutschland mitfinanzierte CSP-Projektstudie und will 2010 ein erstes Kraftwerk ausschreiben.[46]

Eher untypisch für die Umsetzung großer Projekte dürfte die Finanzierung der bisherigen Kraftwerke sein. Es handelt sich im ägyptischen und marokkanischen Fall vor allem um Zuwendungen durch Institutionen wie die Weltbank sowie die Japanische und die Afrikanische Entwicklungsbank. Dabei standen für die Geldgeber zwei Punkte im Vordergrund: Die Erprobung der Technik und der entwicklungspolitische transformatorische Ansatz. Rentabilität ist folglich kein entscheidendes Kriterium.

Die Verwirklichung der Solarinitiativen setzt neben der Schaffung von Stromerzeugungskapazitäten den Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze voraus. Es geht eben nicht nur um die »Strombrücke über das Mittelmeer«, sondern auch um die Integration in das kontinentaleuropäische Verbundnetz (UCTE), das wiederum unterschiedlich vernetzte regionale und nationale Strommärkte verbindet, die alle bereits vor spezifischen Problemen stehen.

Auf regionaler Ebene sind in Nordafrika erste Schritte zur Bildung eines MedRing vollzogen worden, eines Stromrings rund ums Mittelmeer. Damit bestehen auch erste Grundlagen für die Einspeisung von nordafrikanischem Strom in das europäische Netz. Heute existieren zwischen allen nordafrikanischen Staaten Energiebrücken. Derzeit wird die Leitungskapazität der Brücken zwischen Algerien, Marokko und Tunesien von 220 auf 400 Kilovolt erhöht. Seit 2003 ist auch Libyen mit Tunesien verbunden, allerdings funktioniert die Synchronisierung der Netze nicht, so dass bislang weder Libyen noch Ägypten ans UCTE-Netz angeschlossen sind. Seit 1997 gibt es eine Stromverbindung (Kapazität 1400 Megawatt) in der Meerenge von Gibraltar zwischen Marokko und Spanien; doch fließt der Strom bisher vor allem von Spanien nach Nordafrika. Eine Implementierung der Wüstenstromprojekte würde funktionierende Stromverbindungen auch zwischen Italien und Tunesien, der Türkei und Griechenland voraussetzen.

46 Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power* [wie Fn. 10], S. 45.

Strukturelle Barrieren und Interessenkonflikte

Auch wenn der Trend eher positiv ist, fällt die Bestandsaufnahme in Bezug auf erneuerbare Energien nördlich und südlich des Mittelmeers ambivalent aus. Noch ist höchst ungewiss, ob Solarstrom aus Nordafrika Realität wird oder Vision bleibt. Die Solarprojekte sind komplex, strukturelle Hürden und Interessenkonflikte sind auf drei Ebenen (nationalstaatliche Ebene, EU-Ebene und interregionale Ebene) und in zahlreichen Politikfeldern (Energie, Wirtschaft, Finanz-, Sicherheits- und Außenpolitik) zu überwinden. Bei genauer Betrachtung zeigt sich indes, dass die meisten Hürden durchaus zu bewältigen sind und die Interessenkonflikte kein zentrales Hindernis für die Umsetzung darstellen müssen.

Finanzielle und kommerzielle Hürden

Kostenpunkt Kraftwerke

Die Investitionen, die bis 2050 aufgewendet werden müssen, sind mit den von der DII genannten 400 Milliarden Euro sehr hoch. Selbst wenn man einen Zeitraum von 40 Jahren veranschlagt und die Investitionen von einem großen Firmen- und Bankenkonsortium getätigt werden, so schluckt bzw. übersteigt schon die von den einzelnen Partnern jährlich zu stemmende Summe deren normale Investitionsetats.

Für die Umsetzung des Solarplans und den Aufbau von 20 GW Kapazität bis 2020 hat die solarthermische Industrie die kumulierten Investitionskosten auf rund 97 Milliarden Euro beziffert. 81 Milliarden davon sollen in die Kraftwerke fließen, 16 Milliarden in die Übertragungsleitungen.[47]

Mit Blick auf die hohen Investitionen sind mindestens zwei energiewirtschaftliche Prämissen in die Berechnungen einzubeziehen:[48] Erstens müssen die Investitionsentscheidungen unter erheblichen Unsicherheiten getroffen werden: So ist die künftige Entwicklung der Preise anderer Energieträger ungewiss. Mit Ungewissheiten ist auch das Zusammenspiel von Kraftwerks- und Leitungsbau behaftet. Der Bau eines Kraftwerks setzt voraus, dass der darin erzeugte Strom auch in ein Netz eingespeist und gegebenenfalls exportiert werden kann. Der Netzbetreiber wiederum möchte vor Tätigung der hohen Investitionen Sicherheit haben, dass die Leitungen auch genutzt und damit amortisiert werden. Dieses »Henne-Ei-Problem« ist auch deswegen so brisant, weil die EU nach dem Paradigma des Wettbewerbs die Erzeugung, den Transport und die Verteilung von Strom getrennt voneinander halten möchte. Zu den wirtschaftlichen Unsicherheiten kommt die Ungewissheit darüber, welche Entwicklung die politischen und regulativen Rahmenbedingungen in den unterschiedlichen Märkten nehmen werden.

Zweitens fehlt es momentan an direkten ökonomischen Anreizen für Investitionen in Solarkraftwerke in Nordafrika. Die Kapitalkosten pro Kilowatt installierter Kapazität belaufen sich im Durchschnitt auf 4000 Euro (2008).[49] Vergleichsweise geringer sind diese Kosten bei Offshore-Windkraft (3000 Euro), Kernkraft (3500 Euro), Kohle mit CCS (3500 Euro), Kohle konventionell (1200 Euro) und bei Gas- und Dampfkraft (1000 Euro).

Dies zeigt sehr deutlich: Die Kosten, zu welchen Solarstrom in Nordafrika produziert, dort verkauft und exportiert werden kann, sind zu hoch, als dass dieser Strom auf den europäischen Märkten konkurrenzfähig sein könnte – von den nordafrikanischen Märkten, auf denen die Strompreise mehrheitlich stark subventioniert werden, nicht zu sprechen (vgl. Kasten 3, S. 26).

Die diskutierten Zahlen geben eher die Größenordnungen und Relationen an und dürfen nicht als absolute Kennzahlen gelten. Denn schließlich müssen eine Reihe unbekannter Faktoren einkalkuliert werden. Neue Technologien durchlaufen gewöhnlich mehrere Phasen vor ihrer Wettbewerbsfähigkeit, die von der Forschung und Entwicklung, der Demonstra-

47 ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt* [wie Fn. 3], S. 12.

48 Siehe dazu ausführlich Peter Winker/Christoph Preußner, »Solarkraftwerke in Nordafrika und Energiepartnerschaft mit Europa. Einige Anmerkungen aus ökonomischer Sicht«, in: *Spiegel der Forschung*, 25 (Dezember 2008) 2, S. 34–38, <http://geb.uni-giessen.de/geb/volltexte/2009/6735/pdf/SdF_2008-02-34-38.pdf>.

49 Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power* [wie Fn. 10], S. 67.

Kasten 3
Details der Kostenkalkulation

Die Varianz der Daten ist hoch, wenn sich auch die Größenordnungen in den einschlägigen Studien weitgehend entsprechen. Die Kosten für die Produktion von Strom aus CSP belaufen sich momentan auf zwischen ungefähr 15 Cent pro Kilowattstunde (KWh) an Orten mit hoher Sonneneinstrahlung und 23 Cent/KWh an Orten mit geringerer Sonneneinstrahlung. Im Solarplan wird mit Produktionskosten von 21,6 Cent/KWh gerechnet. Zum Vergleich: die Erzeugungskosten bei konventionellen Kraftwerken liegen im Durchschnitt bei 3 bis 18 Cent/ KWh. Dabei werden aber die mit der Erzeugung verbundenen Kosten für Klima- und Umweltschäden weitgehend externalisiert.[a] Die Kosten für Onshore-Windkraftwerke betragen bei guten Standorten im Durchschnitt 3 bis 5 Cent, für Offshore-Kraftwerke 5 bis 8 und für Photovoltaik-Anlagen 16 bis 54 Cent/ KWh.

Je nach Speicherkapazität der CSP-Anlagen, Grundvoraussetzung für den Nachtbetrieb (hier liegt ein großes Potential für die Steigerung der Kosten-Effizienz), können sich die Kosten zusätzlich um 2 Cent reduzieren. Eine weitere Reduktion könnte durch Erlöse aus der Entsalzung von Meerwasser erzielt werden, die an die Kraftwerke gekoppelt ist. Die Kosten wären dann aber immer noch viel zu hoch, da für den anschließenden Transport nochmals 2,3 Cent/KWh veranschlagt werden. Daraus errechnen sich Gesamtkosten von 23,9 Cent/ KWh.

Ab einer insgesamt installierten Leistung von 7 bis 10 Gigawatt sollen sich laut Studien die Kollektorkosten halbieren. So schätzt man, dass bis 2020 die reinen Produktionskosten auf zwischen 10 bis 14 Cent/KWh fallen werden. Bis dahin, so die Annahme, werden auch die Transportkosten auf 1,8 Cent/KWh gesunken sein. Die Kraftwerksprojekte wären unter diesen Umständen kommerziell rentabel und über Banken finanzierbar.

a Nach Schätzungen beziffern sich die externalisierten Kosten bei Gasbefeuerung auf 1,1 bis 3 Cent/KWh und bei Kohle auf 3,5 bis 7,7 Cent/KWh (Greenpeace International/ SolarPACES/ ESTELA, *Concentrating Solar Power: Global Outlook 2009. Why Renwable Energy Is Hot*, Amsterdam/Tabernas/ Brüssel 2009, S. 61, <www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/concentrating-solar-power-2009.pdf>).

