

Solarstromexport als Baustein einer Energiepartnerschaft Europas und Nordafrikas

Franz Trieb und Denis Hess

Solarstromexporte von Nordafrika nach Europa über Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ) sind ein nützlicher Baustein, um in europäischen Breiten eine fast vollständige erneuerbare Versorgung zu erreichen. Voraussetzung für deren Realisierung ist ein entsprechender Mehrwert der Exporte nicht nur für Nordafrika, sondern auch für Europa. Dieser ergibt sich aus der guten Regelbarkeit des Stroms aus solarthermischen Kraftwerken, die zusätzlich mit Wärmespeichern ausgestattet sind. Damit ließen sich Leistungsschwankungen des Stromnetzes in den hiesigen Breiten gezielt ausbalancieren. Untersuchungen im Zuge des EU-Projekts BETTER zeigen, wie im Rahmen einer Partnerschaft beider Regionen im Energiebereich ein tragfähiges Geschäftsmodell entwickelt werden kann.

Zunehmende Nachfrage nach regelbarem Strom in Europa

Stromimporte aus erneuerbaren Energien aus nichteuropäischen Ländern nach Europa sind seit 2009 von der Europäischen Kommission vorgesehen und durch Artikel 9 der EU Richtlinie 2009/28/EC geregelt. Von Stromanbietern wird diese Möglichkeit bislang jedoch nicht genutzt. In einer Studie im Auftrag der Europäischen Kommission wurde deshalb untersucht, unter welchen Voraussetzungen ein solcher Import technisch, ökonomisch, ökologisch und sozial sinnvoll wäre [1].

Die Studie kommt u. a. zu dem Ergebnis, dass in Europa zunehmend Nachfrage nach regelbarem und gleichzeitig erneuerbarem Strom entsteht. Dies ergibt sich vor allem vor dem Hintergrund, dass immer mehr fossile Kraftwerke auf der Basis von Kohle und Erdgas durch Strom aus erneuerbaren Energien ersetzt werden sollen.

Dafür müssen nicht nur die bisher benötigten Energiemengen aus Kohle und Erdgas, sondern auch zunehmend die wichtige Funktion konventioneller thermischer Kraftwerke zur Balance und Stabilisierung der Stromnetze durch gleichwertige, gut regelbare Energieträger ersetzt werden. Zu den regelbaren und gleichzeitig erneuerbaren Energiequellen zählen die Biomasse, die Wasserkraft, die Geothermie und solarthermische Dampfkraftwerke mit Wärmespeichern. Leider sind diese Energiequellen in Europa in der benötigten Qualität nur begrenzt verfügbar (siehe Abb. 1).

Das Potenzial solarthermischer Kraftwerke in Nordafrika ist dagegen sehr groß, so



Dampfkraftwerk und Wärmespeicher inmitten des Kollektorfelds der Anlage NOOR 1 in Ouarzazate, Marokko
Foto: Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN)

dass im Fall von Solarstromexporten nach Europa in beiden Regionen ein Mehrwert entstehen kann, ohne Nutzungskonflikte mit der Stromversorgung Nordafrikas zu verursachen. Solare Dampfkraftwerke können in Nordafrika aufgrund der im Durchschnitt mehr als 350 Sonnentage über das ganze Jahr hinweg mithilfe von Wärmespeichern Tag und Nacht gut regelbaren Strom exakt nach Bedarf liefern.

Sowohl die Schwankungen des solaren Energieangebots als auch die des Stromverbrauchs am Netz werden im Kraftwerk ausgeglichen und dessen Leistung jederzeit an den Bedarf angepasst. Damit wird weder das lokale Stromnetz noch das der Nachbarregionen mit Leistungsschwankungen belastet,

obwohl die Sonne als Primärenergiequelle dient. Im Gegenteil: Schwankungen anderer erneuerbarer Energiequellen wie der Windkraft und der Photovoltaik können gezielt ausbalanciert werden.

