

100% erneuerbare Energien sind machbar

Vision einer Versorgung Europas mit Strom vollständig durch erneuerbare Energien¹

Nach dem Atomkonsens soll das letzte Atomkraftwerk ca. 2023 abgeschaltet werden. Bis 2020 soll der CO₂-Ausstoß um 40% gesenkt werden², bis 2050 sogar um 80%. Bis dahin sollte der Stromsektor möglichst zu 100% durch erneuerbare Energien gedeckt werden. BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN kämpfen deshalb Seite an Seite mit Bürgerinitiativen gegen den Neubau von Kohlekraftwerken. Der großflächige Anbau von Mais für Biogasanlagen gerät zunehmend unter Kritik: Viele GRÜNE und Umweltverbände wollen nur noch Reststoffe als Biomasse zur Energiegewinnung einsetzen.

Nicht nur konservative Politiker, sondern auch interessierte JournalistInnen und atomkritische BürgerInnen fragen nun besorgt, wie die Stromversorgung ohne AKW und Kohlekraftwerke sicher gestellt werden kann. Zugleich nutzt die Energiewirtschaft die Verunsicherung der Menschen über den drastischen Anstieg der Energiepreise und organisiert eine millionenschwere Werbekampagne, um den Bau von Kohlekraftwerken durchzusetzen und den Atomkonsens zu kippen.

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN wird eine hohe Kompetenz in Fragen des Klimaschutzes und der Energiepolitik zugewiesen. Deshalb sind die GRÜNEN gefordert, in dieser Situation seriöse und realistische Antworten auf die gestellten Fragen zu liefern. In diesem Aufsatz werden mögliche Szenarien für eine Energieversorgung nach Abschaltung der Atomkraftwerke dargestellt und daraus politische Lösungsvorschläge und Handlungsschwerpunkte abgeleitet.³ Eine wesentliche Konsequenz dieser Analy-



AKW Brokdorf: Wie kann eine bezahlbare klimafreundliche Stromversorgung im Jahre 2023 aussehen, wenn das letzte Atomkraftwerk abgeschaltet wird und keine neuen Kohlekraftwerke gebaut werden?

¹ Ich bedanke mich für die vielen Anregungen, kontroversen Diskussionen und kritischen Kommentare von EnergieexpertInnen, die diesen Aufsatz erst ermöglicht haben: Insbesondere danke ich Detlef Matthiessen, Energiepolitischer Sprecher der Landtagsfraktion Schleswig-Holstein und seit Jahren Ausrichter des Expertenforums „Energiepolitische Gespräche“ im Landtag Schleswig-Holstein; Dr. Valerie Wilms, Vorsitzende der GRÜNEN Bundesarbeitsgemeinschaft Energie; Willi Voigt, Staatssekretär für Energie in der rot-grünen Regierung in Schleswig-Holstein von 1996 bis 2005; der Energiewissenschaftlerin Ingrid Nestle und last not least Dr. Gregor Czisch von der Uni Kassel, dessen Arbeiten ein entscheidender Input für die vorliegende Vision waren.

² Siehe auch: „Klima- und Energiepaket“ Beschluss Bundeskabinett Klausursitzung Meseberg August 2007

³ Dieses Papier beschäftigt sich nur mit der Stromversorgung. Die bestehenden grünen Konzepte zum Klimawandel in den anderen Bereichen der Energiewirtschaft, des Verkehrs, der Wärmeversorgung, der Prozesswär-

se besteht darin, dass die bisherige grüne Antwort, die Energieversorgung ausschließlich mit lokalen dezentralen Lösungen und Energiesparmaßnahmen zu sichern, allein nicht ausreichen wird. Wir brauchen zusätzlich als weiteres Kernelement unserer Energiepolitik einen gesamteuropäischen Verbund von regenerativen Energien und Stromnetzen, um eine klimafreundliche, kostengünstige und sichere Stromversorgung zu gewährleisten⁴.

1. Analyse unserer GRÜNEN Argumente und Konzepte

Die Argumente der Energiewirtschaft lauten:

- Nach dem Abschalten der AKW um 2023 gibt es ohne neue Kohlekraftwerke eine **Stromlücke**, die nicht durch erneuerbare Energien geschlossen werden kann.
- Die erneuerbaren Energiequellen wie Windkraftanlagen und Solarzellen stehen **nicht kontinuierlich** zur Verfügung und können deshalb nicht die Grundlast der Stromversorgung liefern.
- Erneuerbare Energien sind **zu teuer**. Für eine längere Übergangszeit ist noch ein Mix erforderlich, damit die Haushalte und die Wirtschaft Energie zu konkurrenzfähigen Preisen geliefert bekommen können.
- Wenn das Anwachsen des CO₂-Ausstoßes durch neue Kohlekraftwerke vermieden werden soll, dann müssen die **Laufzeiten der Atomkraftwerke** verlängert werden, um die Übergangsphase zu strecken.