Quellen: Ebd.; ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt*. The Solar Thermal Electricity Industry's Proposal for the Mediterranean Solar Plan. A Programme of the Union for the Mediterranean, Brüssel, Juni 2009; Deutsche Bank, *The CSP Industry: An Awakening Giant*, Frankfurt a.M. 16.3.2009.

tion der Funktionsfähigkeit und Verlässlichkeit bis hin zur Kostenreduzierung für den Wettbewerb reichen. Die CSP-Technik ist heute erst an einem Punkt angelangt, wo sie kreditwürdig und kommerziell einsetzbar (bankable) gemacht werden muss. In den bevorstehenden Stadien, wenn die Technologie weiterentwickelt und erprobt wird, ist folglich mit einer erfahrungsgemäß erheblichen Kostendegression zu rechnen. Außerdem kommen verbesserte Wirkungsgrade, Lerneffekte bei der Planung der Komponenten und Anlagen und bei deren Betrieb zum Tragen. Durch immer größere Kraftwerke lassen sich auch sogenannte Skaleneffekte erzielen.

Bei einem konzertierten Ausbau könnten solarthermische Kraftwerke in zehn bis zwanzig Jahren wirtschaftlich arbeiten. Bis dahin können sich – bei entsprechender Entwicklung der Technologiepfade und bei Vorhandensein geeigneter Regulationspfade – die Preise für erneuerbare Energie denen für fossile Energie angenähert oder zugunsten der Solarthermie verschoben haben.

Ausmaß und Geschwindigkeit des Kostenrückgangs sind jedoch schwer abzuschätzen. Denkbar sind zudem gegenläufige Effekte: So könnten sich etwa zentrale Bestandteile der Anlagen wegen steigender Nachfrage verknappen und damit verteuern. Möglicherweise ergeben sich auch Kostenrisiken aus dem Bau und Betrieb der Krafwerke in Wüstenregionen. Da es an Infrastruktur vor Ort fehlt, ist ein höherer Logistikaufwand zu treiben. Nicht zu vernachlässigen sind auch die Kosten für Vorkehrungen, die zur Sicherung der Kraftwerke dienen. Nimmt man beispielsweise existierende Sicherheitsdispositive im Öl- und Gassektor Algeriens zum Anhaltspunkt, muss man diesbezüglich einen erheblichen Aufwand veranschlagen. Weiter gilt, dass noch nicht erprobt ist, wie lange und zuverlässig die eingesetzten Technologien und vor allem die Kollektoren in diesen Regionen funktionie-

ren. Schwankungen zwischen Tages- und Nachttemperaturen wirken auf die Wärmespeicher-, Kühlungs- und Kraftwerkstechnologien ebenso ein wie Sandstürme. Bislang fehlt es also weitgehend an praktischen Erfahrungen.

Fazit: Angesichts der schwer kalkulierbaren Risiken ist die zu erwartende Rendite für privatwirtschaftliche Akteure momentan zu gering. Die Kosten des aus Solarenergie gewonnenen Stroms sind für den Export und den lokalen Strommarkt zu hoch.

Wenn die Produktion von Solarstrom dennoch vorankommen soll, ist angesichts der hohen Markteintrittsbarrieren politische Unterstützung unabdingbar. Dies zeigen Erfahrungen aus den 1970er Jahren, in denen die Solarthermie als Antwort auf die Ölkrisen jener Zeit entwickelt wurde. Nachdem sich damals die Lage auf den Ölmärkten entspannt hatte, schwand nicht nur der wirtschaftliche Anreiz, auch die staatliche Forschungsförderung sank in signifikantem Maße. Viel Zeit wurde dabei verspielt.

Kostenpunkt Stromnetze

Ein weiteres Problem besteht darin, dass unter anderem für den Ausbau und die fällige Modernisierung der Stromnetze Systementscheidungen anstehen. Nach Schätzungen ist für die Energiebrücken über das Mittelmeer mit durchschnittlichen Investitionskosten von 2 Millionen Euro pro Kilometer für ein 400-MW-Kabel zu rechnen. Im Falle der Realisierung eines Euro-Mediterranen Stromnetzes würden die Kosten bei Kabeln, Herstellung und Bau von Konverterstationen substantiell sinken. Die Übertragungskosten könnten dann bei 10 Euro/MWh pro Tausend Kilometer liegen.[50]

Generell besteht indes ein erhöhtes Investitionsrisiko: Wegen der hohen Fixkosten, die bei der Bereitstellung der Infrastruktur für den Bau der Kraftwerke und vor allem der benötigten Netzanbindungen anfallen, kann kaum wie bei Photovoltaik-Anlagen oder Onshore-Windkraftwerken in kleinen Schritten oder Einheiten geplant werden. Selbst bei fallenden Kosten werden sich nur große Anlagen rentieren, wie das ähnlich auch beim Bau großer Offshore-Windparks oder von Wasserkraftwerken gilt. Investitionen sind der Gefahr gebundener Kosten (sunken costs) ausgesetzt, das heißt, dass ein Kraftwerk oder eine Leitung nur mit Mehrkosten verlagert oder zurückgebaut werden kann. In Nordafrika besteht überdies die Gefahr, dass die Netzbetreiber ihre Monopolstellung gegenüber den Kraftwerksbetreibern ausnutzen und dadurch im Ergebnis den Preis hoch halten.

Politische Hürden

Ausstehende Grundsatzentscheidungen

Die Ausgangslage in Europa ist schwierig: Erstens ist der gesetzte energiepolitische Rahmen nach wie vor auf das konventionelle Energiesystem ausgerichtet, zweitens wird bei den erneuerbaren Energien einheimischen Quellen klar Vorrang gegeben und drittens existieren bislang nur nationale oder bestenfalls regionale Strommärkte. In den letzten Jahren wurden die Erzeugungskapazitäten ausgebaut, der damit nötige Ausbau der Netze blieb aber aus. Die Stromnetze sind zu einem veritablen Nadelöhr geworden, denn sowohl die nationalen Stromnetze als auch die Interkonnektoren sind ausgelastet. Dieser Engpass bleibt nicht ohne Konsequenzen für den Ausbau der erneuerbaren Energien: Wie der Fortschrittsreport für erneuerbare Energien der EU-Kommission von April 2009 feststellt, werden in den EU-Staaten rund 30 Prozent der grünen Stromprojekte abgelehnt. Als Begründung wird in vielen Fällen die unzureichende Netzkapazität angeführt. Der Anteil der Projekte, die mit Netzproblemen konfrontiert sind, liegt in Frankreich bei 10 Prozent, in Deutschland bei über 30 Prozent und in Spanien gar bei knapp 60 Prozent.[51] Der grenzüberschreitende Stromtransfer in Europa ist intransparent und hat eine marginale Größenordnung. Immer noch herrscht bei den Mitgliedstaaten und Unternehmen ein gewisser Energienationalismus und Strukturkonservatismus vor, der auch durch die Unsicherheit über die künftige Entwicklung und Ausgestaltung des Stromnetzes und des Binnenmarktes bestärkt wird. So wird denn auch in der neuen EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt bemängelt, dass es diesem Markt an Liquidität und Transparenz

50 ESTELA, *Solar Power from the Sun Belt* [wie Fn. 3], S. 10. Desertec nennt die Zahl von bis zu 50 Milliarden Euro bis 2050 für neuartige Gleichstromleitungen zwischen Nordafrika und Europa; vgl. Paul van Son, »Zeit für eine Revolution«, in: *Süddeutsche Zeitung*, 17.2.2010, S. 21.

51 Europäische Kommission, *The Renewable Energy Progress Report*, SEC(2009) 503 final, Arbeitspapier, 24.4.2009, S. 9f.

fehle, und dies verhindere eine effektive Ressourcenallokation, Risikoabsicherung und Markteintritte.[52]

In der EU dominieren die Maximen der Liberalisierung, der geringen Betreiberkosten und des Zugangs Dritter zu den Netzen. Anreize für den Ausbau und die Modernisierung der Netze sind von diesem System kaum zu erwarten. Zudem ist keineswegs ausgemacht, wer die Zusatzkosten für den Netzwerksausbau trägt, da es vielfach dem Unternehmenskalkül entspricht, die jetzige Situation der national weitgehend abgeschotteten Märkte zu erhalten. Ob die Ausnahmeregelungen für Großinfrastrukturvorhaben wie den Bau von Gleichstromleitungen nach Artikel 17 der neuen Stromnetzzugangsverordnung vom Juli 2009 ausreichen, um die dominierenden Marktlogiken zu durchbrechen, bleibt abzuwarten.[53] Die bestehende, auf das nationale Territorium ausgerichtete Infrastruktur perpetuiert unternehmerische und betriebswirtschaftliche, aber auch regulative Pfadabhängigkeiten. Hier beginnt in gewissem Sinne ein Teufelskreis: Die Widerstände gegen Ansätze, an dieser Stelle quasi »Systembrüche« durch die Netzintegration einzuleiten, sind auf nationaler und unternehmerischer Ebene mitunter groß. Das stellt auch die Finanzierung und Realisierung solcher Netzverbindungen in Frage. Gleichzeitig werden hier die Konflikte zwischen nationalen und europäischen Interessen in der Energiepolitik deutlich.

Nationale Strommärkte und Interessenkonflikte

Entwicklungen im Energiemix und der Energieinfrastruktur wurden von gewissen Pfadabhängigkeiten bestimmt, die vor allem auf der Gewinn- und Betriebslogik der privaten Energieunternehmen beruhen. Abgesehen davon kann die Realisierung einer technisch sinnvollen Lösung (z.B. eine Punkt-zu-Punkt-Übertragung über eine weite Strecke in ein dafür ausgelegtes Netz) aus politischen Gründen schwierig sein: Welches Interesse sollte beispielsweise eine reine Transitregion oder ein Transitland an zusätzlichen Überlandleitungen haben? Diese Frage ist zentral, zeigt sich doch, dass es politisch in ganz Europa immer schwieriger wird, Fernleitungsprojekte zu realisieren. Genehmigungsverfahren ziehen sich in die Länge, weil immer wieder das Prinzip »nicht in meinem Hinterhof« (not in my backyard) bzw. »nicht unter oder über meinem Hinterhof« (not under and over my backyard) ins Feld geführt wird.

Die komplexe Interessenlage wird exemplarisch an der Kerngruppe der vier europäischen Staaten deutlich, die den Solarplan (eigentlich) vorantreiben möchten.