Selbst wenn die Sonne über längere Zeit nicht scheint, was in Nordafrika nur selten vorkommt, kann mit Zusatzfeuerung aus fossilen Energieträgern oder Biomasse ausgeholfen werden, so dass dem solaren Dampfkraftwerk ganz so wie jedem anderen, konventionellen Kraftwerk jederzeit garantiert ausreichend sichere Leistung zur Verfügung steht. Solarthermische Kraftwerke sind z. B. in Ouarzazate in Marokko bereits zur Deckung des eigenen Strombedarfs des Landes im Einsatz.

Die Untersuchung zeigt auch, dass bereits ein etwa 15-prozentiger Anteil regelbarer Solarstromimporte an der Stromversorgung zu einer massiven Entlastung der für die Energiewende notwendigen Infrastrukturen führen kann. Deutschland müsste z. B. nur fünf solcher Verbindungen mit je 3 GW Leistung schaffen und bräuchte damit etwa 200 GW weniger Netz-, Speicher- und Kraftwerksleistung als bei einem Verzicht auf diese Option. Solarstromimporte von Nordafrika nach Europa könnten damit substantiell zur Realisierbarkeit und Akzeptanz der Energiewende beitragen und helfen, CO₂-Emissionen schneller zu senken [2].

Mehrwert des Solarstroms führt zu einem tragfähigen Geschäftsmodell

Solarstrom aus Afrika ist auf den ersten Blick teurer als Wind- und Photovoltaikstrom hierzulande. Wenn aber in Europa Mangel an Wind- und PV-Strom herrscht, wie z. B. in den frühen Abendstunden oder an trüben, windstillen Tagen, dann steigt auch der Preis, der für die Kilowattstunde Strom bezahlt wird. Wenn solarthermische Kraftwerke besonders in solchen Zeiten erneuerbaren Strom von Nordafrika nach Europa liefern, können beide Seiten profitieren. Für Stromanbieter in Afrika entsteht so ein tragfähiges Geschäftsmodell mit entsprechender Wertschöpfung aus veredelter Sonnenenergie. Stromversorger in Europa profitieren, weil sie ihren Anteil an erneuerbarer Energie bei gleichbleibend sicherer Stromversorgung kostengünstig steigern können.

Energieexporte von Nordafrika nach Europa sollten auf einer Quelle basieren, die keine Konkurrenzsituation mit der Energieversorgung Nordafrikas schafft, dort also reichlich verfügbar ist. Um auch einen Mehrwert in Europa zu schaffen, sollte der Stromimport Qualitäten aufweisen, die in Europa knapp sind. Abgesehen von fossilen Energieträgern erfüllen solarthermische Kraftwerke diese Anforderungen an ein tragfähiges Geschäftsmodell für den Export (siehe Abb. 1). Wegen deutlich weniger Sonnentagen pro Jahr und dem höheren Breitengrad, der ungünstigere Einstrahlungswinkel bedingt, ist die Verfügbarkeit solcher Kraftwerke in Südeuropa im Gegensatz zu Nordafrika be-

Quelle	Typ	Qualität	Verfügbarkeit in Nordafrika	Verfügbarkeit in Europa	Business Case
Biomasse	erneuerbar	gut regelbar	knapp	vorhanden	nein
Wasserkraft	erneuerbar	teilweise gut regelbar	knapp	vorhanden	nein
Geothermie	erneuerbar	begrenzt regelbar	knapp	knapp	nein
solarthermische Kraftwerke	erneuerbar	gut regelbar	reichlich	knapp	ja
Photovoltaik	erneuerbar	fluktuierend	reichlich	reichlich	nein
Windkraft	erneuerbar	fluktuierend	vorhanden	reichlich	nein
Kohle / Braunkohle	fossil	teilweise gut regelbar	nicht vorhanden	vorhanden	nein
Erdgas	fossil	gut regelbar	vorhanden	knapp	ja
Erdöl	fossil	gut regelbar	vorhanden	knapp	ja
Nuklear	fossil / Uran	begrenzt regelbar	nicht vorhanden	vorhanden	nein

Abb. 1 Für den Export von Nordafrika nach Europa relevante Eigenschaften von Energiequellen

sonders im Winter stark eingeschränkt und damit keine Konkurrenz für die Importe.