Die ersten drei dieser Argumente müssen wir widerlegen können. Daraus ergibt sich dann, dass die Schlussfolgerung im 4. Spiegelpunkt obsolet wird. Im Folgenden will ich zunächst unsere bisherigen Antworten prüfen und dann im nächsten Abschnitt ein geeignetes Szenario entwerfen, das die offenen Fragen lösen kann.

1.a. Existiert eine Stromlücke ?

Gibt es ohne den Neubau von Kohlekraftwerken nach dem Abschalten der Atomkraftwerke um das Jahr 2023 eine Energielücke? Die Antwort hängt ganz entscheidend von den in den jeweiligen Szenarien benutzten Parametern ab:

- a) Wie viele Kohlekraftwerke gehen bis 2023 vom Netz? Gerade hierin unterscheiden sich die Szenarien erheblich. Aber nichts spricht dafür, dass die Stromkonzerne alte abgeschriebene Kraftwerke vorzeitig vom Netz nehmen, wenn sie den dort erzeugten Strom noch verkaufen können. Und die wenigsten Kohlkraftwerke müssen bis 2023 aus technischen Gründen vom Netz genommen werden. Das Szenario „Energie 2.0“ der Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN rechnet für 2020 noch mit 30% Strom aus Kohlekraftwerken – einer durchaus realistischen Größe – ohne neue Genehmigungen für den Bau von Kohlekraftwerken.
- b) Die zweite große Variable, für die in den Energieszenarien sehr unterschiedliche Annahmen getroffen werden, ist das Wachstum des Stromverbrauchs. Während zum Beispiel das Grünbuch der

me, der Land- und Forstwirtschaft usw. sind bis auf einzelne hier angesprochene Schnittstellen (z.B. Elektroautos, KWK ...) nicht tangiert.

⁴ Die Diskussion ist nicht neu. Bereits im Beschluss der 26. Bundesdelegiertenkonferenz BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Dez. 2006 „Für einen radikalen Realismus in der Ökologiepolitik“ heißt es: „Um umweltfreundlichen Strom dort einzuspeisen, wo er produziert wird, reicht das bestehende Wechselstromnetz nicht aus. Es muss durch ein Hochspannungsgleichstromübertragungsnetz (HGÜ) ergänzt werden, damit Windstrom von den Küsten des Atlantiks, Wasserkraftstrom aus Nordnorwegen oder Solarstrom aus der Sahara bei nur geringen Verlusten kostengünstig transportiert werden kann.“ Ähnliches wurde auch von der BDK im November 2007 und vom Länderrat am 5. April 2008 beschlossen. Praktisch haben diese Beschlüsse jedoch noch keine Auswirkungen auf die Politik von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN gehabt. Entsprechende Konzepte oder Anträge wurden bislang nicht erarbeitet.

Landesregierung Schleswig-Holstein von einem Wachstum des Stromverbrauchs bis 2020 um 10% ausgeht, rechnen andere Szenarien mit Einsparungen zwischen 10% und bis zu 25%.

So geht das Szenario „Energie 2.0“⁵ davon aus, dass bis 2020 16% des Stromverbrauchs gegenüber 2005 eingespart werden kann. Tatsächlich ist der Stromverbrauch in 2006 und 2007 um 1% (0,7% + 0,3%) gewachsen. Eine Einsparung von nunmehr 17% in 12 Jahren ist deshalb ein sehr engagiertes Ziel⁶. Ich werde im Folgenden von moderaten Einsparungen von 10% ausgehen.

Tatsächlich sind die kurzfristig aktivierbaren Einsparpotentiale im Strombereich durchaus höher. Ob sie und in welchem Umfang sie genutzt werden, hängt jedoch ganz wesentlich von der Entwicklung der Strompreise ab und von der konsequenten Nutzung des Ordnungsrechtes ab. Steigen die Strompreise erheblich an, dann wird es auch zu weitaus größeren Einsparungen kommen. Die technischen Potentiale dafür sind alle mal vorhanden.

Sollten die Preise jedoch nicht wesentlich steigen – und davon gehe ich aus und werde das im Folgenden begründen –, weil die Erneuerbaren Energien bald Strom zu Preisen liefern, die günstiger sind als Strom aus fossilen und Atomkraftwerken, dann werden die marktinduzierten Einsparungen geringer sein.