Deutschland. Die Bundesrepublik, die als maßgeblicher Akteur den Solarplan als Idee in die Mittelmeerunion eingebracht hat, ist im Bereich erneuerbare Energien auch am weitesten vorangeschritten. So rechnet das Leitszenario erneuerbare Energien 2009 des Bundesumweltministeriums damit, dass ab 2025 jährlich 21,7 TWh und 2050 bis zu 123 TWh grüner Strom aus dem Europäischen Verbundsystem bezogen werden können, davon sollen 9,7 TWh (2025) und später 84,5 TWh (2050) aus Solarthermie stammen.[54] Gemeinsam mit Windenergie soll vor allem der Solarstrom aus dem Stromverbund mit den nordafrikanischen Ländern gut 20 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs decken. Das entspricht einer installierten Stromleistung von 1,5 GW im Jahr 2025 und 13 GW im Jahr 2050.[55] Dieses Leitszenario wurde allerdings noch zu Zeiten der großen Koalition vor dem Hintergrund des Atomausstiegs bis 2020 geplant.

Dabei steht Deutschland bei der Stromversorgung recht komfortabel da und exportiert sogar geringe Mengen Strom in die Nachbarländer. Zudem hat sich die Bundesrepublik verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix sukzessive bis 2020 auf 18 Prozent zu erhöhen. Das Etappenziel, diesen Anteil bis 2010 auf 12,5 Prozent zu steigern, ist bereits erreicht. Damit gehört Deutschland neben Dänemark und Ungarn zum exklusiven Club jener drei Staaten, die die Zielmarke bereits passiert haben. Ende des Jahres 2009 wurden in Deutschland geschätzte 43 GW grüner Strom erzeugt. Deutschland übertrifft insofern schon jetzt die Erwartungen der Bundesregierung um 10–15 Prozent.

Der energiepolitische Konsens ist allerdings brüchig und große Entscheidungen der neuen konservativ-liberalen Regierung stehen noch aus: Sie betreffen die Restlaufzeiten der 17 noch am Netz befindlichen Kernkraftwerke, neue Kohlekrafttechnologien und die

52 »Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009« [wie Fn. 36], S. 59.
53 »Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009« [wie Fn. 36], S. 24.

54 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Leitszenario 2009*, Berlin, August 2009, S. 11f, <http://bmu.info/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf>.
55 Ebd., S. 40–43.

Vergütung von Strom aus Photovoltaik. Gleichzeitig müssen Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks erneuert werden. Auch aus diesem Grunde besteht bei Industrie und Politik ein Interesse an der Solarpartnerschaft.

Frankreich. Die Regierung in Paris hat die Idee des Solarplans aus Prestigegründen und wegen der Strahlkraft des Projekts für die Mittelmeerunion übernommen. Tatsächlich ist die Interessenlage jedoch sehr gemischt, denn Frankreich ist ein klassischer Nettoexporteur von Strom. Bei der Stromerzeugung spielt die Kernkraft eine dominante Rolle: 80 Prozent des Stroms kommen aus Kernenergie. Frankreich sah sich zudem lange in der komfortablen Situation, Strom aus Kernenergie liefern und exportieren zu können. Mittlerweile aber treten Defizite im Kraftwerkspark und im Verbundnetz immer stärker zutage. Von den 58 Kernreaktoren sind mehrere außer Betrieb, unter anderem weil sie gewartet oder bestreikt werden. Bemerkbar macht sich zudem, dass Frankreich über zu wenige Hochspannungsleitungen verfügt. Im Winter kann daher die Versorgungssituation in Südfrankreich, aber auch der Bretagne in Spitzenlastzeiten prekär werden.[56] Der traditionelle Nettoexporteur Frankreich wird künftig zu diesen Zeiten Strom wohl verstärkt aus Deutschland importieren müssen. Frankreich ist zudem noch sehr weit davon entfernt, das Ziel eines Anteils von 21 Prozent erneuerbarer Energien am Strommix bis 2010 zu erreichen, trotz Bestehens eines Einspeisetarifs für erneuerbare Energien. Gründe dafür mögen auch im vergleichbar regulierten französischen Strommarkt liegen, der neuen Akteuren den Markteintritt erschwert.

Aus all diesen Gründen müsste Frankreich Interesse am Import grünen Stroms aus Nordafrika haben. Gleichzeitig steht das Land aber vor den beschriebenen massiven Problemen und muss größere Summen in den eigenen Stromsektor investieren. Eine Konstante bleibt auch sein vorrangiges Interesse am Export von Nukleartechnologie nach Nordafrika. Das Land hat sich zwar verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix bis 2020 auf 23 Prozent zu erhöhen – ein Ziel, das aber nur noch mit sehr großen Anstrengungen zu erreichen sein wird.

Spanien. Auf den ersten Blick scheint sich Spanien wegen der schon bestehenden Stromleitungen nach Marokko und der geographischen Nähe zu Nordafrika als Hauptimport- und Transitland anzubieten. Kurzfristig hat es an dieser Rolle aber nicht zwingend größeres Interesse. Denn die Energiepolitik Spaniens ist vor allem darauf gerichtet, die eigene Stromversorgung sicherzustellen (vgl. Kasten 4, S. 30).

Das erklärt sich daraus, dass Spanien stromtechnisch gesehen eine Insel ist. Es gibt nur wenige Stromverbindungen zum Ausland. Dem Land ist zuvorderst daran gelegen, die selbstgesteckten Ziele im Hinblick auf den Strommix zu erreichen und Reservekapazitäten für flexibel zu befeuernde Kraftwerke aufzubauen. Der Gasimportbedarf Spaniens, dem bereits drittgrößten Flüssiggasimporteur der Welt, würde im Zuge des Aufbaus solcher Kapazitäten weiter steigen. Auch aus diesem Grunde subventioniert das Land weiterhin die Kohleproduktion und setzt auf Kohlekraftwerke. In der Summe ist der Kraftwerkspark stark auf die »Inselsituation« und die Selbstversorgung ausgerichtet. Das Interesse, Strom zu importieren und weiterzuleiten, ist folglich gering.

Italien. Auch Italien bietet sich geographisch als Importeur und Brückenland für Solarstrom aus Nordafrika an. Das Land importiert heute rund 13 Prozent des von ihm verbrauchten Stroms von seinen nördlichen Nachbarn. Insofern scheint die Ausgangslage günstig, auch weil Italien mit Angelatoni einen weltweit führenden Hersteller von Rohren beherbergt, die bei solarthermischen Kraftwerken eingesetzt werden. Es verwundert daher auch nicht, dass Italien mit anderen Staaten den Solarplan vorangetrieben hat.

Allerdings verschlechtert sich das Umfeld für den Ausbau der erneuerbaren Energien unter der Regierung Berlusconi rapide. Im Juli 2009 hat Italien eine deutliche Energiewende eingeläutet, die auf einen konventionellen Pfad setzt und die staatlichen Zuschüsse für Solarenergie beschneidet, die unter der Prodi-Regierung eingeführt wurden.[57] Die Regierung Berlusconi möchte mit französischer Technik vier Kernkraftwerke bauen und mit deren Produktion ein Viertel des Strombedarfs decken.[58] Sie setzt außerdem auf die enge Energiepartnerschaft zwischen der italienischen ENI und der russischen Gazprom und auf den

56 »Angst vorm Blackout«, in: *Süddeutsche Zeitung*, 5.11.2009, S. 19.

57 Antonio Cianciullo, »Scure sui fondi per il solare. Oggi il Senato voterà i tagli«, in: *Repubblica,* 21.7.2009, S. 19, <http://ricerca.repubblica.it/repubblica/archivio/repubblica/2009/07/21/scure-sui-fondi-per-il-solare-oggi.html>.

58 Ministero dello Sviluppo Economico, »Approvato il Ddl ›Sviluppo‹. Scajola, legge storica per la modernizzazione del Paese«, 9.7.2009, <www.sviluppoeconomico.gov.it/primopiano/dettaglio_primopiano.php?sezione=primopiano&tema_dir=tema2&id_primopiano=349> (Zugriff am 4.1.2010).

Kasten 4
Spanien im Fokus

Spanien ist theoretisch ein wichtiges Brückenland sowie ein Vorreiter beim Ausbau erneuerbarer Energien und vor allem der Solarthermie. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix beträgt 25 Prozent und steigt in der Tendenz weiter. Dabei macht Windenergie 13 Prozent am Strommix und Solarenergie 2,5 Prozent aus. Spanien ist bei der Erzeugung von Solarstrom die Nummer zwei weltweit und bei Windkraft die Nummer drei. Führend ist es bei der installierten Kapazität von CSP. Dennoch steht Spanien vor großen Herausforderungen im Stromsektor. Ein genauerer Blick auf das Land lohnt sich.

Spanien importiert nur drei Prozent seines Strombedarfs, und zwar aus Frankreich, zu dem nur vier Verbundleitungen existieren. Auf diesen Leitungen, von denen die letzte 1982 gebaut wurde, gibt es ständig Überlastungen. Spanien ist dabei im Moment – allerdings auf sehr niedrigem Niveau – Nettoexporteur von Strom, den es nach Portugal und Marokko ausführt. Zur Veranschaulichung: Der jährliche Stromverbrauch Spaniens lag 2007 bei 267,8 TWh, die Nettoexporte bei 5,7 TWh.

Beim Strommix hat Spanien als Ziel an die EU gemeldet, dass erneuerbare Energien bis 2010 einen Anteil von 29,4 Prozent haben sollen. Das Ziel der eigenen nationalen Planung von 2005 ist mit 30,3 Prozent noch ehrgeiziger. Um dieses Ziel bis 2010 zu erreichen, sollen 20,155 MW Windkraft, 400 MW Photovoltaik und 500 MW CSP installiert werden.

Spanien ist das erste südeuropäische Land, das einen Einspeisetarif geschaffen hat. Seit 2002 ist dieser Tarif kontinuierlich gestiegen: von 12 Cent/KWh im Jahr 2002 auf aktuell 26,9 Cent/KWh, die für 25 Jahre garantiert werden. Danach wird dieser Tarif auf 21,5 Cent/KWh sinken. Das ist bei Stromgestehungskosten zwischen 15 und 23 Cent attraktiv, denn die Investitionen rechnen sich.

