

Solarthermische Kraftwerke - Standortpotentiale, Standortanalysen, Stromtransport

Dr. Franz Trieb DLR, Dr. Volker Quaschnig DLR/PSA, Christoph Schillings, DLR, Dipl.-Systemwiss. Stefan Kronshage, DLR, Dipl.-Phys. Gregor Czisch, ISET

Einleitung

Die globalen solaren Energieressourcen sind unterschiedlich verteilt: auf der einen Seite Länder mit hohem Strahlungs- und Flächenpotential, aber relativ geringem Stromverbrauch im Sonnengürtel der Erde, auf der anderen Seite die Industrieländer des Nordens, mit sehr hohem Bedarf an sauberer Energie, aber vergleichsweise geringerem Strahlungs- und Flächenangebot.

Entscheidungen zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke, zum Aufbau entsprechender industrieller Infrastrukturen und zur Initiierung von Kraftwerksprojekten erfordern die genaue Kenntnis der technischen und wirtschaftlichen Potentiale einer Region. Verlässliche Informationen zur solaren Energieressource, zu Flächenressourcen und zu den Ausbaupotentiale solarthermischer Kraftwerke waren bisher insbesondere in den Ländern des Sonnengürtels der Erde eher spärlich, das Verhalten von Entscheidungsträgern in Politik und Wirtschaft bezüglich der Projektentwicklung und Markteinführung entsprechend zurückhaltend.

Der Beitrag stellt innovative Instrumente zur flächendeckenden Erkundung der weltweiten Potentiale auf der Basis von Satellitenfernerkundung und geografischen Informationssystemen vor, und erörtert Strategien einer internationalen Nord-Süd-Kooperation zur gemeinsamen, synergetischen Nutzung der solaren Energiepotentiale mit solarthermischen Kraftwerken.

Ermittlung der solaren Energieressourcen

Der erste Schritt zur Ermittlung der Standortpotentiale einer Region ist die Erkundung der solaren Energieressource. Dies kann zum einen durch die Auswertung von Messungen der solaren Strahlungsintensität erfolgen [1], [2]. Dieses Verfahren kann bei sorgfältiger Durchführung relativ genaue Ergebnisse für die unmittelbaren Standorte der Messungen liefern, ist aber sehr aufwändig, kostspielig und wenig genau, wenn es darum geht, die Potentiale größerer Regionen zu erfassen. Auch zeigen die Erfahrungen aus den Sonnenländern, dass dort nur wenige zuverlässig kalibrierte und lückenlose Messreihen existieren.

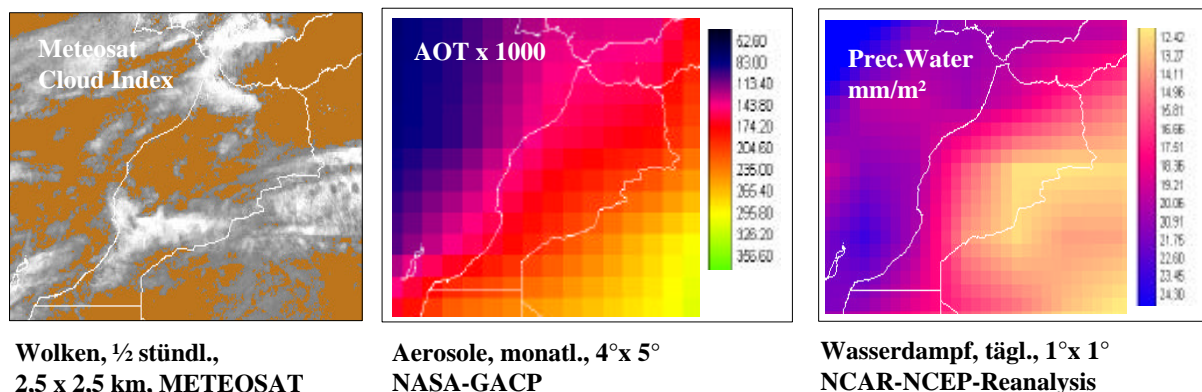


Abbildung 1: Satellitenfernerkundung atmosphärischer Bestandteile wie Wolken, Aerosole, Wasserdampf, Ozon, Gase usw. als Funktion von Ort und Zeit am Beispiel Marokko

Ein neues Verfahren zur flächendeckenden Bestimmung der solaren Strahlungsressource beruht auf der Satellitenfernerkundung der das Sonnenlicht absorbierenden, reflektierenden oder streuenden Komponenten der Atmosphäre. So liefert z.B. der geostationäre europäische Wettersatellit METEOSAT 7, der etwa 36.000 km über dem Schnittpunkt des Äquators und des Nullmeridians steht, halbstündlich Bilder der Erde im infraroten und sichtbaren Wellenlängenbereich, aus der u.a. die Art und Transparenz der durchziehenden Wolken ermittelt werden kann [3].

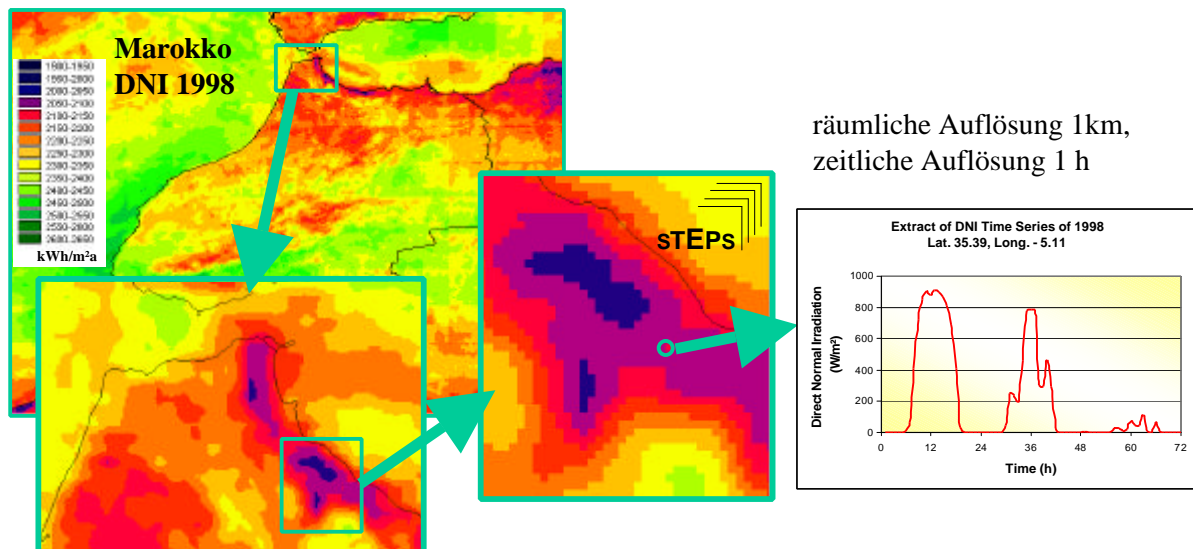


Abbildung 2: Flächendeckende Berechnung der Jahressumme der Direkt-Normal-Strahlung (DNI) aus dem Transmissionsgrad der atmosphärischen Bestandteile sowie Extraktion einzelner Zeitreihen zur detaillierten Standortevaluierung