- c) Die dritte Variable ist das Angebot an erneuerbaren Energien und das Angebot an Kraftwärmekopplung. Gibt es genug erneuerbare Energien, um die Atomkraftwerke und ggf. auch noch die anderen fossilen Energierohstoffe zu ersetzen? In welchem Umfang ist der Ausbau der Kraftwärmekopplung sinnvoll?⁷

„Energie 2.0“ kommt zu dem Ergebnis, dass im Jahre 2020 43% des dann benötigten Stroms durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden müssen und nur noch die Hälfte aus fossilen Energiequellen. Greenpeace geht dagegen in seinem Szenario „Klimaschutz: Plan B“ noch von 65% fossilem und nur 35% regenerativem Strom aus. Die Studie erreicht die angestrebte CO₂-Reduzierung durch noch höher angesetzte Einsparungen und einen viel höheren Anteil aus Kraftwärmekopplung.

Dr. Valerie Wilms schätzte bei der Erarbeitung des Energieszenarios für die Landtagsfraktion Schleswig-Holstein die Möglichkeiten für Kraftwärmekopplung viel geringer ein. Sie begründete dies damit, dass ein massiver Ausbau der Kraftwärmekopplung mittelfristig in Konkurrenz steht zu massiven Investitionen in die Wärmedämmung des Wohnungsbestandes. Grundsätzlich hängt



⁵ siehe homepage (<http://www.gruene-bundestag.de/cms/energie/rubrik/0/83.energie.html>) der Bundestagsfraktion. Energie 2.0 liegt in einer Langfassung (Reader) und als Kurzfassung (Broschüre) vor.

⁶ Es kommen sogar neue Verbraucher hinzu: Wenn wir zur Passivenergiebauweise übergehen, um den Einsatz von fossiler Heizenergie zu minimieren, brauchen wir Strom für Wärmepumpen und andere Haustechnik. Beim Übergang zu Elektroautos kann zwar in der Gesamtbilanz enorm Energie eingespart werden, es wird aber ebenfalls zusätzlicher elektrischer Strom benötigt.

⁷ KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, BHKW = Blockheizkraftwerke für Ein- und Mehrfamilienhäuser, mit denen sowohl Strom erzeugt wie auch geheizt wird. KWK-Kraftwerke leisten das gleiche für ganze Stadtteile oder Ortschaften. Sie können mit Kohle, Öl, Gas, als Müllheizkraftwerk oder auch regenerativ mit Bio-Gas betrieben werden.

die Menge des durch KWK erzeugbaren Stroms von der Menge der zur Raumwärme, Kühlung, Prozesswärme etc. benötigten Energie ab. Sinkt der Raumwärmebedarf durch wärmetechnische Sanierung im Gebäudebestand, sinkt in ungefähr gleichem Maße die damit strukturell verbundene erzeugbare KWK-Strommenge. Zurzeit werden nur ca. 0,5 % der Gebäude pro Jahr saniert. Sollen die CO₂-Minderungsziele (- 80 % CO₂-Emissionen) für 2050 erreicht werden, muss diese Quote auf 2,5 % pro Jahr gesteigert werden. Bis dahin sollten als Übergangslösung KWK-Maschinen statt einfacher Heizungen verbaut werden.

Auch dies sind Fragen, die im Folgenden ausführlich diskutiert werden. Ergebnis wird sein, dass eine Vollversorgung mit Erneuerbaren möglich ist und die Zeitschiene vor allem eine Frage von Kosten und Investitionen ist.

- d) Als vierte entscheidende Variable ist der Umfang von eventuellen Stromimporten aus dem Ausland zu nennen. Wollen wir in unseren Szenarien mit Stromimporten rechnen, oder wollen wir nahezu 100% im eigenen Land erzeugen?

Hier sollte man sich darauf besinnen, dass eine Forderung nach „Energieautarkie“ schon etwas verwunderlich ist. Heute importieren wir annähernd 90% aller Energierohstoffe wie Gas, Öl, Kohle und Uran. Die Forderung nach vollständiger Autarkie ausgerechnet in einem Land, das 50% seiner Waren auf den Weltmarkt exportiert, ist weder politisch noch ökonomisch besonders sinnvoll. Wenn möglicherweise Windstrom aus Schottland oder aus Marokko oder Solarstrom aus Spanien oder Algerien erheblich günstiger ist, als der gleiche in Deutschland produzierte Strom, dann macht ein Mix aus einheimischer Produktion und günstigen Importen sicher Sinn.