Auch bei der Nutzung von Windkraft konnte Spanien im November 2009 einen neuen Rekord verbuchen: Kurzfristig wurde mit 53 Prozent mehr als die Hälfte des Stroms von Windkraftanlagen geliefert. Allerdings kam es schon einmal vor, dass innerhalb von zwölf Stunden die bereitgestellte Leistung von 11 000 MW (immerhin vergleichbar der Produktion von elf Kernreaktoren) auf verschwindende 200 MW abfiel. Dies illustriert, wie fluktuativ diese Stromquelle ist und warum Reservekapazitäten in Form von flexibel zu betreibenden Gas- und Dampfkraftwerken bereitgehalten werden müssen.

Quellen: UCTE, *Transmission Development Plan*, Update 2009, S. 25/26; UCTE, *Statistical Yearbook 2007*, S. 40; »Eon will Geschäft mit Solarstrom vorantreiben«, in: *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 26.11.2009, S. 16; Greenpeace International/SolarPACES/ESTELA, *Concentrating Solar Power: Global Outlook 2009. Why Renwable Energy Is Hot*, Amsterdam/Tabernas/Brüssel 2009, S. 69; »Spanien: Aufschwung erneuerbarer Energien als Motor für Gaskapazitäten«, *Euractiv.com*, 25.11.2009, <www.euractiv.com/de/energie/spanien-aufschwung-erneuerbarer-energien-motor-gaskapazitten/article-187679> (Zugriff am 27.11.2009).

Bau der South-Stream-Pipeline, um mehr Gas aus Russland zu beziehen. Auch ist der Plan, eine Strombrücke nach Tunesien zu errichten, mit großen Fragezeichen versehen. Dabei geht es um die Verlegung eines Doppel-Unterseekabels mit 1000 MW Kapazität, über das Italien Strom aus einem tunesischen Gaskraftwerk beziehen könnte.[59]

Angesichts der energiepolitischen Wende, eines veralteten Kraftwerksparks sowie komplizierter Genehmigungsverfahren im Energiebereich dürfte sich Italien als eher schwieriges Transitland erweisen, wenngleich es am Import von grünem Strom weiterhin Interesse haben müsste. Schließlich haben die Klimasünden das Land 2009 555 Millionen Euro gekostet, die Rom für zusätzliche Emissionsrechte zahlen musste.

Photovoltaik-Lobby versus CSP-Lobby

Durch alle EU-Mitgliedstaaten zieht sich eine Kluft zwischen Befürwortern heimischer erneuerbarer Energiequellen und jenen, die (auch) auf importierten

59 UCTE, *Transmission Development Plan*, Update 2009, S. 20.

grünen Strom setzen. Das lässt sich am Beispiel der starken Photovoltaik-Befürworter in Deutschland sehr gut illustrieren.

Gerade von Seiten der Photovoltaik-Lobby wurde gegen das Wüstenstromprojekt Front gemacht – ein Ausdruck der Tatsache, wie umkämpft der Markt um Subventionen bei erneuerbaren Energien ist. Die deutsche Photovoltaik-Industrie hat in den letzten Jahren durchschnittlich zweistellige Wachstumsraten verbucht. Man rechnet mit einer installierten Leistung von über 23 GW im Jahr 2020 und von 90 GW im Jahr 2050. Die Einspeisevergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist auch darauf gerichtet, mittelfristig den Inlandsmarkt so weit aufzubauen, dass sich die deutschen Unternehmen auf den stark wachsenden internationalen Märkten behaupten können.[60] Denn von einer ausgewogenen Marktentwicklung erhofft man sich ein zügiges Absinken der Kosten. Es geht also nicht nur um die Etablierung neuer Technologiepfade, sondern dann auch um die Schaffung ausbalancierter Energiepreispfade.

Für die Industrie und die beteiligten Lobbies geht es aber auch schlicht um viel Geld und die Sicherung ihrer Pfründe. Die Photovoltaik (PV) hat in den vergangenen Jahren einen enormen Aufschwung erlebt. Gründe dafür waren die mit dem EEG verbundenen Anreize und eine spekulative Blase am Markt. PV-Anhänger argumentieren, dass gerade die dezentrale Produktion von Solarenergie sinnvoll ist, weil dadurch die Transmissionsprobleme verringert werden.[61] Sie plädieren auch für den Standort Deutschland. In ein ähnliches Horn blasen diejenigen, die sich dafür aussprechen, alternative Energien in Europa zu produzieren und die im Maghreb produzierte Energie im dortigen Binnenmarkt zu konsumieren. In dieser zuweilen hochideologisierten Debatte zwischen PV- und CSP-Befürwortern geht unter, dass es nicht um ein Entweder-oder, sondern um ein Sowohl-als-auch geht. Dem BMU-Leitszenario 2009 liegt im Prinzip bereits der Gedanke eines Nebeneinanders von Photovoltaik-Anlagen und solarthermisch erzeugtem Strom aus dem Ausland zugrunde.

60 BMU, *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland* [wie Fn. 54], S. 42.
61 Vgl. Matthias Kaufmann, »Die Kalkulation von Desertec ist absurd«, in: *Manager Magazin*, 13.7.2009.

Vorbehalte und Vorlieben für andere Energieoptionen in Nordafrika

In den nordafrikanischen Staaten, die für die Umsetzung der Initiativen unverzichtbar sind, existieren eine Reihe von Vorbehalten und Interessenkonflikten, die das Fortschreiten der Solarinitiativen bremsen. Allerdings ist die Interessenlage alles andere als homogen – zu unterschiedlich sind die jeweiligen wirtschaftlichen und politischen Systeme und die Qualität der Beziehungen zu Europa.

Grundsätzlich dominiert aber in sämtlichen Staaten Nordafrikas bei allem Interesse an Solarenergie ein gewisses Misstrauen gegenüber den Solarinitiativen und der europäischen Behauptung, es handle sich um ein Projekt, bei dem alle Seiten profitieren. Hier fürchtet man, dass aufgrund der starken Exportkomponente der Initiativen lediglich kleine Mengen überteuerten Stroms für den heimischen Gebrauch abfallen würden. Die großen Profiteure, so die Annahme, seien westliche Investoren, die Geld in CSP-Kraftwerke stecken, sowie europäische Stromkonzerne.[62] Der algerische Energieminister erklärte denn auch, Voraussetzungen für die offizielle Kooperation seines Landes bei den Solarinitiativen seien die Beteiligung algerischer Firmen sowie Hilfe beim Aufbau eines eigenen Solarindustriesektors.[63] Dass Stromexporte durchaus positiv für die südlichen Ökonomien sein können – vergleichbar mit landwirtschaftlichen Produkten, die in Industriestaaten ausgeführt werden (Cash-Crops) –, erklärt sich nicht von selbst. Folglich hört man auch in Nordafrika immer wieder Stimmen, denen der Aufbau einer lokalen Photovoltaikindustrie sowie der dezentralen Produktion von Solarstrom sinnvoller erscheint.

Darüber hinaus ist auch in Nordafrika die Frage nach dem in Zukunft erwünschten nationalen Energiemix keineswegs beantwortet. Noch sind Wind- und Solarenergie in den Strategieplänen dieser Staaten lediglich ein kleiner, wenn auch immer wichtigerer

62 Interviews in Algier, März 2009, und Berlin, Juni 2009, mit algerischen, marokkanischen und ägyptischen Vertretern des Energiesektors sowie »Solarlobbyisten« aus diesen Staaten. Vgl. auch Ali Titouche, »Énergies renouvelables: L'Algérie à la traîne«, in: *El Watan* (Algier), 24.3.2009.
63 Vgl. Merouane Mokdad, »Projet solaire Desertec: les conditions et les réserves de Chakib Khelil«, in: *Tout sur l'Algérie* (TSA), 18.7.2009, <www.tsa-algerie.com/les-archives/2009/07/18/#SlideFrame_1> (Zugriff am 4.1.2010). Algerien will 2012 auch die erste Solarzellenfabrik des Landes in Betrieb nehmen.

Baustein. Ägypten, Algerien, Libyen und Tunesien setzen weiterhin stark auf Gas; in Marokko nimmt Kohlekraft nach wie vor eine dominante Position ein. Von Ägypten bis Marokko existiert überdies ein manifestes Interesse an Kernenergie, das sich auch in den offiziellen Dokumenten zum Thema Energieversorgung niederschlägt. Verträge zum Bau von Kernkraftwerken in der Region sind zwar noch nicht abgeschlossen worden – trotz des manifesten Willens Frankreichs und anderer Staaten (u.a. der USA, Russlands und Chinas), Technologie zur zivilen Nutzung von Atomenergie in die Region zu exportieren. Doch ist damit zu rechnen, dass dies in absehbarer Zeit geschehen wird. Denn Kernkraft ist für diese Staaten, die in der Vergangenheit vorübergehend Ambitionen zeigten, militärisch zur Nuklearmacht zu werden (Ägypten, Algerien, Libyen), nicht zuletzt auch eine Frage von Prestige und Status. Selbst wenn Vertreter der nordafrikanischen Energieministerien argumentieren, dass sich die beiden Energieoptionen nicht ausschließen müssen, könnten sich Solarkraftwerke erübrigen bzw. die Anreize für ihren Bau wegfallen, wenn erst einmal eine Reihe von Kernkraftwerken die Grundlast (auch zur Wasserentsalzung) bereitstellen, die zu Deckung des Basisbedarfs an Strom benötigt wird. Insofern gilt: Die Zeit drängt auch hier.