Andere Komponenten der Atmosphäre wie z.B. Aerosole, Wasserdampf, Ozon usw. können ebenso direkt aus Satellitenbeobachtungen oder aus entsprechenden Re-Analysen solcher Daten gewonnen werden (Abbildung 1). Für jede Komponente muss auf der Basis empirischer Gleichungen der entsprechende Transmissionskoeffizient für die Solarstrahlung als Funktion des quantitativen Anteils dieser Komponente ermittelt werden. Nicht alle Datensätze liegen dabei in der hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung vor wie die Wolkendaten, haben in der Regel aber auch deutlich geringeren Einfluss und geringere Variationsbreite als diese.

Aus dem Produkt der Transmissionskoeffizienten aller Bestandteile der Atmosphäre und der aus der zeitlich variablen Erde-Sonne-Geometrie ermittelbaren extraterrestrischen Strahlung kann im Stundentakt für jeden Punkt am Boden die Intensität der Direktstrahlung auf ideal nachgeführte, konzentrierende Kollektorsysteme, die sogenannte Direkt-Normal-Strahlung (DNI) berechnet werden.

Auf diese Weise können zum einen elektronische Karten der Jahressumme der DNI [in kWh/m²a] erstellt werden, zum anderen können aber auch stündliche Zeitreihen der DNI [in W/m²] für die Bewertung von Einzelstandorten generiert werden (Abbildung 2). Gegenüber Bodenmessungen wurden bisher je nach Standort systematische Abweichungen dieses Verfahrens in der Größenordnung zwischen ± 5 und ± 15 % bezüglich der Jahressumme der DNI beobachtet. Die bisher angewandten Satellitenverfahren liefern damit flächendeckend in etwa die Qualität eines geschlossenen, gut gewarteten Netzes von Bodenmessstationen mit je 50 km Abstand.

Um aussagekräftige Ergebnisse über die Solarstrahlungsressource liefern zu können, reicht die Analyse eines - willkürlich herausgegriffenen - Jahres nicht aus [2]. Deshalb wird am DLR

im Rahmen der Projekte „Solar and Wind Energy Resource Assessment SWERA“ (UNEP/GEF), „Solarthermische Kraftwerkstechnologie für den Schutz des Erdklimas SOKRATES“ (BMU/ZIP), dem internen Projekt „Solar Energy Mining SOLEMI“ und dem EU-Projekt HELIOSAT-3 angestrebt, die bisher vorhandenen Datenarchive auf 5 Jahre - mittelfristig auf bis zu 10 Jahre - zu erweitern und die Qualität der Produkte u.a. auch durch die Nutzung des kürzlich gestarteten Wettersatelliten Meteosat Second Generation (MSG) weiter zu verbessern.

Ermittlung der Standort- und Flächenressourcen

Der zweite Schritt zur Ermittlung potentieller Standorte für solarthermische Kraftwerke ist die Erkundung potentiell geeigneter Flächen zu deren Aufstellung bzw. der Ausschluss von Flächen, die aufgrund ihrer Orographie, industrieller, land- oder forstwirtschaftlicher Nutzung, schützenswerter Natur- oder Kulturwerte oder durch die Bedeckung mit Wasser, Treibsand, Sümpfen o.ä. nicht als Standorte in Frage kommen.

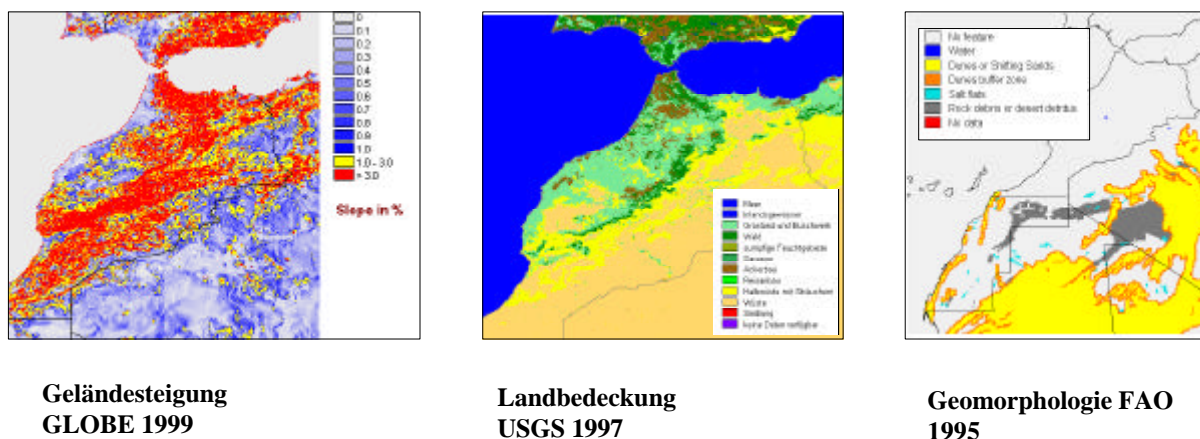


Abbildung 3: Ausschluss ungeeigneter Flächen anhand bestimmter Kriterien bezüglich Geländesteigung, Landbedeckung, Geomorphologie, Hydrografie, Schutzgebiete usw. am Beispiel Marokko

Besonders sind für diesen Zweck geografische Informationssysteme (GIS) geeignet, das sind elektronische geografische Datenbanken, die weltweit zunehmend im Bereich der infrastrukturellen Planung und Projektentwicklung eingesetzt und mit einer ständig verbesserten und aktualisierten Datenbasis ausgestattet werden. Abbildung 3 zeigt einige Beispiele solcher Datensätze für Marokko. Nach einer - frei wählbaren - Festlegung der Ausschlusskriterien für solarthermische Kraftwerke (z.B. Geländesteigung nicht größer als 2,1 %, keine Wälder, keine landwirtschaftliche oder anderweitige Nutzung, keine Schutzgebiete usw.) können diese Datensätze mit Hilfe eines geografischen Informationssystems so kombiniert werden, dass diejenigen Flächen ausgewiesen werden, die keinerlei Ausschlussmerkmale aufweisen (Abbildung 4). Auf diese Weise erhält man eine elektronische Maske aller - bezüglich der angewandten Kriterien - potentiellen Standorte eines Landes.