Kein Supernetz, sondern einzelne Punkt-zu-Punkt-Verbindungen

Im BETTER-Projekt wurde auch untersucht, ob es günstiger ist, den Strom aus solarthermischen Kraftwerken über HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen oder über ein sog. „Supergrid“ nach Europa zu transportieren. Unter einem Supergrid versteht man ein in ganz Europa gut ausgebautes Stromnetz, das in der Lage ist, den eingespeisten Strom aus schwankendem erneuerbarem Angebot jederzeit aufzunehmen und bedarfsgerecht über ganz Europa an die Abnehmer zu verteilen.

Am Beispiel einer Studie der Dii GmbH aus dem Jahr 2012 zeigt sich, dass der Aufwand für ein solches Supergrid immens wäre. Das Stromnetz Deutschlands müsste z. B. auf das Achtfache seiner heutigen Netztransferleistung erweitert werden (von 8 auf 64 GW), das Spaniens sogar auf das 55-fache (von 3 auf 170 GW), wenn man erneuerbare Versorgungsanteile von über 90 % auf diese Weise erreichen wollte [3].

HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Leitungen haben dagegen den Vorteil, dass sie Solarkraftwerke in Nordafrika direkt mit Ballungszentren in

Europa verbinden, wo große Stromnachfrage besteht und wo die Netzinfrastruktur zur Verteilung großer Strommengen bereits vorhanden ist (siehe Abb. 2). Dort kann der Solarstrom Schwankungen im lokalen Stromnetz ausbalancieren, genau wie es Kern-, Kohle- und Gaskraftwerke heute tun, und damit diese in ihrem vollen Funktionsumfang ersetzen. Die bisher verwendeten Kohle- und Gaskraftwerke können ggf. als stille Kapazitätsreserve erhalten bleiben und verbrauchen dann nur im Ausnahmefall fossile Energieträger.

Einzelne Punkt-zu-Punkt-Leitungen könnten bei entsprechender Weiterentwicklung der HGÜ-Technologie zu einem Netz verknüpft werden und Strom in beide Richtungen transportieren, falls sich das als machbar und sinnvoll erweist. Dies ist eine denkbare Option für die ferne Zukunft, jedoch keine Voraussetzung für die ersten Anlagen und nicht Teil des hier vorgeschlagenen Konzepts.

Der Bau interkontinentaler HGÜ-Leitungen führt zu ähnlichen Herausforderungen und auch Lösungsstrategien wie der Bau internationaler Pipelines für Erdgas oder Erdöl. Es handelt sich bei dem hier vorgeschlagenen Konzept tatsächlich um Infrastrukturen, die man „Solar-Electricity-Pipelines“ nennen könnte, die wertvolle regelbare und gleichzeitig erneuerbare Energie aus der Ferne