Die Bundestagsfraktion von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN rechnet zum Beispiel in ihrem Szenario „Energie 2.0“ mit Stromimporten von 5% im Jahre 2020.⁸ Zu diesem Zeitpunkt werden laut dem Szenario noch weitere 5% des Strombedarfs durch die letzten Atomkraftwerke produziert. Dieser Strom muss bis 2023 ebenfalls durch Erneuerbare Energien aus Neubauten oder durch Importe substituiert werden. Zu ähnlichen Ergebnisse kommen auch die Energieszenarien, die kürzlich von den Landtagsfraktionen in Hessen, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Bayern gerechnet wurden.⁹

Die Ausgangsfrage, ob es eine Stromlücke gibt, ist deshalb falsch gestellt. Die richtige Frage dagegen lautet: Kann die Stromversorgung 2023, wenn das letzte Atomkraftwerk ausgeschaltet wird, gesichert werden, ohne dass neue Kohlekraftwerke gebaut werden müssen? Die Antwort lautet in mehrfacher Hinsicht: Ja. Im Abschnitt 2 soll dies anhand eines Modell-Szenarios vorgestellt und andere mögliche Entwicklungen und Alternativen diskutiert werden.

1.b. Können die Schwankungen der Windkraftwerke ausgeglichen werden?

Die Energiekonzerne behaupten unisono, Windkraft und Photovoltaik (PV = Strom aus Solarzellen) stehen nicht immer zur Verfügung (sie bezeichnen das als „nicht grundlastfähig“). Die bereitgestellte Leistung eines Windkraftparks schwankt je nach Windstärke zwischen 0 und 100% seiner maximalen Leistung. PV-Anlagen können nur bei Sonnenlicht Strom erzeugen und liefern in unseren Breiten im Winter nur noch einen Bruchteil ihrer Nennlast. Deswegen, so die Energiewirtschaft, können sie zwar CO₂ einsparen, aber sie können keine konventionellen Kraftwerke ersetzen. Dazu kommt das Problem, dass die gesamte Netzsteuerung derzeit auf Wärmekraftwerken (mehr dazu unter 2.b. unter „Small Grid und Kraft-Wärme-Kopplung“). Autarke Netzbereiche auf der Basis von erneuerbaren Energien, die bei Störungen weiterbetrieben werden könnten, sind in der derzeitigen Netzarchitektur überhaupt

⁸ Energie 2.0 - Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: „Für 2020 werden fünf Prozent der Bruttostromerzeugung durch Importe zum Beispiel aus Nordeuropa, von wo insbesondere Wasserkraft als auch Windenergie zur Verfügung gestellt werden kann, sowie aus der MENA-Region (Nordafrika, Naher Osten) angenommen.“

⁹ Alle Szenarios sind über die jeweilige homepage der jeweiligen Fraktion zu beziehen. Zu anderen Ergebnissen kommt dagegen das Szenario der Landtagsfraktion NRW, das diese bei der Aachener Beratungsfirma EUtech hat rechnen lassen. Dort wird mit deutlich höherem Anteil von KWK und viel höheren Einsparungen gerechnet.

nicht vorgesehen. Erneuerbare Energie sieht sich also dem Vorwurf der unsteten Erzeugung ausgesetzt.

Gegen diese Argumente wird von Grüner Seite in der Regel gesagt, dass ja viele lokale Kraftwerke wie KWK-Kraftwerke, BHKW, PV-Anlagen und Windkraftanlagen in einem regionalen Verbund (Smart-Grid = intelligentes Netz) eingebracht werden können, wo sie sich gegenseitig kompensieren können (siehe in Abschnitt 2.b. – Kombikraftwerk). EUROSOLAR möchte aus der Falle unsteter Erzeugung der Erneuerbaren durch Speichertechnik entkommen¹⁰.

Leider ist jedoch der Ausgleich der Schwankungen lokal nur begrenzt möglich. Und die Speicherung von großen Energiemengen ist extrem teuer. Wenn wir – wie im Konzept „Energie 2.0“ vorgesehen – in 12 Jahren 18% des Stroms durch Windkraftwerke erzeugen wollen, dann müssen Windkraftwerke in der Größenordnung von über 50 GW Leistung installiert werden. Zu Zeiten geringen Verbrauchs liegt die Stromnachfrage in Deutschland nur bei 40 GW Leistung. Umgekehrt liegen die Verbrauchsspitzen in Deutschland bei 80 GW Leistung. Wenn dann gerade ein Hochdruckgebiet über Norddeutschland liegt und große Teile der Windkraftwerke still stehen, dann muss der Strom durch andere Quellen ersetzt werden.



Kann Windenergie in Zukunft das Rückgrad einer stabilen Stromversorgung bilden?