Knapp 38 % aller bewerteten Standorte Marokkos sind prinzipiell für die Errichtung von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken geeignet. Gut 62 % sind durch Ausschlussmerkmale als ungeeignet einzustufen. Die wesentlichen Ausschlussflächen verlaufen entlang der Gebirgrücken des Atlas - gut zu erkennen sind die einzelnen Gebirgszüge (Hoher Atlas in Südwest-Nordost-Richtung, Anti-Atlas im Süden, Rif-Gebirge im Norden). Die Meseta-Ebene (Nordwest-Küste) weist die größten zusammenhängenden geeigneten Standortflächen auf. Insbesondere der Küstenabschnitt von Casablanca im Norden bis nach Safi ist lediglich von kleinräumigen Ausschlussflächen durchschnitten. Ähnlich weiträumig geeignete Flächen zeigt das ‚Hochland der Schotts‘ im Nordosten und das Grenzgebiet zur Westsahara. Auffäl-

lig ist der weitgehend von Ausschlussmerkmalen unberührte Keil, der sich von der Westküste her südlich von Agadir zwischen Hohen Atlas und Anti-Atlas schiebt. Die dort zu sehende runde Ausschlussfläche ist die Sicherheitszone um den Großflughafen von Agadir-Almassira.

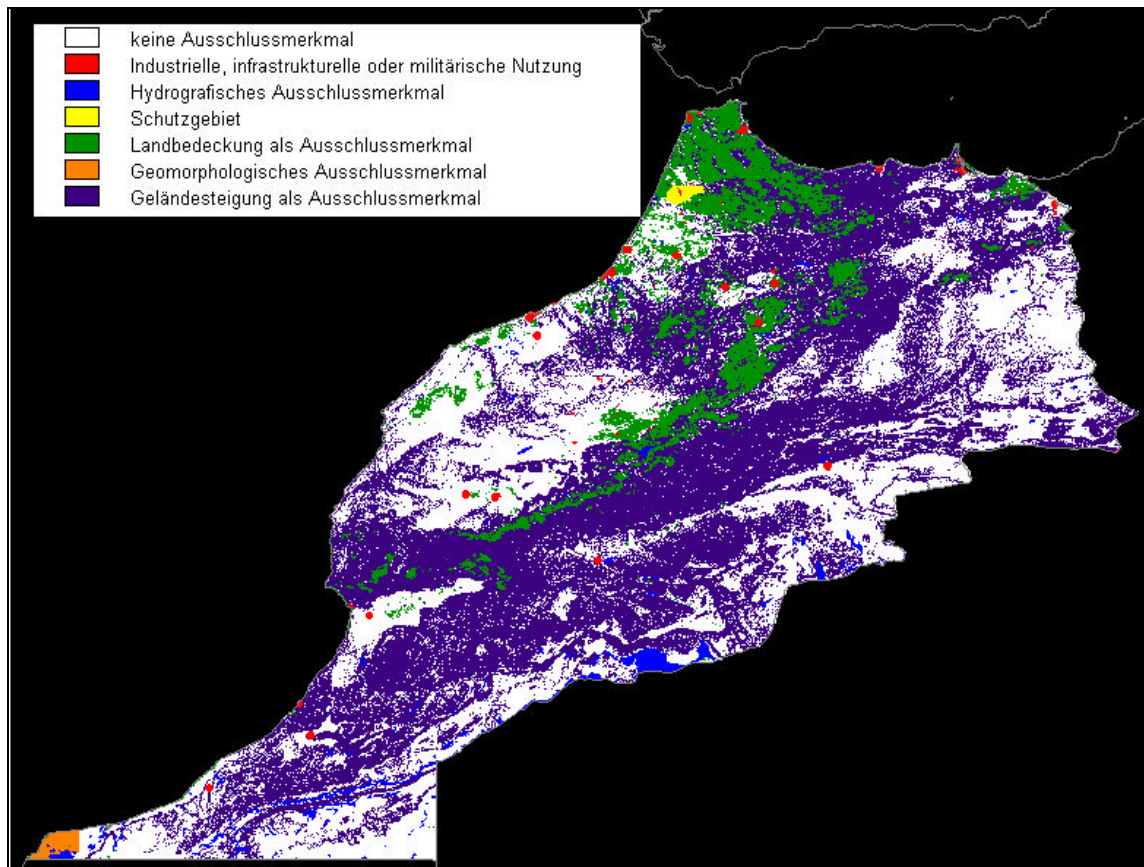


Abbildung 4: Zusammenfassung aller Ausschlussmerkmale am Beispiel Marokko

Eine zu hohe Geländesteigung ist der häufigste Grund für einen Standortausschluss, was angesichts der Orografie Marokkos zu erwarten war. Zu den ungeeigneten Landbedeckungsformen gehören die landwirtschaftlich genutzten Flächen im Norden Marokkos sowie Wälder im Hohen Atlas. Als hydrografisches Ausschlussmerkmal gut zu erkennen sind die Überschwemmungsflächen der zahlreichen Nebenarme und Zuflüsse des Qued Drâa, dem mit 1200 Kilometern längsten Fluss Marokkos. Im äußersten Südwesten des Landes ist der Beginn eines Dünenfeldes zu erkennen (geomorphologisches Merkmal), das sich entlang der Küste in die Westsahara ausdehnt. Industrie und Infrastruktur sowie das ‚Bokkoays‘-Schutzgebiet im Norden Marokkos haben relativ unbedeutende Anteile an den Ausschlussflächen.

Modellierung der Erträge

Kalkulatorisch würden die oben ermittelten, prinzipiell geeigneten Standorte in Marokko ausreichen, um den heutigen weltweiten Stromverbrauch mit Sonnenenergie zu decken [6]. Deshalb ist es erforderlich, die verbleibenden Standorte in einer Rangliste zu klassifizieren, um Entscheidungen über die konkrete Durchführung von Projekten, über nationale Ausbaustrategien und über Marktpotentiale solarthermischer Kraftwerke treffen zu können. Deshalb muss eine relativ detaillierte Berechnung der solaren Stromerzeugung für alle verfügbaren Standorte durchgeführt werden, um so über die unterschiedlichen Erträge die jeweilige Qualität der Standorte bewerten zu können.