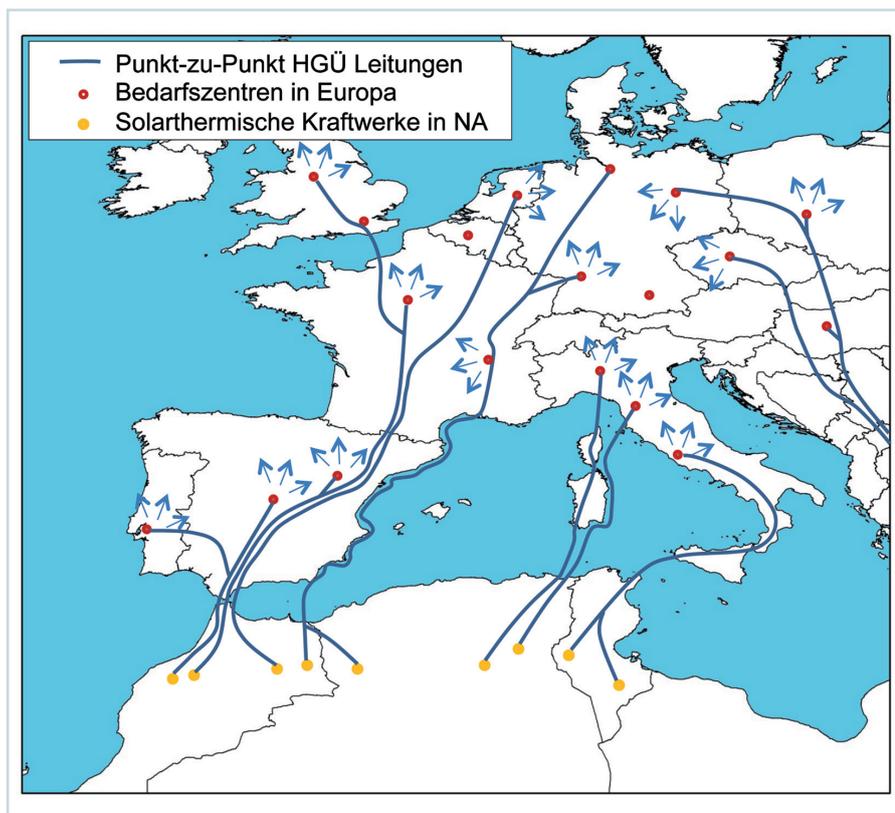


Abb. 2 Skizze von HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Leitungen, die regelbaren Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika in die europäischen Ballungszentren bringen und dort ins konventionelle Stromnetz einspeisen
Quelle: [7]

nach Europa bringen, weil Energiequellen mit diesen beiden Eigenschaften in Europa ein knappes Gut sind.

Der größte Unterschied zu Öl- und Gas-Pipelines besteht darin, dass nicht Millionen Tonnen Material, sondern lediglich Elektronen transportiert werden müssen. In den Ländern Nordafrikas wird dabei keine endliche Lagerstätte ausgebeutet, sondern eine extrem große, unerschöpfliche Energiequelle erschlossen und veredelt. Aus den Exporterträgen kann Nordafrika u. a. den lokalen Ausbau erneuerbarer Energien für den eigenen Bedarf mitfinanzieren.

Die wichtigsten Erfolgsfaktoren für solche großen Infrastrukturen konnten am Beispiel erfolgreicher Projekte wie z. B. der Nord Stream Gas-Pipeline identifiziert werden, die über die Baltische See durch viele verschiedene Länder führt und Russland mit Deutschland verbindet [4]:

- Tragfähiges Geschäftsmodell mit Wertschöpfung in Export-, Import- und Transitländern;

- konkrete, technisch und ökonomisch genau quantifizierbare Infrastruktur;
- sicherer Stromabnahmevertrag zwischen zuverlässigen Anbietern und Abnehmern;
- von Investoren unabhängige Projektentwicklung;
- EU Project of Common Interest (PCI);
- keine Subventionen, aber öffentliche Unterstützung durch Garantien, die das Projektrisiko und damit die Kapitalkosten minimieren;
- Einhaltung höchster internationaler Standards bei der Projektdurchführung;
- transparente Kommunikation zwischen Projekt und Öffentlichkeit;
- Partizipation und Kompensationsmaßnahmen für alle betroffenen Kommunen;
- keine Pilotanlage möglich, daher detaillierte Machbarkeits- und Projektstudien notwendig.

Kooperative Finanzierungsstrukturen und Risikominimierung

Infrastrukturprojekte, die über tausende Kilometer Entfernung reichen, scheitern

oft am Widerstand betroffener Kommunen, die sich übermäßig belastet, von der Wertschöpfung aber weitgehend ausgeschlossen und damit grundsätzlich übervorteilt fühlen. Transparente, bilaterale, schnelle und dauerhafte Kommunikation zwischen Projektleitung und Öffentlichkeit sowie starke Partizipation bei der Projektentwicklung und bei der Projektfinanzierung besonders auch in den Transitländern sind entscheidende Voraussetzungen für die erfolgreiche Durchführung. Kooperative Projekt- und Finanzierungsstrukturen, die lokal und kleinräumig bereits heute erfolgreich angewandt werden, müssen für solche Unternehmungen erweitert und auf internationaler Ebene eingerichtet werden.