Letztlich liegt das Kernproblem für die Umsetzung der Initiativen darin, dass sich für CSP in Nordafrika bislang nur eine kleine Lobby von Wissenschaftlern, Politikern und Wirtschaftseliten stark macht – mit der Ausnahme Marokkos, wo der König selbst 2009 ein gigantisches Solarprojekt lanciert hat. In Algerien und Libyen stellt sich vor allem das Problem der Rent-Seeking-Logik, die im Erdölreichtum dieser Staaten begründet ist. Die herrschenden Eliten profitieren politisch und in den meisten Fällen auch persönlich von der Erdöl- und Erdgasrente. Kurzfristig gibt es hier kaum Anreize, die Solarinitiativen voranzutreiben. Das Status-quo-Denken dominiert eindeutig. Bei der semi-staatlichen New Energy Algeria (NEAL) lässt man denn auch verlauten, dass es in der Regierung an Engagement und politischem Willen sowie an den finanziellen Mitteln zur Förderung erneuerbarer Energien in großem Stil fehle.[64]

Bislang sind in Nordafrika die Agenten eines »grünen Wandels« weniger unter den Politikern und technokratischen Kadern zu finden. Vielmehr scheinen sich vor allem Wirtschaftsoligarchen für die Projekte zu interessieren, wie etwa Issad Rebrab in Algerien, dessen Firma Cevital zum Gründungskonsortium von DII gehört. Als zukünftige ägyptische Mitglieder sind die Unternehmen der Familien El Sewedy und Sawiris im Gespräch – letztere ist bereits am Bau des CSP-Kraftwerks Kureymat beteiligt. Nordafrikanische Oligarchen denken oft in weiteren Perspektiven als die meisten Regimeeliten und wahren zumindest nach außen eine gewisse Distanz zu den Regimen. Gleichzeitig sind sie in der Regel eng mit Teilen des Machtapparats verbandelt – in einem Staat wie Algerien etwa kann ein wirtschaftliches Imperium nur aufbauen, wer über exzellente Kontakte in den Sicherheitsapparat verfügt. Folglich stehen ihnen meist Kanäle offen, um Ideen in die wenig durchsichtigen politischen Entscheidungsprozesse ihrer jeweiligen Staaten einzuspeisen.[65] Maghrebinische Unternehmer haben im Gegensatz zu den politischen Eliten überdies ein großes Interesse an Projekten, die die regionale wirtschaftliche Integration voranbringen.

Die Strategie der DII, wichtige Unternehmer in den nordafrikanischen Staaten einzubinden, könnte sich daher als geschickt erweisen. Allerdings gilt es auch hier, das Risiko zu streuen und nicht zu stark auf einzelne Personen und Unternehmen zu setzen. Schließlich dürfen technokratische und Regierungseliten (von denen immer auch ein Teil den Oligarchen nicht gut gesinnt ist) nicht verprellt werden: Das marokkanische Energieministerium etwa war von der DII vor deren Gründungsgipfel nicht kontaktiert worden und fühlte sich daher übergangen.[66] Ganz offenkundig ist überdies, dass viele offizielle Vertreter im südlichen Mittelmeerraum keinen Unterschied sehen zwischen der privatwirtschaftlichen DII und dem intergouvernementalen Mediterranen Solarplan – ein deutlicher Wink sowohl für europäische Politiker und Bürokraten wie auch für das Desertec-Konsortium, dass sie ihre Kommunikationspolitik verbessern müssen.

64 Interviews bei der NEAL, Algier, März 2009.

65 Im libyschen Fall führt allerdings kaum ein Weg an der Qaddafi-Familie vorbei, da sie auch die wirtschaftlichen Fäden in der Hand hält. Unter ihnen hat sich Saif al-Islam, der Qaddafi-Sohn mit den besten Chancen, den Vater zu beerben, mit grünen Vorschlägen profiliert. Auch er kann potentiell als Agent des »grünen Wandels« gelten.

66 Interviews mit Diplomaten aus EU-Staaten, Berlin und Brüssel, Oktober 2009.

Regionale Konflikte und mangelnde Integration in Nordafrika

Regionale Konflikte innerhalb Nordafrikas und im größeren arabischen Raum haben regelmäßig negative Auswirkungen auf die Süd-Süd- wie auf die Nord-Süd-Zusammenarbeit. Dies betrifft auch die Solarinitiativen. Dass die Umsetzung des Solarplans so wenig Fortschritte gemacht hat, liegt vor allem an der Weigerung der arabischen Staaten – auch derjenigen in Nordafrika, die vom Nahostkonflikt geographisch weiter entfernt sind –, nach dem Gazakrieg zu »business as usual« zurückzukehren. Die arabische Seite hatte von der EU und ihren Mitgliedstaaten eine deutliche Verurteilung Israels erwartet. Angesichts dessen ist die privatwirtschaftliche DII in einer besseren Ausgangssituation, da sie keinen der europäischen Staaten offiziell vertritt.

Ein Problem, dem weder der Mediterrane Solarplan noch die DII mittelfristig ausweichen können, ist der nach wie vor ungelöste Westsaharakonflikt.[67] Er wirft nicht nur völkerrechtliche Fragen auf, die mit der Wahl des umstrittenen Territoriums als Standort verbunden sind – aufgrund seiner geophysikalischen Gegebenheiten gilt es als ideal für den Bau von CSP-Kraftwerken[68] –, er ist auch ein Hauptgrund für die seit Jahrzehnten anhaltenden marokkanisch-algerischen Spannungen. Zwar fließt (etwas) Strom zwischen den beiden Staaten, doch ist die Landgrenze seit 15 Jahren geschlossen. Insbesondere auf algerischer Seite besteht wenig Interesse, algerischen Strom über die bestehende Strombrücke bei Gibraltar nach Europa zu exportieren. Algerien denkt vor allem bilateral und favorisiert eine direkte Stromleitung durchs Mittelmeer nach Europa.[69]

Grundsätzlich ist die Bilanz nachbarschaftlicher Kooperation im Maghreb dürftig: Die 1989 gegründete Union Maghreb Arabe (Algerien, Libyen, Marokko, Mauretanien und Tunesien) zur wirtschaftlichen Integration existiert hauptsächlich auf dem Papier, die Zahlen für den Handel unter den Maghrebstaaten bewegen sich im niedrigen einstelligen Bereich der jeweiligen Außenhandelsbilanzen.

Das Verhältnis zwischen den einzelnen nordafrikanischen Staaten ist von Konkurrenz geprägt – sowohl Ägypten als auch Algerien und Marokko sehen sich in der regionalen Führungsposition.[70] Wie schnell und gravierend sich die diplomatischen Beziehungen zwischen den Staaten der Region verschlechtern können, hat sich Ende 2009 nach einem Fußball-WM-Qualifikationsspiel zwischen Ägypten und Algerien gezeigt.[71]

Dennoch könnte gerade beim Solarenergieprojekt der Druck zur Kooperation hoch genug sein. Erfahrungen in der Sicherheitskooperation im Rahmen des sogenannten 5+5-Dialogs (Maghreb-Staaten sowie Malta, Italien, Frankreich, Spanien und Portugal) zeigen, dass gute Zusammenarbeit möglich ist, wenn die Interessen der beteiligten Staaten hinreichend kongruent sind. Bei den Solarinitiativen dürfte das Ausmaß dieser Kongruenz groß sein.

Dysfunktionale Mittelmeerunion

Die Blockaden in der Mittelmeerunion aufgrund des Nahostkonflikts werfen die Frage auf, ob nach einem anderen, besser funktionierenden internationalen politisch-institutionellen Rahmen für die Solarinitiativen gesucht werden sollte. Bislang hat sich die Ansiedlung des Solarplans für das Mittelmeer unter den Schirm dieser Union zwar als positiv für die Mittelmeerunion selbst erwiesen: Ist der Solarplan doch ihr medienträchtigstes und ambitioniertestes Projekt. Umgekehrt aber gilt, dass die Gegebenheiten innerhalb der Mittelmeerunion größere Fortschritte bei der Verwirklichung des Solarplans verhindert haben. Die Kooperation konnte bislang nur in kleinen Formaten und auf einer niedrigen technischen Verwaltungsebene vorangetrieben werden.

Dabei stellen die Folgen des Nahostkonflikts und die damit verbundenen Blockaden nicht das einzige Problem dar. Auch türkisch-zypriotische Querelen haben den Aufbau der Strukturen massiv verlangsamt. Die große Zahl der Unionsmitglieder und das Konsensprinzip bei der Entscheidungsfindung verhindern

67 Marokko beansprucht das von Spanien dekolonisierte Territorium und hält es seit 1975 besetzt. Die indigene Bevölkerung strebt die Unabhängigkeit der Westsahara an und wird dabei von Algerien unterstützt. Verschiedene Lösungsvorschläge der Vereinten Nationen sind an den Einwänden einer oder beider Konfliktparteien gescheitert.
68 Vgl. Schüssler, »Ein ›Meer aus Spiegeln‹ – aber wo?« [wie Fn. 15], S. 29.
69 Interview, NEAL, Algier, März 2009.
70 Ebd. Vgl. auch Tom Pfeiffer, »Morocco Wants Leading Role in European Solar Plan«, *Reuters*, 16.7.2009.
71 Vgl. »Aus Fußball wird Politik. Algeriens Erfolg über Ägypten hat zu Gewalt auf den Straßen geführt. Große diplomatische Verstimmungen«, in: *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 23.11.2009.

grundsätzlich ein schnelles Voranschreiten. Der Solarplan ist zu einem Paradebeispiel dafür geworden, wie sich allzu zahlreiche in ein Projekt involvierte politische und bürokratische Institutionen und Akteure auf internationaler und nationaler Ebene gegenseitig behindern können; denn die Vorstellungen darüber, was dieser Plan leisten kann und soll, klaffen weit auseinander. In der Anfangsphase wollte Deutschland mit dem Solarplan in erster Linie die Entwicklung regulativer Rahmenbedingungen forcieren, Frankreich dagegen schnell mit sichtbaren und großen Pilotprojekten loslegen. Wer dieses Projekt umsetzen soll, ist allerdings unklar: Die Mittelmeerunion hat dafür derzeit keinerlei Kapazitäten; ob das Sekretariat, das im besten Fall im Frühsommer 2010 seine Arbeit aufnehmen wird, diese Umsetzung leisten kann, ist ungewiss. Ungeachtet all dessen besteht durchaus die Gefahr, dass das Projekt Mittelmeerunion schlicht versandet – selbst beteiligte europäische Diplomaten äußern, wenn auch hinter vorgehaltener Hand, zunehmend diese fundamentale Sorge.