Zu diesem Zweck wird ein Modell für ein gegebenes solarthermisches Kraftwerkskonzept (z.B. Parabolrinnenkraftwerk des Typs SEGS, 200 MW, rein solar, ohne Speicher) erstellt und damit aus den weiter oben genannten Zeitreihen der DNI für jeden Standort im Stundentakt die solare Stromerzeugung berechnet. Übertragungsverluste zum nächstgelegenen Hochspannungsnetz werden ebenso berücksichtigt wie der Energieaufwand zur Bereitstellung von Kühlwasser. Dabei werden alternativ die drei Kühlungstypen Meerwasserdurchlaufkühlung, Verdampfungskühlung und Trockenkühlung im Modell implementiert, wobei standortabhängig die jeweils wirtschaftlichste Lösung gewählt wird. Ein Ergebnis dieser Rechnungen ist z.B. eine elektronische Karte der jährlichen solaren Stromerträge (Abbildung 5).

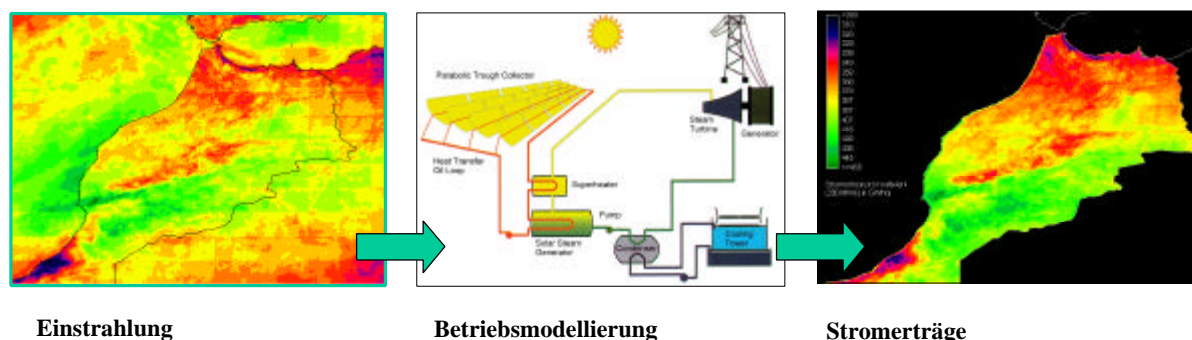


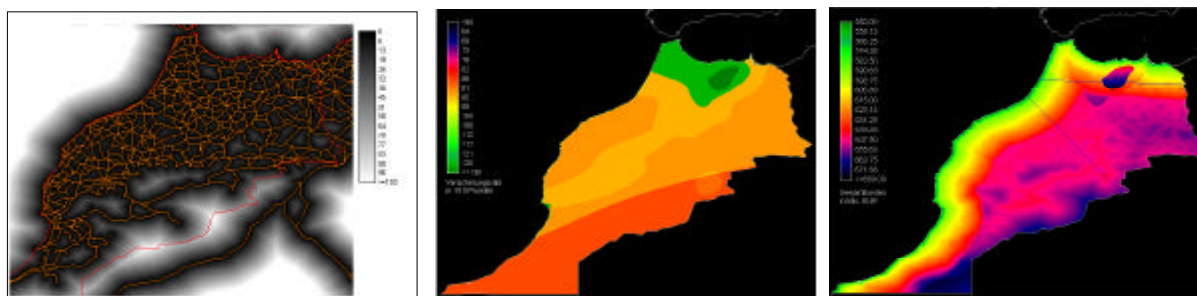
Abbildung 5: Aus den meteorologischen Eingangsdaten und einem detaillierten mathematischen Modell werden die Stromerträge solarthermischer Kraftwerke für jeden Standort und Zeitschritt berechnet

Wirtschaftliche Rangliste potentieller Standorte

Letztendlich sind wirtschaftliche Erwägungen für die Entscheidung für oder gegen eine Projektdurchführung ausschlaggebend. Während die zu erwartenden Erlöse aus der Stromerzeugung - bei rein solar betriebenen Kraftwerken - stark von den meteorologischen Bedingungen abhängen, hängen die Projektkosten stark von den gegebenen Standortbedingungen ab. Die wichtigsten Faktoren sind dabei die Kosten der Anbindung an die vorhandene Infrastruktur (Straßen, Stromleitungen, Wasserversorgung), sicherheitstechnische Kosten (Versicherung gegen Naturgefahren oder politische Gefahren) und die Investition für die Anlage selbst, die zum Beispiel stark mit dem optimalen Kühlungstyp und der dafür notwendigen Infrastruktur (z.B. Nasskühlung und Wasserpipeline oder Trockenkühlung) variiert.

Sämtliche Kosten inklusive Infrastrukturkosten, Betrieb, Instandhaltung und Wartung, Versicherungskosten, Kapitalkosten und Steuern werden als Barwert berechnet und annuitätisch mit der Diskontrate auf die erwartete Lebensdauer umgelegt. Man erhält dann für Marokko die in Abbildung 6 rechts dargestellte Karte der Projektkosten. Hier ist deutlich die Kostensteigerung mit dem Abstand von der Küste zu erkennen, die durch den Umstieg von der billigen und effizienten Meerwasserdurchlaufkühlung über Verdampfungskühlung auf die wenig effiziente und teure Trockenkühlung bedingt ist. Großen Einfluss auf die Gesamtkosten haben auch die Erdbebengebiete in Nordmarokko und die erhöhten Infrastrukturkosten an der Grenze zu Algerien.

In Marokko sind für solarthermische Kraftwerke des Typs SEGS (200 MW) im reinen Solarbetrieb Stromgestehungskosten zwischen 10,5 und 16,5 Euro-Cent/kWh zu erwarten. Zur Erstellung einer Rangfolge der Standorte werden diese Werte in Klassen von 0,5 Cent/kWh zusammengefasst. Abbildung 7 zeigt die räumliche Verteilung der gebildeten Klassen. Die wirtschaftlichsten Gebiete liegen demnach in der Nähe der Küste im mittleren Teil Marokkos.



Infrastrukturkosten, z.B. Straßenbau

Versicherungskosten Münchener Rück

Barwert der Projektkosten

Abbildung 6: Berechnung des Barwertes der Projektkosten aus den Investitionskosten, Infrastrukturkosten, Versicherungskosten, Betriebskosten, Steuern usw.