Wir brauchen deswegen ganz neue Konzepte, um diese großen Strommengen auszusteuern und trotzdem noch eine Netzstabilität zu erreichen. Wenn Energie nicht in diesen Größenordnungen gespeichert werden soll, dann muss ein Ausgleich zwischen Standorten von Wind-, Wasser- und Solarkraftwerken über mehr als 1000 km erfolgen. Wir brauchen auch technische Lösungen für das Problem, wie ein Stromnetz hochgefahren werden kann, das aus tausenden von Windkraftwerken gespeist wird. Auf diese Problematiken haben unsere bisherigen Konzepte noch keine Antwort. Die Probleme werden aber von Fachleuten längst intensiv diskutiert (siehe hierzu mehr im Abschnitt 2b - Netzbetrieb). Das hat erhebliche Auswirkungen auf ein alternatives Energieszenario und auf die politischen Steuerungsinstrumente wie das EEG, die alle auf ein Netz mit Wärmekraftwerken als Basis ausgerichtet sind.

1.c. Ist der Strom in Zukunft noch bezahlbar?

Im Konzept „Energie 2.0“ wurden, wie in den meisten alternativen Energiekonzepten, keine Kostenbetrachtungen vorgenommen. Beim Umbau der Energiewirtschaft in Europa geht es aber um Investitionen von mehreren hundert Milliarden EURO. Da spielt die Frage der daraus resultierenden Stromkosten eine wesentliche Rolle. Angesichts steigender Energiepreise sind die Menschen beunruhigt. Wenn die Energiewirtschaft vor hohen Stromkosten warnt, dann verfängt das, wenn wir dem keine harten Fakten entgegensetzen können.

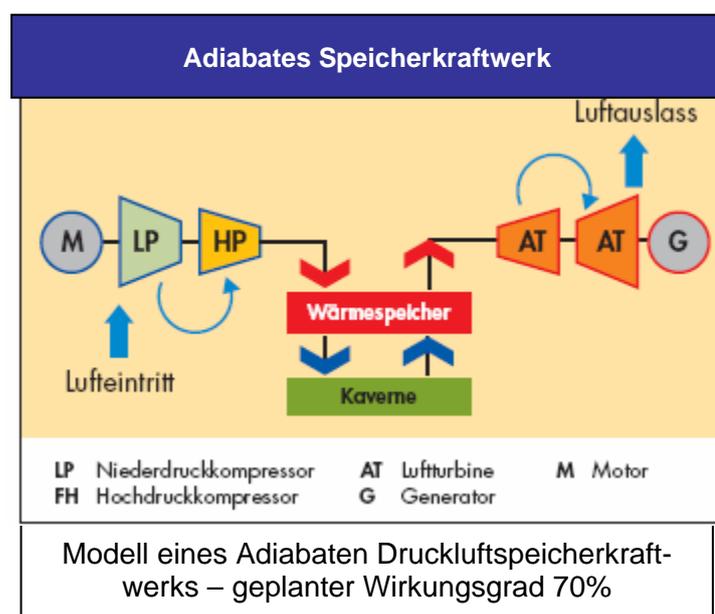
¹⁰ Siehe auch http://www.eurosolar.de/de/index.php?option=com_content&task=view&id=912&Itemid=213
 „Ein Problem Regenerativer Energien ist, dass die Stromerzeugung nicht zu jeder Zeit gewährleistet ist: Wind weht nicht ständig, Sonnenlicht steht nicht stets in der gleichen Intensität zur Verfügung. Umso bedeutender ist die Speicherung, welche die zeitliche Verschiebung zwischen Leistungsangebot und Nachfrage von Energie ausgleicht.“

Die Frage, ob sich Boris Palmer¹¹ mit den Stadtwerken Tübingen an einem Kohlekraftwerk in Brunsbüttel, an Windkraftanlagen im Schwarzwald oder in der Nordsee oder gar an einer solarthermischen Anlage in Spanien beteiligt, wird nicht nur vom guten Willen, sondern auch von harten ökonomischen Fakten bestimmt. So wird der Preis von Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Jahre 2020 voraussichtlich zwischen 30 Cent/kWh in Belgien und 10 Cent in Marokko liegen¹². Der Preis von Strom aus Windkraftwerken schwankt je nach Windhäufigkeit zwischen 15 Cent/kWh im Binnenland und 2 Cent an den besten Standorten in Ägypten¹³. Die Höhe der erforderlichen Investitionskosten entscheidet natürlich auch darüber, wer als Träger der Investitionen in Frage kommt und wie schnell der Ausbau vonstatten gehen kann.

Ein weiterer wichtiger Kostenfaktor sind die Stromtransportkosten. Wenn Strom aus erneuerbaren Energien über hunderte oder gar tausende von Kilometern transportiert werden muss, um die Schwankungen von Windparks in der Nordsee mit Wasserstrom aus den Alpen oder aus Norwegen auszusteuern, dann spielen die Entfernungen von den Erzeugungsstandorten zu den Verbrauchern, die Leitungskosten und die Leitungsverluste eine wichtige Rolle für ein künftiges Energieszenario.