Die Finanzierung großer Investitionen ist praktisch nur möglich, wenn sie als beinahe risikolos gelten. Dann erst sinken die von den Investoren geforderten Zinsen und das Produkt wird bezahlbar. Die Basis dafür ist eine sehr detaillierte, umfassende Kenntnis aller Faktoren, die das Geschäftsmodell, die technischen Strukturen sowie die Auswirkungen auf Umwelt und Gesellschaft betreffen. Im Gegensatz zu einem „Supergrid“ sind „Solar Electricity Pipelines“ technisch und ökonomisch sehr genau quantifizierbar. Ein sicherer Stromabnahmevertrag zwischen glaubwürdigen Partnern ist die wichtigste Grundlage eines solchen Unternehmens. Die Sicherheit kann weiter erhöht werden, wenn dieser Vertrag durch internationale Garantien abgesichert werden kann [5].

Unabhängigkeit, Transparenz und höchste internationale Standards bei der Durchführung und Auftragsvergabe sind wichtige Voraussetzungen für eine saubere Projektentwicklung und die Vermeidung von Widerständen. Letztlich ist auch die offizielle Anerkennung als „Project of Common Interest“ (PCI) durch die Europäische Kommission und durch die betroffenen nationalen und regionalen Behörden ein wichtiger Baustein für die Akzeptanz.

Detaillierte Machbarkeitsuntersuchung als Basis für internationale Akzeptanz

Das BETTER-Projekt beschreibt den ersten Entwurf einer solchen Infrastruktur, die ein

solarthermisches Kraftwerk in Marokko mit einem Ballungszentrum in Baden-Württemberg verbinden und regelbaren Solarstrom nach Bedarf liefern könnte. Damit liegen erste Erkenntnisse über denkbare Produktionsstandorte in Nordafrika und Einspeisepunkte in Europa vor. Zudem konnten an diesem Beispiel Stromerträge, Kosten, Umweltwirkungen und soziale Auswirkungen einer solchen Infrastruktur erstmalig grob quantifiziert werden.

Diesen Schätzungen zufolge würde ein Solarkraftwerk samt Wasserversorgung und HGÜ von Marokko nach Deutschland in puncto Nettoleistung (3 GW), Strommenge (ca. 20 Mrd. kWh/a) und Kosten (ca. 30 Mrd. €) deutlich günstiger sein als z. B. das Kernkraftwerk Hinkley Point C in Großbritannien mit 43 Mrd. € bei etwa gleicher Leistung [6]. Bei einer Kapitalrückzahlung (Annuität) von 5 % der Investition pro Jahr und Betriebskosten inklusive Ausgleichszahlungen für den Landbedarf von etwa 0,045 €/kWh sind Stromkosten von ca. 0,12 €/kWh erreichbar [7]. Spätere Projekte und solche mit geringerer Entfernung zwischen Produktions- und Verbrauchsstandorten können Stromkosten zwischen 0,07 und 0,11 €/kWh erreichen [8].

Eine Abstimmung des Konzepts konnte bisher nur mit einigen wenigen der potenziell beteiligten Stakeholder durchgeführt werden. Damit liegt zwar ein erstes, ermutigendes Bild einer solchen Infrastruktur vor, das zeigt, dass diese einen sinnvollen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung Nordafrikas und Europas leisten kann. So würden in der Wüste Marokkos mit nur einem Projekt potenziell tausende direkte Arbeitsplätze sowie Trinkwasser und Lebensraum für weitere tausende Menschen geschaffen. Für eine konkrete Projektentwicklung und eine umfassende internationale Akzeptanz des Konzepts reichen die o. g. Voruntersuchungen jedoch bei Weitem nicht aus.

Die Idee, zunächst einmal mit einer kleinen Demonstrationsanlage anzufangen, läuft leider ins Leere: HGÜ-Leitungen, die regelbaren erneuerbaren Strom in entfernte Ballungszentren transportieren, sind seit Jahrzehnten auf fast allen Kontinenten in Betrieb [9]. Solarthermische Kraftwerke laufen erfolgreich seit 1985. Eine „Pilotanlage“

für Solarstromexporte südlich des Mittelmeeres ohne Verbindung nach Europa wäre relativ unwirksam und wenig repräsentativ. Sie entspräche einer kleinen „Pilotbrücke“ auf nur einer Seite eines Flusses. Es muss (und kann) also von Anfang an eine komplette Anlage in vollem Umfang gebaut werden. Dieser Tatsache kann nur durch eine umfassende Untersuchung (Pilot Study) begegnet werden, der es gelingt, eine konkrete erste Solar-Electricity-Pipeline von Nordafrika nach Europa zu identifizieren, im Detail technisch, wirtschaftlich und ökologisch zu beschreiben und damit die Akzeptanz aller beteiligten internationalen Stakeholder zu erreichen.