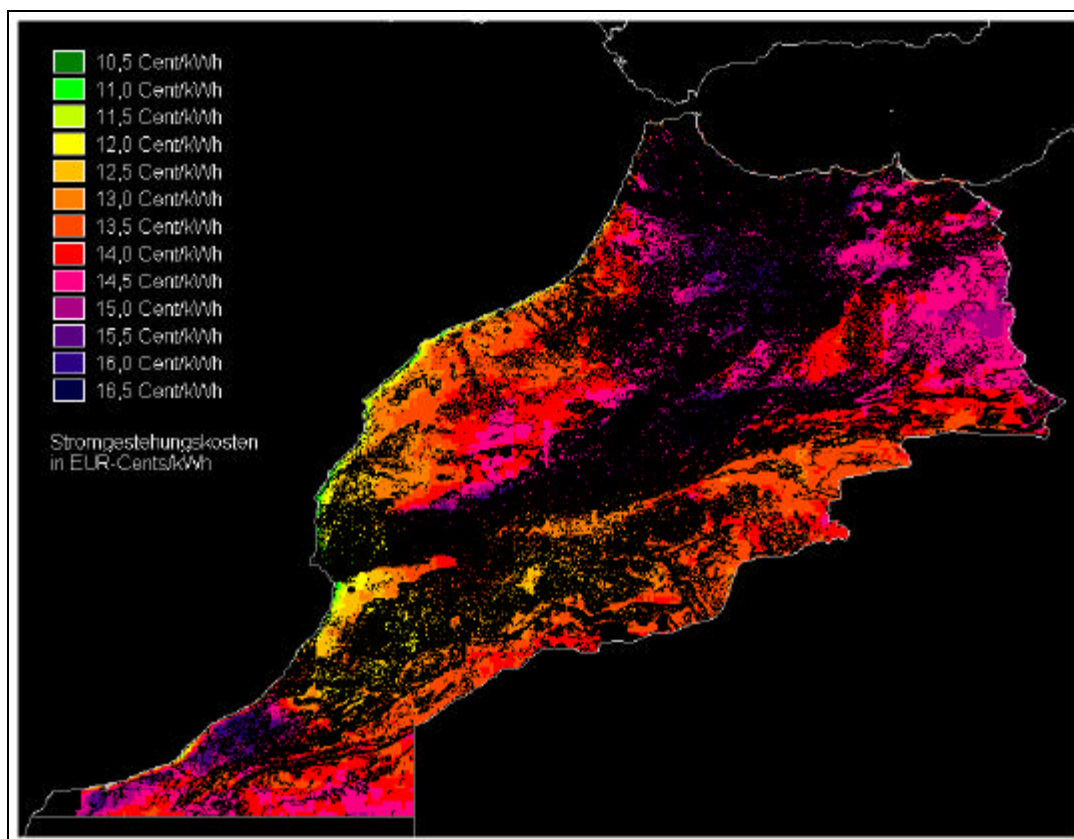


Abbildung 7: Wirtschaftliche Rangliste der potentiellen Standorte durch die Ermittlung der Stromgestehungskosten aus den Gesamtkosten und den Stromerträgen

Das kostensenkende Potential solcher Untersuchungen wird deutlich, wenn man die bisher erkundeten Standorte (z.B. Ain Benimatar, Ouarzazate) mit den besten im Rahmen dieser Studie gefundenen vergleicht, da hier um bis zu 5 ct/kWh entsprechend 30 % geringere Stromgestehungskosten auftreten. Dies zeigt, dass solche systematischen Länderanalysen einen wichtigen Beitrag zur Kostensenkung und zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke leisten können.

Allerdings beruht die hier gezeigte Studie auf den Strahlungswerten von nur einem Jahr (1998) und ist deshalb noch nicht für eine endgültige Aussage über die Potentiale in Marokko ausreichend. Eine entsprechende Erweiterung der Untersuchung wird derzeit im Rahmen des BMU/ZIP Projektes SOKRATES durchgeführt.

Notwendigkeit von Nord-Süd-Energiepartnerschaften

Vergleicht man die weltweite Verteilung der Potentiale aus solarthermischer Stromerzeugung (Abbildung 8) mit der Intensität der Lichtemissionen (Abbildung 9) als Indikator für den Stromverbrauch, so wird deutlich, dass die geografische Verteilung von Solarstromangebot und Stromnachfrage (Lichtemissionen) praktisch komplementär ist und sich beide Gebiete nur in seltenen Fällen überschneiden.

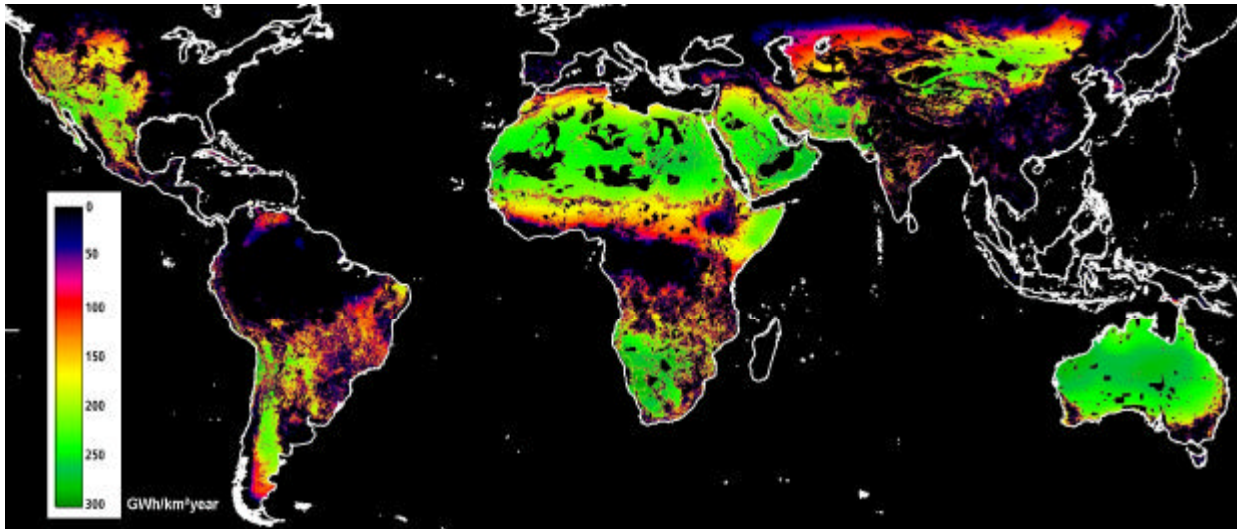


Abbildung 8: Weltkarte der solarthermischen Stromerzeugungspotentiale in GWh/km²a (WBGU)