Auch die Frage, ob Speichertechnologien in großem Maßstab eingesetzt werden können, ist letztlich eine Frage der Kosten. Als eine aussichtsreiche Technologie für Speicherkraftwerke gelten die Druckluftspeicherkraftwerke¹⁴. Von diesem Typ sind Anlagen in Planung, die die Windenergie direkt nutzen, um über einen Luftkompressor Luft in unterirdischen Kavernen zu speichern. Sie sollen einen Wirkungsgrad von bis zu 70% erreichen können. Allerdings sind die Kosten nach Angaben der Hersteller erheblich und liegen in der Größenordnung von Erdgas-Spitzenlastturbinen.

Diese hohen Kosten (zusätzlich zu den Kosten der Windkraftwerke) werden sich nur lohnen, um in windstarken Zeiten einen Teil der Energiespitzen zu speichern und dann als teuren Spitzenstrom zur Abdeckung



¹¹ Boris Palmer ist Mitglied von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und direkt gewählter Oberbürgermeister von Tübingen. Er plant die Beteiligung am Bau eines der größten Steinkohlekraftwerke in Brunsbüttel, Schleswig-Holstein. Dieses Kraftwerk wird von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Schleswig-Holstein und örtlichen Bürgerinitiativen bekämpft.

¹² Eigene Schätzung nach Gesprächen mit Fachleuten. Bei solarthermischen Kraftwerken mit Parabolrinnen, wie sie im nächsten Abschnitt beschrieben werden, liegen die Preise heute noch deutlich höher: In Spanien wird gerade das erste Parabolrinnen-Großkraftwerk in Europa gebaut – mit kalkulierten Stromkosten von ca. 30 Cent/kWh. Man rechnet aber in den nächsten Jahren bei dieser jungen Technologie mit einer deutlichen Preisreduzierung wie in den vergangenen Jahren bei der Windenergie, sobald die Stückzahl zunimmt und die Technologie ausgereift ist.

¹³ Die Leistung von Windkraftwerken korreliert mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Daraus resultieren sehr unterschiedliche Erzeugerpreise. Die gleiche Windmühle produziert im Binnenland mit 1500 Volllaststunden (VLS) Strom für über 10 Cent pro kWh, in Schottland mit 3000 VLS für 4 Cent, in Ägypten am Roten Meer mit bis zu 6100 VLS für unter 2 Cent (alle Zahlen nach Dr. G. Czisch bei einer Verzinsung des Kapitals mit 5%).

¹⁴ Das Druckspeicherkraftwerk in McIntosh, USA, hat eine Leistung von 110 MW über 26 Stunden. Das Kraftwerk benötigt zur Erzeugung von 1 kWh_{el}: 0,69 kWh Strom und 1,6 kWh Gas. Zukünftige Adiabaten-Speicherkraftwerke sollen nur noch 1,4 kWh Strom pro erzeugter kWh und kein Gas mehr benötigen (BINE-Info-Dienst Karlsruhe).

von Nachfragespitzen einzusetzen. Für eine Austarierung der riesigen Schwankungen der Windenergie mit dem Ziel, diese grundlastfähig zu machen, kommen solche Speichertechnologien jedoch nicht in Frage.

Andere Speichertechnologien, wie z. B. Pumpspeicherkraftwerke liegen im Wirkungsgrad und in den Kosten in ähnlichen Größenordnungen. Auch sie können voraussichtlich lediglich zur Abdeckung von Lastspitzen eine wichtige Rolle spielen.¹⁵ Wenn ein nennenswerter Bestand an Elektrofahrzeugen nach 2025 zur Verfügung steht, können auch deren Batterien mit einer intelligenten Netzsteuerung und einem sinnvollen Abrechnungssystem (smart metering) als Stromspeicher für die Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden.¹⁶

Als Konsequenz ist festzustellen: Ein ökologisch und wirtschaftlich optimiertes Energieszenario wird ganz entscheidend von den Stromerzeugungskosten, den Standorten der Erzeugung, den Steuerungsmöglichkeiten in den Netzen, den Transportkosten und von Speicherkosten abhängen.

2. Ein Modell einer künftigen Stromversorgung Europas

„Probleme kann man niemals mit derselben Denkweise lösen, durch die sie entstanden sind.“¹⁷

Die folgenden Überlegungen basieren auf verschiedenen Diskussionen, die im Rahmen der energiepolitischen Gespräche im Kieler Landtag in den vergangenen zwei Jahren stattgefunden haben. Das hier vorgestellte Modell soll deutlich machen, wie die zukünftige Versorgung Europas im Jahre 2050 allein mit erneuerbaren Energien aussehen könnte.