Die Auswahl potenzieller Inhalte einer Pilotstudie für eine erste Solar Electricity Pipeline stellt sich wie folgt dar:

■ *Geografische Untersuchung*

- Bedarfsanalyse und Identifizierung potenzieller Importregionen in Europa
- Identifizierung von Produktionsstandorten in potenziellen Exportregionen
- Analyse potenzieller HGÜ-Verbindungskorridore

■ *Technische und wirtschaftliche Untersuchung*

- Prüfung der technischen Machbarkeit, Auslegung und Ertragsanalyse
- Prüfung der wirtschaftlichen Machbarkeit und Entwurf der Finanzierung
- Entwurf von Logistik und Zeitplan

■ *Umwelt- und Gesellschaftsverträglichkeitsprüfung*

- Prüfung der Umweltverträglichkeit
- Prüfung der sozio-ökonomischen Verträglichkeit und Risiken
- Prüfung der Akzeptanz und Gestaltung von Partizipationsmöglichkeiten
- Chancen und Potenziale der Replikation

■ *Politische und regulatorische Rahmenbedingungen*

- Analyse und Empfehlungen bzgl. der politischen Rahmenbedingungen
- Analyse und Empfehlungen bzgl. der regulatorischen Rahmenbedingungen

Replikation und Potenziale des Konzepts

Die erste Anlage dieser Art wäre bei erfolgreicher Umsetzung der Start für eine ganze Serie von potenziellen Punkt-zu-Punkt-Ver-

bindungen, die hochwertigen, regelbaren Solarstrom von Nordafrika in andere Regionen bringen können. Über den Bedarf solcher Stromimporte in den Ländern Europas liegen bereits erste Schätzungen vor [10], die diesen mit etwa 15 % der jährlich verbrauchten Strommenge quantifizieren.

Zum möglichen Bedarf in den Ländern südlich der Sahara gibt es bisher noch keine Untersuchungen. Auch in anderen Wüstengebieten weltweit könnten Potenziale für dieses Konzept existieren.

Nachhaltigkeit und Integration mit der lokalen Wirtschaft

Durch ein solarthermisches Kraftwerk mit 3 GW Nettoleistung würden etwa 5.000 direkte Arbeitsplätze vor Ort geschaffen. Die dafür in Frage kommenden Standorte zeichnen sich durch extrem hohe solare Einstrahlung und durch große Trockenheit und Wassermangel aus. Das für den Betrieb des Kraftwerks und die Belegschaft notwendige Trinkwasser muss deshalb per Pipeline herangeschafft werden. Weil es die Wasserversorgung des Landes nicht belasten darf, muss das Kraftwerk einen Teil seiner Energie für die Meerwasserentsalzung reservieren.

Da der direkte Wasserbedarf der Anlage deutlich geringer ist als der, der den Bau einer Entsalzungsanlage mit Pipeline rechtfertigen würde, stellt eine wirtschaftlich sinnvolle Wasserversorgung wesentlich größere Wassermengen zur Verfügung, von denen umliegende Kommunen und die lokale Land- und Forstwirtschaft profitieren können. Bäume und Sträucher als Wind- und Staubschutz zwischen den Kollektorfeldern wirken der Bodenerosion entgegen. Die Kollektoren spenden Schatten, der zusammen mit Tropfwasser aus der Spiegelreinigung zur Entstehung von Grasland führen kann und damit Voraussetzungen für Weidewirtschaft schafft. Das solarthermische Kraftwerk kann anfallende organische Abfälle für eine kostengünstige und umweltfreundliche Zusatzfeuerung zur Dampferzeugung nutzen.