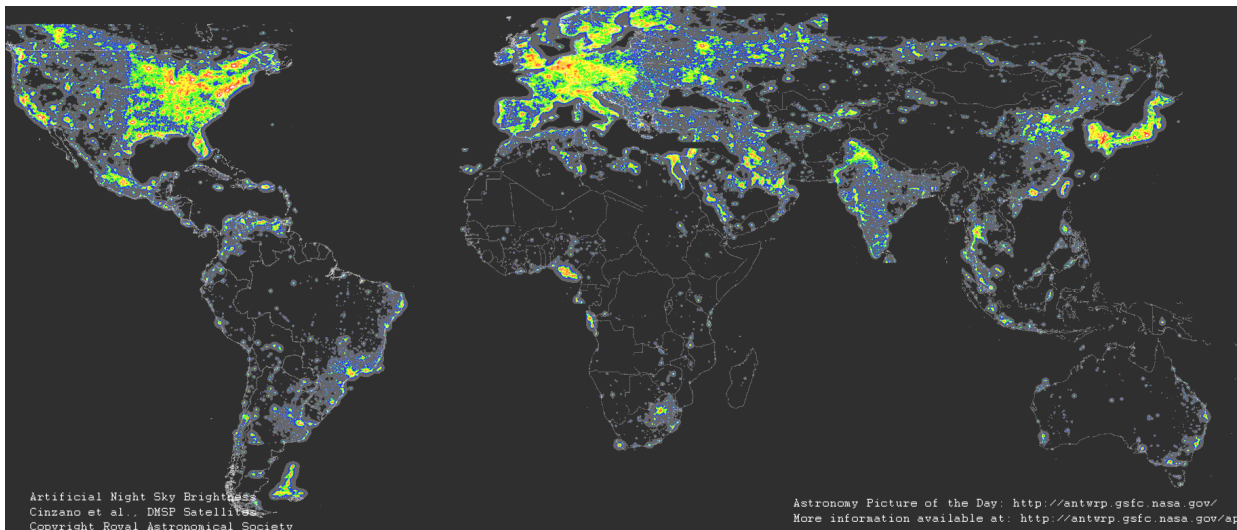


Abbildung 9: Weltkarte der Lichtemissionen, nach P. Cinzano, F. Falchi (University of Padova), C. D. Elvidge (NOAA National Geophysical Data Center, Boulder). Copyright Royal Astronomical Society.

Dieses Phänomen gilt nicht nur für Solarenergie. Große Teile der international verfügbaren REG-Potentiale sind auf lange Sicht nur über einen internationalen Verbund erschließbar (Abbildung 10). Zum Beispiel übersteigen die Wasserkraft- und Geothermiepotentiale in Skandinavien und Island sowie die Solar- und Windstrompotentiale in Nordafrika bei weitem den heutigen und absehbaren Eigenbedarf dieser Länder. Der weitaus größte Teil der weltweiten REG-Ressourcen kann nur durch entsprechende Partnerschaften von Import- und Exportländern erschlossen werden. Ohne derartige Verbundlösungen zur Nutzbarmachung von REG-Potenzialen wird die globale Stromversorgung die Herausforderungen des nächsten Jahrhunderts in Bezug auf Nachhaltigkeit nicht erfüllen können. Die Erschließung der Solar- und Windpotentiale speziell in Nordafrika ist auch unter dem Gesichtspunkt einer

wirtschaftlichen und politischen Stabilisierung dieses Gebietes und seiner Beziehungen zu Europa zu sehen und zu beurteilen.

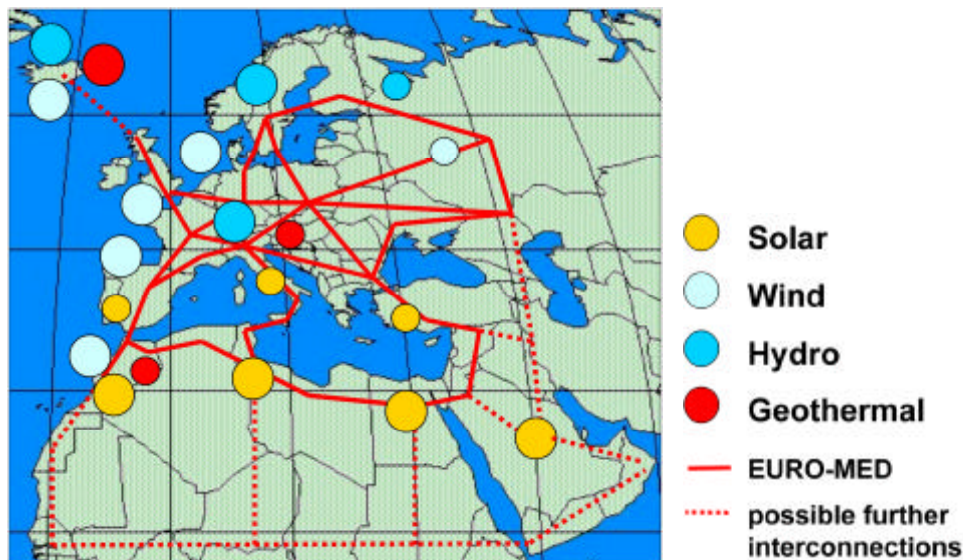


Abbildung 10: Vision eines Euro-Mediterranen Stromverbunds auf HGÜ-Basis zur synergetischen Nutzung der ergiebigsten regenerativen Energiequellen

Die bei der solarthermischen Stromerzeugung entstehende Wärme kann durch Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit Meerwasserentsalzung zusätzlich zur Deckung des zunehmenden Trinkwasserbedarfs in den überwiegend ariden Erzeugerländern genutzt werden. So kann ein Konzept entstehen, bei dem solarthermische Kraftwerke primär zur Strom- und Trinkwassererzeugung in den (ariden) Standortländern genutzt werden, und überschüssiger Solarstrom praktisch als Nebenprodukt der Wassererzeugung in die (nördlichen) Industrieländer exportiert wird. Diese Kombination liegt nahe, da ein solarthermisches Kraftwerk mit z.B. 200 MW installierter Leistung in Verbindung mit einer thermischen Meerwasserentsalzungsanlage Trinkwasser für etwa 50,000 Menschen, Strom aber für 250,000 Menschen erzeugen kann [9].

Durch Fernübertragung elektrischer Energie kann mittelfristig kostengünstiger Solarstrom aus solarthermischen Kraftwerken von Nordafrika nach Mitteleuropa gebracht werden. Die Übertragungskosten liegen in der Größenordnung von einem Cent pro Kilowattstunde, so dass Importkosten für Solarstrom von unter 0,06 Euro/kWh erreichbar sind. Gleichzeitig wird in den nordafrikanischen Ländern eine regenerative Quelle für Wertschöpfung, Arbeit und wirtschaftliche Entwicklung in der Region erschlossen und Konflikten um Energie und Wasser vorgebeugt.