Das vorgestellte Modell ist jedoch nur eine von vielen möglichen Szenarien. Welches Szenario letztlich Realität wird, hängt vor allem von drei Faktoren ab:

- Von der technischen Entwicklung: Täglich werden im Bereich der Erneuerbaren Energien und der Spartechnologien neue Entwicklungen bekannt, die das Szenario wesentlich verändern können.
- Von der Preisentwicklung: Alle erneuerbaren Energien werden von Jahr zu Jahr günstiger, alle fossilen und nuklearen Energieerzeugungsarten werden zunehmend teurer. Aber die Kostenentwicklung der verschiedenen Kraftwerkstypen ist sehr unterschiedlich. Diese Preisentwicklungen werden entscheidend dafür sein, welche Technologien sich schließlich mit welcher Geschwindigkeit durchsetzen.
- Von der Politik: Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hat deutlich gemacht, wie sehr politische Rahmenbedingungen die technische Entwicklung und die Entwicklung der Preise beeinflussen können.

Ich werde deshalb anhand des vorgestellten Szenarios die möglichen Alternativen diskutieren. Anschließend soll dann untersucht werden, wie eine Übergangslösung für das kritische Jahr 2023 aus dem Szenario abgeleitet werden kann und welche Schritte angegangen werden sollten, um die notwendigen Klimaziele für Europa zu erreichen.

2.a. Die Stromquellen des Modells

Dr. Gregor Czisch von der Uni Kassel hat in mehreren Modellrechnungen simuliert, wie eine optimale Strom-Vollversorgung Europas und Nordafrikas mit regenerativen Energien aussehen könnte¹⁸. (Um

¹⁵ Moderne Pumpspeicherkraftwerke können einen Wirkungsgrad von 80% erreichen. Die zusätzlichen Kosten liegen dann bei hoher Auslastung bei mindestens 3 Cent/kWh erzeugtem Strom – dazu kommen dann die Kosten für den Strom, der verbraucht wird – also in jedem Fall eine teure Angelegenheit.

¹⁶ siehe hierzu den Vortrag von Tomi Engel: Das Elektrofahrzeug als solares Regelenergiekraftwerk, RegioSolar, Hannover, 04.11.2006

¹⁷ Albert Einstein

möglichen Einwänden von Stromimportgegnern gleich vorzubeugen: Das Szenario wurde auch nur für Europa – also ohne Afrika – gerechnet. Es funktioniert genauso, ist aber etwas teurer – siehe unten.)

Dabei hat Dr. Czisch unabhängig von politischen Überlegungen jeweils die besten Standorte gewählt, wo der Strom am kostengünstigsten produziert werden kann und natürlich die erforderlichen Stromtransporte zu den Verbrauchern berechnet.

Er ist dabei zunächst von heutigen Technologien und Preisen ausgegangen – hat dann aber auch berechnet, wie sich z. B. sinkende Kosten für Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke usw. auf das Modell auswirken würden.

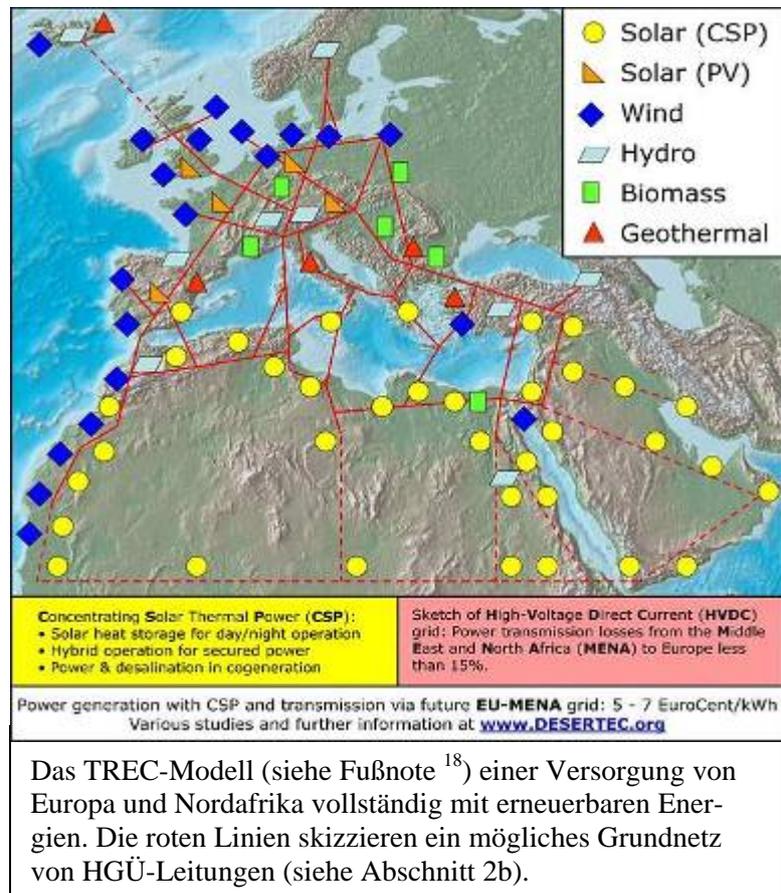
Aufgrund dieser Modellrechnungen könnte eine vollständige regenerative Stromversorgung Europas und Nordafrikas so aussehen:¹⁹