Es steht außer Zweifel, dass nicht nur der Solarplan, sondern auch die DII politische Flankierung brauchen. Zumindest theoretisch scheint die Mittelmeerunion das ideale Forum zu sein, um die Entwicklung der regulativen Rahmenbedingungen, die auch für die DII-Pläne langfristig unabdingbar sind, auf interregionaler Ebene voranzutreiben. Da die Zeichen für eine Lösung des Nahostkonflikts in näherer Zukunft denkbar schlecht stehen, dürfte es – zumindest kurzfristig – aussichtsreicher sein, die Entwicklung dieser Rahmenbedingungen in bilateralen Formaten bzw. in einer Gruppe von engagierten Staaten zu forcieren, wie sie im Rahmen der Mittelmeerunion inoffiziell bereits besteht.

Sicherheitsrisiken

Eine Frage, mit der sich sowohl potentielle Investoren als auch europäische Politiker werden auseinandersetzen müssen, ist die nach der Stabilität und Sicherheit in den südlichen Partnerstaaten. Tatsächlich sind die Rahmenbedingungen für die Wüstenstrominitiativen in dieser Hinsicht von Ägypten bis Marokko nicht optimal. Zwar kann derzeit keiner der nordafrikanischen Staaten eindeutig als »failing state« bezeichnet werden, aber die politische Stabilität ist – mit der Ausnahme Tunesiens – in allen Staaten der Region brüchiger geworden (vgl. Tabelle 5). Letztlich handelt es sich mehrheitlich um fragile Staaten, gemessen an Kriterien wie dem Grad an Sicherheit, Wohlfahrt sowie Legitimität und Rechtsstaatlichkeit.[72] In jedem von ihnen finden sich autoritäre politische Regime, die über wenig Legitimität verfügen und die sich mit erheblichen demographischen und sozioökonomischen Problemen sowie mit jeweils spezifisch gelagerten und zum Teil substantiellen gesellschaftlichen Spannungen konfrontiert sehen.[73] Folge dessen sind immer wieder Unruhen und Aufstände. Hinzu kommen als potentiell destabilisierender Faktor die Aktivitäten bewaffneter islamistischer Gruppierungen – dies gilt vor allem für Algerien, von wo aus die Al-Qaida im islamischen Maghreb verstärkt mit panmaghrebinischen Zielen, aber auch in den benachbarten Sahelstaaten agiert und seit einigen Jahren wieder vermehrt ausländische Ziele ins Visier nimmt.[74] Nicht zuletzt bergen die scheiternden südlichen Nachbarstaaten im Sahel ein wachsendes Destabilisierungspotential.

Daraus resultieren drei Kategorien von Sicherheitsgefährdungen, die das Vorantreiben der Solarinitiativen erschweren: Erstens Gefährdungen der Investitions- und Rechtssicherheit, zweitens der Energieliefersicherheit unter dem Aspekt politischer und wirtschaftlicher Erpressbarkeit, und drittens Gefährdungen der physischen Sicherheit von ausländischem Personal sowie der Energieinfrastruktur.

Mangelnde Investitionssicherheit stellt in allen nordafrikanischen Staaten, mit der bedingten Ausnahme Tunesiens, ein erhebliches Problem dar (vgl. Tabelle 5). Von Marokko bis Ägypten sind – wenn auch in unterschiedlichem Grade – die Bürokratien schwerfällig, die Korruptionsniveaus hoch und die Justizsysteme wenig unabhängig. Besonders gravierend ist die Situation in den ölreichen Staaten Algerien und Libyen. Die algerischen Investitionsgesetze und Produktionsteilungsabkommen haben sich seit 2006

72 Für das Konzept fragiler Staaten vgl. Ulrich Schneckener, »States at Risk – Zur Analyse fragiler Staatlichkeit«, in: ders. (Hg.), *States at Risk. Fragile Staaten als Sicherheits- und Entwicklungsproblem*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, November 2004 (SWP-Studie 43/2004), S. 5–27.

73 Vgl. Claire Spencer, *North Africa: The Hidden Risks to Regional Stability*, London: The Royal Institute of International Affairs, April 2009 (Chatham House Briefing Paper 2009/1); Werenfels, *Bouteflika zum Dritten* [wie Fn. 22].

74 Vgl. dazu auch Guido Steinberg/Isabelle Werenfels, *Al-Qaida im Maghreb: Trittbrettfahrer oder neue Bedrohung?*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Februar 2007 (SWP-Aktuell 11/2007).

Tabelle 5
Investitionsumfeld in Nordafrika

	Ranking im Global Competitiveness Index 2009/2010 *(World Economic Forum) Länderranking von 133 Staaten*	**Transparency Corruptions Perceptions Index 2009** *Länderranking von 180 Staaten*	**Problematischste Faktoren für geschäftliche Aktivitäten** *(World Economic Forum)*	**Political Instability Index 2009/2010** *(Economist Intelligence Unit) Länderranking von 165 Staaten (Platz 165 für den Staat mit der höchsten Stabilität) Stabilitätsskala 1–10: 1 = hohe Stabilität 10 = geringe Stabilität*
Ägypten	70	111	Schwieriger Zugang zu Finanzierung; Ineffiziente Bürokratie; schlecht ausgebildete Arbeitskräfte; Inflation	106 *5,4* (2007 *4,4*)
Algerien	83	111	Schwieriger Zugang zu Finanzierung; ineffiziente Bürokratie; Korruption; schlecht ausgebildete Arbeitskräfte	61 *6,6* (2007 *4,6*)
Libyen	88	130	Ineffiziente Bürokratie; inadäquates Infrastrukturangebot; Korruption; schwieriger Zugang zu Finanzierung	137 *4,3* (2007 *2,3*)
Marokko	73	89	Schwieriger Zugang zu Finanzierung; Korruption; inadäquates Infrastrukturangebot; hohes Steuerniveau	98 *5,6* (2007 *4,5*)
Tunesien	40	65	Ineffiziente Bürokratie; schwieriger Zugang zu Finanzierung; restriktive Arbeitsregulierungen; Währungsregulierungen	134 *4,6* (2007 *4,6*)

Quellen: World Economic Forum, *The Global Competitiveness Report 2009–2010*, Genf 2009, <www.weforum.org/documents/GCR09/index.html>;
Mo Ibrahim Foundation, *Scores and Rankings*, London 2009, <www.moibrahimfoundation.org/en/section/the-ibrahim-index/scores-and-ranking>;
Transparency International, <www.transparency.org>;
Economist Intelligence Unit, <http://viewswire.eiu.com/site_info.asp?info_name=social_unrest_table&page=noads&rf=0> (Zugriff am 6.1.2010).

mehr und mehr in eine Richtung entwickelt, die für ausländische Investoren ungünstig ist; in Libyen droht Staatschef Qaddafi immer wieder mit der Renationalisierung des Öl- und Gassektors und ist die Nähe zu Personen im Umfeld Qaddafis oft wichtiger für Investoren als die maßgeblichen Bestimmungen der Gesetzestexte. In der Rechtsunsicherheit liegt auch die besondere Verwundbarkeit von Verträgen, die auf spezifische (Solar-)Projekte zugeschnitten sind. Eine Regulierung jeweils für ein Einzelprojekt (regulation by contract) kann folglich nur ein erster Schritt sein, der jedoch nicht von der Aufgabe entbindet, klare Rechtsrahmen und internationale Regelungen zu schaffen.

Doch gilt auch hier, dass diese Probleme weder neu sind noch spezifisch die erneuerbaren Energien

betreffen. Erfahrungen im Öl- und Gassektor haben gezeigt, dass Kooperation dennoch funktionieren kann, wenn der politische Wille im Lande selbst und die Profite für beide Seiten groß genug sind. Obwohl die Wüstenstrominitiativen zumindest kurzfristig auch nicht ansatzweise so lukrativ sein werden wie Geschäfte im Öl- und Gassektor, gibt es in all diesen Staaten politisch einflussreiche Persönlichkeiten mit einem (Eigen-)Interesse an den Initiativen, die im besten Falle Einfluss auf die Gesetzgebung im wirtschaftlichen Bereich haben. Insofern könnte es der Desertec Industrial Initiative über die Einbindung großer südlicher Konzerne und Oligarchen durchaus gelingen, auch in den Partnerstaaten selbst Reformdruck auf die Regierungen auszuüben.

Grundsätzlich lassen sich auch die anderen genannten Probleme – bei Liefersicherheit und physischer Sicherheit – relativieren. Denn erstens sieht selbst die ambitionierte Desertec-Initiative vor, nur rund 15 Prozent des europäischen Stroms aus dieser Region zu importieren. Zweitens wird dem Prinzip der Diversifizierung schon aus technischen Gründen Rechnung getragen: Mit der Umsetzung der Wüstenstrominitiativen werden vier bis fünf Staaten in Nordafrika zu Exporteuren. Das Risiko wird also gestreut. Probleme in oder mit einem der Staaten können durch die Handelsbeziehungen zu anderen Exporteuren aufgewogen werden. Drittens lassen sich aus den Erfahrungen mit Algerien im Öl- und Gassektor mehrheitlich beruhigende Rückschlüsse ziehen: Trotz des Bürgerkriegs in Algerien in den 1990er Jahren und den anhaltenden Aktivitäten bewaffneter islamistischer Gruppierungen blieb die Energieinfrastruktur von größeren Anschlägen verschont. Anschläge in jüngerer Zeit, unter anderem auf ein Elektrizitätswerk (2004) und Gaspipelines (2006 und 2007) in diesem Land, haben kaum nennenswerte Zerstörungen mit sich gebracht.[75] Viertens sind die großflächigen Solarkraftwerke kein leicht zu zerstörendes Ziel. Überdies sind manche alternative Lösungen mit größeren Risiken behaftet: Die Folgen eines Anschlags auf ein Kernkraftwerk, für deren Bau es in allen Staaten der Region Pläne gibt, wären ungleich gravierender (und zweifellos auch medienwirksamer) als diejenigen eines Anschlags auf ein CSP-Kraftwerk. Wesentlich verwundbarer wären die Stromleitungen. Aber auch da muss gesehen werden, dass schon aus Gründen der Netzstabilität mehrere Netzleitungen geplant sind. Fünftens, und das relativiert die Sorge vor politischer Erpressbarkeit erheblich, ist Strom aufgrund seiner physikalischen Beschaffenheit schwer speicherbar. Dagegen können Öl und Gas im Boden belassen werden, um sie zu einem späteren Zeitpunkt zu fördern und gewinnbringend(er) zu verkaufen. Der Stromexporteur verliert die täglichen Einnahmen unwiederbringlich.