Weitere Infrastrukturen und Dienstleistungen sind notwendig, um die Belegschaft vor Ort zu versorgen, so dass kleinere bis mitt-

lere kommunale Strukturen mit weiteren zehntausenden Einwohnern und indirekten Arbeitsplätzen entstehen bzw. Perspektiven für bereits bestehende Kommunen in der Nähe geschaffen werden können. Tausende Ausbildungsplätze in vielen Bereichen und Disziplinen sind für die Realisierung weiterer Projekte dieser Art und für die Weiterentwicklung des Konzepts notwendig. Damit entstehen für viele junge Menschen aus Nordafrika und Europa Impulse und Perspektiven für gemeinsame Arbeitsplätze und Ausbildung im Rahmen nachhaltiger Innovationen und Entwicklung.

Nächster Schritt: Pilotuntersuchung

Ein nächster Schritt zur Realisierung einer ersten „Solar Electricity Pipeline“ wäre eine Verankerung im Rahmen einer Energiepartnerschaft zwischen Nordafrika und Europa mit dem konkreten Ziel, die notwendigen Mittel für eine umfassende und detaillierte Pilotuntersuchung im Rahmen internationaler Forschungs- und Infrastrukturprogramme auszuschreiben.

Die Untersuchung sollte bei entsprechend positivem Ergebnis in Planung und Bau einer ersten Anlage münden. Das Projekt und vor allem die Pilotstudie sollte nicht

auf die offizielle Vollendung einer EU-NA Partnerschaft warten müssen, sondern im Gegenteil zeitnah gestartet werden und als greifbare Initiative und erster Baustein auf dem Weg zu einer solchen Partnerschaft dienen.

Anmerkungen

- [1] BETTER: Bringing Europe and Third Countries closer together through Renewable Energies. WP3 North Africa Case Study, 2014 (abrufbar unter: <http://www.better-project.net/content/results>); siehe auch die DLR-Website für die Nordafrika-Fallstudie: http://www.dlr.de/tt/de/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-35572/
- [2] Siehe Trieb, F.: Integration erneuerbarer Energiequellen bei hohen Anteilen an der Stromversorgung. In: „et“ 63. Jg. (2013) Heft 7, S. 28-32 (abrufbar unter: http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/artikel_2013_07_trieb.pdf).
- [3] Dii GmbH; Fraunhofer ISI: Desert Power 2050 - Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA. München, Juni 2012, S. 71 (abrufbar unter: http://desertenergy.org/wp-content/uploads/2015/09/dp2050_study_web.pdf).
- [4] Siehe Nord Stream: Secure Energy for Europe – The Nord Stream Pipeline Project 2005-2012. Zug, 2013 (abrufbar unter: <http://www.nord-stream.com/press-info/library/>).
- [5] Waissbein, O.; Glemarec, Y.; Bayractor, H.; Schmidt, T. S.: Derisking Renewable Energy Investment – A

Framework to Support Policymakers in Selecting Public Instruments to Promote Renewable Energy Investments in Developing Countries. United Nations Development Programme (UNDP), New York, 2013 (abrufbar unter: www.undp.org/drei).

[6] Europäische Kommission: Staatliche Beihilfen: Kommission beschließt, dass geänderte britische Fördermaßnahmen für Kernkraftwerk Hinkley Point mit EU-Recht vereinbar sind. Pressemitteilung vom 8.10.2014 (abrufbar unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-1093_de.htm).

[7] BETTER (siehe Fn. [1]).

[8] Trieb, F.; Schillings, C.; Pregar, T.; O'Sullivan, M.: Solar Electricity imports from the Middle East and North Africa to Europe. In: Energy Policy 42 (2012), S. 341-353.

[9] ABB : HVDC (abrufbar unter : <http://new.abb.com/systems/hvdc>).

[10] Trieb, F.; Müller-Steinhagen, H.: Europe-Middle East-North Africa Cooperation for Sustainable Electricity and Water. In: Sustainability Science Vol. 2, No. 2 (2007), S. 205-219 (abrufbar unter: <http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11625-007-0025-x#/page-1>); Trieb et al. (siehe Fn. [8]); BETTER (siehe Fn. [1]).

*Dr. F. Trieb, Dipl.-Ing. D. Hess, Institut für Technische Thermodynamik – Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
franz.trieb@dlr.de
denis.hess@dlr.de*