Für den Stromtransport über große Entfernungen werden leistungsfähige Leitungen zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) benötigt, wie sie bisher weltweit mit über 50 GW Leistung und Übertragungslängen von bis zu 2.000 km realisiert sind. Der Ausbau der HGÜ für den regenerativen Stromimport sollte deshalb Bestandteil zukünftiger Investitionsplanungen im europäischen Stromverbund sein und als europäische Infrastrukturmaßnahme für eine nachhaltige Entwicklung eingestuft werden.

Als Argument gegen große Anteile von REG an der Stromversorgung wird meist hervorgebracht, ihr disperse Erzeugungsart und ihr fluktuierender und unvorhersehbarer Charakter erlaubten es nicht, eine gesicherte Grundlast bereitzustellen. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, wie Stromnachfrage eigentlich entsteht, nämlich aus der Summe vieler disperser, fluktuierender und im einzelnen unvorhersehbarer Verbraucher. Stromnachfrage und Stromerzeugung aus regenerativen Quellen sind also analoge Phänomene.

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

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

Die Auswirkungen der o.g. Maßnahmen wurden auf der Basis eines Szenarios der deutschen Elektrizitätsversorgung bis 2050 (Abbildung 11) simuliert. Als ein Ergebnis der Simulation zeigt Abbildung 12 am Beispiel einer Sommerwoche das Zusammenspiel der verschiedenen Energiequellen und der Regelstrategien.

Wichtiger Bestandteil einer nachhaltigen Stromversorgung ist eine effizientere Stromnutzung. Trotz deutlich wachsender Wirtschaftsleistung kann so die Bruttostromerzeugung bis 2050 voraussichtlich von derzeit 553 TWh/a auf etwa 430 TWh/a zurückgehen. Einem deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs in privaten Haushalten stehen ein nur schwacher Rückgang im Dienstleistungssektor und Anstiege im Industrie- und Verkehrsbereich gegenüber. Der Stromverbrauch für Telekommunikation wächst überproportional.

Eine wichtige Randbedingung für die zukünftige Stromwirtschaft ist der Konsens zum Ausstieg aus der Kernenergie vom Juni 2001. Auch der Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung, sowohl mit „konventionellen“ Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken aber mittelfristig auch mit Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen, orientiert sich im Szenario an den Zielvorstellungen der Bundesregierung. Er wird sich bis 2020 etwa verdoppeln.

In einer deutschen Elektrizitätswirtschaft mit zukünftig großen Anteilen regenerativer Energie führen Importe von Solarstrom aus Nordafrika ebenso wie Wasserkraft und Geothermiestrom aus Skandinavien zu einer gleichmäßigeren und ausgewogeneren Versorgung. Durch die Kombination heimischer und importierter erneuerbarer Energieströme wird ein ausgeglichenes zeitliches Angebotsprofil der regenerativen Quellen in ihrer Gesamtheit erzielt, das sowohl die konventionelle Ersatzkapazität als auch den Regelbedarf im Netz reduziert. Die wenig fluktuierenden Anteile aus Wasserkraft, Geothermie, Biomasse und Solarthermie überwiegen in einem solchen Verbund trotz geringerer installierter Leistung deutlich vor den stärker fluktuierenden Anteilen aus Windkraft und Photovoltaik.

Bei sinkender Stromnachfrage und dem angenommenen Ausbau der KWK und der REG werden die Anteile fossil gefeuerter Kondensationskraftwerke in dem Szenario bis 2050 stark reduziert. Im Wesentlichen werden nur noch gasgefeuerte GuD-Kraftwerke zum Einsatz kommen, die flexibel an das Angebot der REG angepasst werden können.

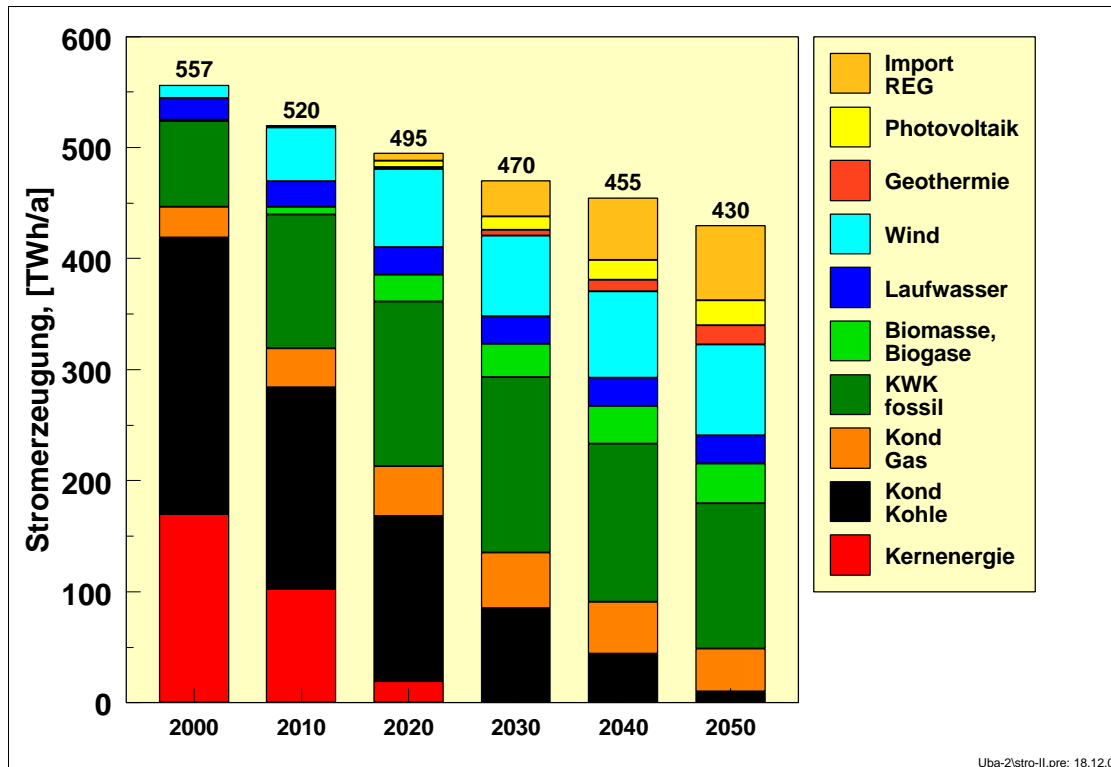


Abbildung 11: Entwicklung der Anteile der REG-Stromerzeugung in Deutschland im "Nachhaltigkeitsszenario" nach [4]. Installierte REG-Leistungen im Jahr 2050: Wasser 5 GW, Wind (inkl. Offshore) 34 GW, Biomasse 6 GW, Photovoltaik 22 GW, Geothermie 5 GW, Import aus solarthermischen Kraftwerken 9 GW, Import aus anderen regenerativen Quellen 3 GW.