Nicht zuletzt gilt, dass die Wüstenstrominitiativen über die bereits beschriebenen Mechanismen zur Stärkung der lokalen Ökonomien langfristig auch einen Beitrag zu mehr Stabilität in den nordafrikanischen Staaten leisten könnten. Insofern konstruieren Bedenkenträger in Europa eine fragwürdige Kausalkette, wenn sie zuerst Voraussetzungen wie »politische Stabilität, Demokratie und Wohlstand« geschaffen sehen wollen, bevor die Solarprojekte lanciert werden können.[76] Die Praxis gerade in Nordafrika hat zudem gezeigt, dass Demokratie – so wünschenswert sie wäre – nicht zwingend etabliert sein muss, um ausländische Direktinvestitionen anzuziehen. Das ausgesprochen autoritäre Tunesien beispielsweise weist einen im regionalen Vergleich hohen Grad an Investitionssicherheit auf. Die von Investoren gewünschte Rechtssicherheit muss folglich nicht mit dem Grad der Demokratisierung korrelieren.

75 Vgl. Jennifer Giroux, *Targeting Energy Infrastructure: Examining the Terrorist Threat in North Africa and Its Broader Implications*, Madrid: Real Instituto Elcano, 13.2.2009 (ARI 25/2009).

76 Vgl. Thomas Kästner/Andreas Kießling, *Energie in 60 Minuten. Ein Reiseführer durch die Stromwirtschaft*, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften, 2009, S. 93–94.

Fazit:
Der Zeitpunkt ist günstig, und die Zeit drängt

Die Hürden und Kosten für die Umsetzung der Solarprojekte sind hoch. Doch stellt sich die Frage, ob es energie- und klimapolitische Alternativen gibt. Wie eingangs gezeigt wurde, ist der Einsteig in die Solar- und die Windenergie in großem Stil letztlich die überzeugendste Antwort auf zwei globale Herausforderungen: Sicherung der globalen Versorgung mit bezahlbarer Energie sowie Umbau zu einem nachhaltigen und klimaverträglichen System. Das heutige Energiesystem stößt an seine Grenzen. Die Verknappung der fossilen Brennstoffe Öl und Gas zeichnet sich ab. Das wirft nicht nur die Frage auf, ob die kohlenstoffbasierte Energieversorgung künftig noch bezahlbar sein wird, sondern birgt auch potentielle Konflikte um Zugang, Nutzung und Verteilung der fossilen Brennstoffe. Abgesehen davon herrscht in vielen Weltregionen Energiearmut – so haben 1,5 Milliarden Menschen derzeit keinen Zugang zu elektrischer Energie.

Die CSP-Projekte sind trotz der zu Beginn anfallenden höheren Kosten ein Schlüssel zu einer sicheren und kostengünstigen Energieversorgung. Untätigsein in der Klima- und Energiepolitik wäre letztlich ungleich teurer, da die Folgen einer drohenden globalen Erwärmung um sechs Grad Celsius bewältigt werden müssten. Die Wüstenstrominitiativen werden mit Blick auf das strategische Zieldreieck der Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaverträglichkeit – mittel- und langfristig kaum Zielkonflikte hervorrufen. Die Projekte können einer Technologie international zum Durchbruch verhelfen, die ein wichtiger Baustein in dem Bemühen sein kann, das Ziel einer Begrenzung der Erderwärmung auf zwei Grad Celsius doch noch zu erreichen. Im Kontext der Solarprojekte muss in solch langfristigen Zyklen gedacht werden.

Wenn bis 2050 größere Mengen von Solar- und Windstrom nach Europa fließen sollen, müssen die Weichen jetzt gestellt werden. Der Zeitpunkt ist günstig. Zwar wird es nach der UN-Klimakonferenz in Kopenhagen im Dezember 2009 für die EU nicht einfacher, einer klimaschonenden Energieversorgung den Weg zu ebnen. Gleichzeitig braucht sie aber auch dringend Partner und neue Instrumente, um ihre Führungs- und Vorreiterrolle im globalen Kampf gegen den Klimawandel zu bewahren und den Einsatz effektiver Marktmechanismen international voranzubringen. Seit Kopenhagen hat sich zudem das Bewusstsein in der Öffentlichkeit geschärft, dass die Zeit drängt und Grundsatzentscheidungen vonnöten sind. Im europäischen Energiesektor stehen ohnehin Neuinvestitionen in Netze und Erzeugungskapazitäten an, deren Betriebsdauer abläuft. Nationale Konjunkturprogramme, die der Wirtschaftskrise in den EU-Mitgliedstaaten gegensteuern sollen, sehen überdies staatliche Förderungen für den Energiesektor vor. Das Projekt, Solarstrom in der Wüste zu erzeugen und teilweise zu importieren, ist in seinen Dimensionen keineswegs exorbitant – weder im Hinblick auf die Höhe der Kosten noch auf die nötigen Zusatzinvestitionen.

Auch im südlichen Mittelmeerraum ist schnelles Handeln gefordert. Hier werden in den kommenden Jahren Grundsatzentscheidungen über den Bau von zusätzlichen Kohle- und Kernkraftwerken fallen. Wenn die Wüstenstrominitiativen zügig umgesetzt werden und damit eine reale, handfeste Option bieten, könnte das Interesse an Kernenergie abnehmen, das in Nordafrika derzeit groß ist. Es kann nur im Sinne europäischer Außenpolitik sein, wenn sich Staaten mit einer wenig berechenbaren inneren Sicherheitslage und einer potentiellen »Proliferationsneigung« nicht der Nuklearenergie zuwenden.

Die Schwierigkeit und besondere Herausforderung besteht darin, in einem hochgradig strukturkonservativen Sektor mit ausgeprägten Pfadabhängigkeiten in der Infrastruktur und Technologie Systembrüche herbeizuführen. Beide Initiativen, der Mediterrane Solarplan und DII, sind auf geeignete politische Rahmenbedingungen angewiesen und setzen den Ausbau der transeuropäischen Netze voraus.

Der konsequente Aufbau eines Supergrid, die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien und der grenzüberschreitende Handel mit grünem Strom werden ohne einen Paradigmenwechsel, ohne einen Bruch in den Regulierungs- und Energiepreispfaden nicht möglich sein. Dieser Bruch muss von der Politik eingeleitet und herbeigeführt werden, und sie muss erläutern, warum er sinnvoll und notwendig ist. Nur dann wird sich die Energiewirtschaft darauf einlassen, den nötigen Bruch auch in den Technologiepfaden des kon-

ventionellen Energiesystems zu vollziehen. Das lässt sich vor allem an der Frage des Aus- und Umbaus der Netze illustrieren. Der bisherige regulative Rahmen richtet den Fokus nach dem vorherrschenden Paradigma des Wettbewerbs auf das operative Tagesgeschäft, gesetzt wird also auf das Recht des Zugangs Dritter und möglichst geringe Kosten. Investitionsschübe zugunsten des Ausbaus der nötigen Infrastruktur sind unter diesen Prämissen kaum zu erwarten. Eine grundlegende Debatte über den Charakter von Infrastruktur als öffentlichem Gut und deren Bedeutung für die künftige Versorgungssicherheit ist daher überfällig. Dabei muss aber auch der Öffentlichkeit vermittelt werden, dass eine verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien nicht ohne die Errichtung eines Supergrids und damit nicht ohne den Bau von Netzleitungen vonstattengehen kann. Der Aufbau eines Smartgrids bedeutet ebenfalls so etwas wie einen Paradigmenwechsel: Erzeugung wird künftig nicht mehr dem Verbrauch angepasst, stattdessen richtet sich die Stromabnahme nach dem Angebot.[77] Das öffentliche Akzeptanzmanagement wird auch hier zu einer großen Herausforderung.

Eine weitere Schwierigkeit ist, dass die anvisierte Kooperation bei Kraftwerksbau und Stromimport eine internationale Vernetzung und Verflechtung mit sich bringt, die politisch erst einmal ohne Äquivalent sind. Vereinfacht formuliert: Die Regulierungshoheit reicht nicht so weit wie der geplante Stromverbund. Die Politik ist also gefragt, in internationaler Kooperation die notwendigen grenzüberschreitenden Rahmenbedingungen zu schaffen. Energiepolitik kann mittelfristig nicht mehr gleichsam als nationales Süppchen gekocht werden. Auch beim Energiemix muss über den eigenen Tellerrand hinaus gesehen und gedacht werden. Selbst wenn man heute die Ziele für das vermeintlich noch weit entfernte Jahr 2050 ins Auge fasst, muss man sich bewusst sein, dass die Frist für die erforderlichen politischen Weichenstellungen sehr kurz ist. Klar ist überdies, dass die von der Internationalen Energie-Agentur (IEA) sehr pointiert geforderte energiewirtschaftliche Revolution nicht allein und im bestehenden Rahmen von den Energieunternehmen vollzogen werden kann.

Wie weiter? – Empfehlungen

Die Solargroßprojekte bedürfen aufgrund ihrer Lernkurven, ihrer Anschub- und Differenzkosten für einen gewissen Zeitraum der Kofinanzierung durch die öffentliche Hand. Nur so wird langfristig nicht nur eine kohlenstoffarme (low-carbon), sondern auch eine kostengünstige (least-cost) Technologie zu haben sein. Angesichts des gesellschaftlichen und politischen Interesses an einer nachhaltigen Energieversorgung und an einer Diversifizierung, die zur Energiesicherheit beiträgt, ist eine staatliche Kofinanzierung auch zu rechtfertigen – nicht zuletzt weil die Umsetzung unwahrscheinlich ist, wenn die Risiken einzig auf die privatwirtschaftlichen Akteure abgewälzt werden.

Dabei sind der Solarplan und die Desertec-Initiative zusammenzudenken. Beide sind Bausteine des gleichen großen Projekts, beide beziehen letztlich die gleichen privatwirtschaftlichen Akteure ein und beide brauchen langfristig die gleichen Rahmenbedingungen, damit sie erfolgreich umgesetzt werden können. Folglich gilt es, die zentralen Schritte und Grundpfeiler zu identifizieren, die eine Verstetigung sowohl der Wüstenstrompartnerschaft als auch der Stromnetzintegration erlauben.

Angesichts der derzeit schwierigen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Solarinitiativen sollten zunächst folgende vier konkrete Schritte im Vordergrund stehen:

- *Erstens* gilt es, möglichst schnell mit der Realisierung von symbolträchtigen Pilot- und Leuchtturmprojekten, konkret von CSP-Kraftwerken, zu beginnen, die dann als Eckpfeiler für die weiteren Umsetzungsmaßnahmen genutzt werden. Für solche Projekte bieten sich derzeit nur Vertragsmodelle auf individueller Basis (regulation by contract) an, wie sie im Erdöl- und Erdgassektor bei Produktionsaufteilungsabkommen (PSAs) übliche Praxis sind. Um ein als gerecht empfundenes Nord-Süd-Kooperationsverhältnis und ausgewogene Wertschöpfungsketten entstehen zu lassen, ist die verstärkte Einbindung nordafrikanischer Firmen unerlässlich.
- *Zweitens* sollte der physische Export von Strom vorerst nicht im Vordergrund stehen, vielmehr gilt es einen virtuellen Handel zum Beispiel über Zertifikate zu organisieren. In Anlehnung bzw. Weiterführung des »Clean Development«-Mechanismus aus dem Kyoto-Protokoll könnten mediterrane

77 »Intelligentes Stromnetz«, in: *Süddeutsche Zeitung*, 1.12.2009.

»grüne Zertifikate« geschaffen werden.[78] EU-Mitgliedsländern und deren Konzernen könnte die Möglichkeit eröffnet werden, über den Erwerb dieser Zertifikate ihre Ziele bei den Emissionen und den erneuerbaren Energien zu erreichen. Mit den erdgasexportierenden Staaten wären auch Swap-Deals möglich, die erlauben würden, den Strom zunächst in Nordafrika zu konsumieren und mehr Gas nach Europa zu exportieren. Denkbar ist auch, im südlichen Mittelmeerraum energieintensive industrielle Produkte mit grünem Strom zu fertigen (z.B. Aluminium) und diese Produkte, mit einem »grünen Label« versehen, in Europa zu verkaufen. Ein Ausbau dieser Mechanismen hätte einen positiven Seiteneffekt: Er würde letztlich auch die klimapolitische Vorreiterrolle der EU wieder stärken, die nach Kopenhagen einen Dämpfer erfahren hat, und könnte einen wegweisenden Prozess zur Entwicklung innovativer und wechselseitig vorteilhafter Marktinstrumente initiieren (*Outreach*-Prozess der Kyoto-Mechanismen).

- *Drittens* obliegt es der Politik beiderseits des Mittelmeers, die erheblichen wirtschaftlichen Risiken über eine garantierte Rendite zu kompensieren. Dazu gehören feste Einspeisevergütungen oder Langfristabnahmeverträge. Vor allem aber muss die Finanzierung durch verbesserte Kreditrahmen, Steuervergünstigungen, Kreditgarantien und grüne Fonds – ähnlich dem Clean Technology Fund der Weltbank – erleichtert werden. Bei der Koordination der Instrumente könnte die EU zudem die Federführung übernehmen.
- *Viertens* sollte mit Blick auf den Anschub der zweiten Phase, dem physischen Stromexport nach Europa, die Schaffung einer Handelsplattform für grünen Strom angestrebt werden. Sie könnte dann zum Entstehen eines integrierten Strommarktes beitragen.

Darüber hinaus sind weitere politisch-regulative Schritte auf der *Ebene der Europäischen Union* vonnöten. Zuallererst bedarf es einer klaren Entscheidung, dass man auf Wüstenstrominitiative und Energiepartnerschaft mit Nordafrika setzt – und bereit ist, die dafür notwendigen Bedingungen zu schaffen. Dazu gehören:

- Die Etablierung eines grenzüberschreitenden grünen Strommarktes in Europa und die Bereitstellung der erforderlichen Netzkapazitäten. Dazu müssen – ähnlich wie für Offshore-Windparks in der Nordsee – ein Super- und ein Smartgrid aus- und aufgebaut werden.
- Neben der Modernisierung der Infrastruktur gilt es die regulativen und institutionellen Rahmenbedingungen im Kontext einer integrierten Klima- und Energiepolitik in der EU anzupassen. Eine Grundsatzentscheidung für einen gemeinsamen grünen Strommarkt muss in der EU und von den Mitgliedstaaten getroffen werden.

Interregionale Ebene: Auch hier empfiehlt sich ein abgestuftes Vorgehen, das unabdingbar ist, will man in einer zweiten Phase dazu übergehen, Strom nach Europa zu exportieren:

- Bleibt die Union für das Mittelmeer wenig effektiv, was wahrscheinlich ist, gilt es in einer »Koalition der Willigen« voranzuschreiten. De facto geschieht dies inoffiziell bereits.
- Gleichzeitig ist es sinnvoll, auf bilateraler Ebene im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik weiterhin auf eine Harmonisierung der Energiemärkte hinzuarbeiten. Denn auf lange Sicht bieten nur liberalisierte Märkte und die Entflechtung von Erzeugung, Transport und Verteilung das für eine nachhaltige Stromwirtschaft erforderliche Umfeld. Dafür können im Sinne der positiven Konditionalität die Finanzinstrumente der sogenannten »governance facility« ausgeschöpft werden, die der Unterstützung reformorientierter Staaten dienen. Die Nachbarschaftspolitik bietet den Vorteil, dass die EU aufgrund des bilateralen Ansatzes den unterschiedlichen Entwicklungen in den südlichen Staaten Rechnung tragen kann. Da Tunesien und Ägypten in den Beziehungen zur EU einen »statut avancé« anstreben, eine Art privilegierte Partnerschaft, die mit Marokko bereits besteht, eröffnet sich die Möglichkeit, Reformen im Energiebereich stärker in die Verhandlungen einzubringen.
- Da die Rechtsunsicherheiten mit einer »regulation by contract« nicht auszuräumen sind, lohnt es sich, darauf hinzuarbeiten, die nordafrikanischen Staaten in ein internationales Vertragswerk einzubinden, das allgemeinverbindliche Regeln für Investitionen, Handel und Transit schafft. Hier könnte die EU die im Dezember 2009 beschlossene Modernisierung des Energiecharta-Prozesses nutzen und sich mit den nordafrikanischen Staaten über notwendi-

78 Kilian Bälz, »Kommentar«, in: Jens Hobohm/Kirsten Westphal, *Strom aus der Wüste – technisch-wirtschaftliche und politisch-regulative Herausforderungen*, Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Dezember 2009 (Arbeitspapier FG8, 6/2009), S. 9–11 (11), <www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6663>.

ge Regeln abstimmen. Das könnte auch zur Wiederbelebung und Stärkung dieses Dialoges und seiner Regel- und Vertragswerke beitragen. Zwar wird dies kein einfaches Unterfangen sein, aber selbst erdgas- und erdölreiche Staaten wie Algerien und Libyen haben ein Interesse an Investitionen, Technologie- und Know-how-Transfer. In diesen Bereichen wird der Regelungsbedarf stetig größer, auch mit Blick auf den Schutz der geistigen Eigentumsrechte.

- Die Akzeptanz der Projekte könnte im südlichen Mittelmeerraum durch Unterstützung für Entsalzungsprojekte und den gleichzeitigen Ausbau der dezentralen Stromversorgung unter anderem auf Basis der Photovoltaik erhöht werden. Dies käme auch der breiten Bevölkerung in den Maghrebstaaten zugute und würde die bei Teilen von ihnen vorhandene Vorstellung etwas zurechtrücken, nach der vor allem europäische Firmen und die eigenen autoritären Regime von der Kooperation profitieren.
- Entscheidend für eine erfolgreiche Umsetzung der Initiativen wird aber nicht zuletzt die Informations- und Kommunikationspolitik in Europa sein: Solarstrom aus Nordafrika wird zumindest anfänglich für europäische Bürger mit höheren Kosten verbunden sein. Wenn es europäischen Politikern nicht gelingt, der Öffentlichkeit die langfristige Relevanz der Solar- und Windprojekte nahezubringen und die Einsicht zu verankern, dass Klima- und Energiesicherheit nicht gratis zu haben sind, dann werden die Solarprojekte in der geplanten Dimension kaum umzusetzen sein, wie ausgeklügelt die Anreize für Investoren und südliche Politiker auch immer sein mögen.

Abkürzungen

Abl.	Amtsblatt der Europäischen Union
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
CCS	Carbon Capturing and Sequestration
CEER	Council of European Energy Regulators
CSP	Concentrated Solar Power (solarthermische Kraftwerke)
DII	Desertec Industrial Initiative
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi (Nationale Gesellschaft für Kohlenwasserstoffe)
ENP	Europäische Nachbarschaftspolitik
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
ESTELA	European Solar Thermal Electricity Association
EuroMeSCo	Euro-Mediterranean Study Commission
GIGA	German Institute of Global and Area Studies (Hamburg)
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IEA	Internationale Energie-Agentur
IMME	Intégration du marché maghrébin de l'électricité/ Maghreb Electricity Market Integration
KV	Kilovolt
KWh	Kilowattstunde
Med-EMIP	Euro-Mediterranean Energy Market Integration Project
MED-ENEC	Efficience Energétique dans le Secteur du Bâtiment en Méditerranée/Energy Efficiency in the Construction Sector in the Mediterranean
MEDREG	Mediterranean Regulators for Electricity and Gas
MENA	Middle East North Africa
MSP	Mediterranean Solar Plan/Mediterraner Solarplan
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEAL	New Energy Algeria
NIF	Neighbourhood Investment Facility
NREA	New and Renewable Energy Authority (Kairo)
PSA	Production Sharing Agreement
PV	Photovoltaik
RCREEE	Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency (Kairo)
SET-Plan	Strategic Energy Technology Plan
SolarPACES	Solar Power And Chemical Energy Systems
TEN-E	Trans-European Energy Networks
TREC	Transmediterranean Renewable Energy Cooperation
TSO	Transmission System Operator
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
UfM	Union für das Mittelmeer
UN	United Nations