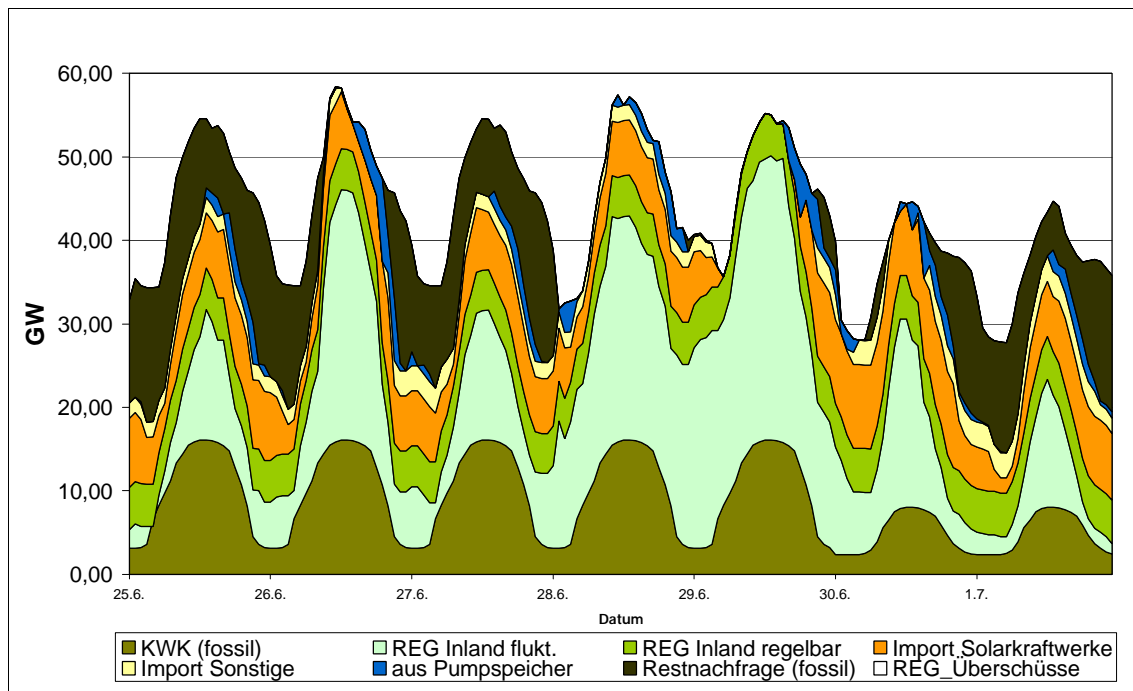


Abbildung 12: Zusammenwirken unterschiedlicher Energiequellen bei der Deckung der Stromnachfrage am Beispiel einer Sommerwoche im Jahr 2050 aus dem Nachhaltigkeitsszenario [12]

Literatur:

- [1] Quaschnig, V., Datenbanken für Solarstrahlung, Sonne Wind & Wärme 8 (2001) S.39-41
- [2] Quaschnig, V., Unstete Plangröße - Wo Sie Daten für die Sonneneinstrahlung finden, Sonnenenergie 6/2001 S.24-27
- [3] Mannstein, H., Broesamle, H., Schillings, C., Trieb, F., Using a METEOSAT cloud index to model the performance of solar thermal power stations, Proceedings of the EUMETSAT Meteorological Satellite Data Users Conference, Copenhagen 1999.
- [4] Schillings, C., Pereira, E.,C., Perez, R., Meyer, R., Trieb, F., Renné, D., High Resolution Solar Energy Resource Assessment within the UNEP-Project SWERA, World Renewable Energy Congress VII, Cologne, Germany, 29. Juni - 5 Juli, 2002
- [5] Hoyer, C., Schillings, C., Heinemann, D., Mannstein, H., Trieb, F., Solar Resource Assessment and Site Evaluation using Remote Sensing Methods, World Renewable Energy Congress VII, Cologne, Germany, 29. Juni - 5 Juli, 2002
- [6] Broesamle, H., Mannstein, H., Schillings, C., Trieb, F., Assessment of Solar Electricity Potentials in North Africa based on Satellite Data and a Geographic Information System, Solar Energy, Vol. 70, Nr.1 (2001), S. 1-12
- [7] Trieb, F., Nitsch, J.: Solarthermische Kraftwerke - eine Schlüsseltechnologie für Sonnenländer. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH - Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), TA-Datenbank-Nachrichten, Nr. 3, 10. Jahrgang, September 2001, (2001)
- [8] Müller-Steinhagen, H., Trieb, F., High temperature solar energy - the key to sustainable energy provision, Keynote paper at IHTC 12, Grenoble 2002
- [9] Trieb, F., Nitsch, J., Knies, G.: Strom und Trinkwasser aus solaren Dampfkraftwerken. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51, 6, (2001), S. 386-389
- [10] Czisch, G., Enßslein, C., Hoppe-Kilpper, M., Rohrig, K., Emonts, B., Kleinkauf, W., Trieb, F., Staiß, F.: Integration erneuerbarer Energien und dezentrale Energieversorgung - Aufbau von Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, FVS Themen 2001 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, S. 4-13, Berlin 2002
- [11] Nitsch, J., Rösch, C. u.a.: Schlüsseltechnologien Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projektes „Global zukunftsfähige Entwicklung –Perspektiven für Deutschland.“ DLR Stuttgart, FZ Karlsruhe, November 2001
- [12] Fishedick, M., Nitsch, J., et al., Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland, Forschungsbericht 200 97 104, Umweltbundesamt UBA-FB 00314, Berlin 2002
- [13] Knies, G., Czisch, G., Brauch, H.G., Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, ISBN 3-926979-71-2, AFES-PRESS Report 67, Mosbach 1999
- [14] Czisch, G., Kronshage, S., Trieb, F., Interkontinentale Stromverbände - Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung, FVS Themen 2001 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, S. 51-63, Berlin 2002
- [15] Trieb, F., Nitsch, J., Brischke, L.A., Quaschnig, V., Sichere Stromversorgung mit regenerativen Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 52. Jg., Heft 9 (2002), S. 446-451