Windenergie

Windenergie liefert in dem von mir präferierten Szenario ca. 70% der erforderlichen Strommenge. Die besten Standorte finden sich an den Atlantik-Küsten Europas und Nordafrikas, in Nordrussland, in der Ägäis und in Ägypten. Lokal ist die Leistung von Windkraftwerken je nach Wetter und Jahreszeit extrem schwankend. Aber wenn man die Windgeschwindigkeiten der verschiedenen Standorte über einen Jahresverlauf nebeneinander stellt und die daraus resultierenden Leistungen addiert, dann gleichen sich die Schwankungen in einem großräumigen Verbund weitgehend aus. Der notwendige Lastausgleich der Schwankungen macht dann nur noch einen Bruchteil der bereitgestellten durchschnittlichen Leistung aus.

Solarthermische Kraftwerke

Ca. 15% des Strombedarfs wird durch solarthermische Kraftwerke in Südeuropa oder Nordafrika gedeckt. Hier handelt es sich voraussichtlich um Kraftwerke, die aus hunderten von rinnenförmig angeordneten Parabolspiegeln bestehen. In der Brennlinie läuft ein Rohr, in dem Öl oder Salzlauge auf 400°C bis 500°C erhitzt wird. Die erhitzte Flüssigkeit wird in großen Wärmespeichern gesammelt.



Das TREC-Modell (siehe Fußnote¹⁸) einer Versorgung von Europa und Nordafrika vollständig mit erneuerbaren Energien. Die roten Linien skizzieren ein mögliches Grundnetz von HGÜ-Leitungen (siehe Abschnitt 2b).

¹⁸ Ähnliche Szenarien wurden von TREC (Trans-Mediterranean Renewable Energy) entwickelt. TREC ist eine Initiative, die 2003 vom Club of Rome, dem Hamburger Klimaschutz-Fonds und dem Jordanischen Nationalen Energieforschungszentrum (NERC) gegründet wurde. Sie setzt sich für eine gemeinsame Entwicklung von Europa und seinen südlichen und südöstlichen Nachbarn ein. Dazu soll die gemeinsame Entwicklung von Solar- und Windstromkapazitäten in Wüstenregionen dienen, die dann sowohl der Versorgung der MENA-Länder (MiddleEast and North Africa) als auch für Exporte nach Europa dienen soll.

¹⁹ Ich stelle hier nicht das Basisszenario mit optimalen Kosten von Dr. Czisch vor, sondern bewusst ein Szenario, das GRÜNEN politischen Prämissen näher liegt. Im Basisszenario wird der Anteil der Biomasse viel größer angesetzt, dafür aber der Anteil der Solarthermie wesentlich geringer.

Durch Wärmetauscher wird Wasser zum Sieden gebracht und treibt dann Turbinen an. Das erste Großkraftwerk dieses Typs läuft in Nevada, USA. Eine 250MW-Anlage wird zurzeit in Spanien gebaut.

Wegen der großen Speicher können diese Kraftwerke Tag und Nacht Strom liefern, selbst wenn es mal mehrere Tage bewölkt ist. Solarthermische Kraftwerke können deshalb sowohl Grundlast liefern, sie können aber auch zum Aussteuern von Schwankungen der Windkraftparks genutzt werden.

Wasserkraft

Ca. 10% des Strombedarfs wird im Szenario durch Wasserkraftwerke geliefert: Die größten Kraftwerke liegen in Skandinavien und den Alpen. Weitere gibt es in den Pyrenäen, der Türkei und anderen Gebirgen. Der größere Teil der Wasserkraftwerke sind Speicherkraftwerke, die kurzfristig ihre Leistung der Nachfrage anpassen können, wenn der Strom im Netz nicht ausreicht. Speicherkraftwerke eignen sich auch als Spitzenlastkraftwerke und sind im Vergleich zu anderen Spitzenlastkraftwerken ausgesprochen günstig.

Die Gesamtspeichermenge in der EU und Norwegen beträgt ca. 180TWh, die Gesamtjahresproduktion 275TWh. Damit könnten die Schwankungen der Windenergie fast alleine ausgeglichen werden. Allerdings reicht die gleichzeitig abrufbare Spitzenleistung von 96GW dafür bei weitem nicht aus, so dass zusätzlich biogasbetriebene Spitzenkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, solarthermische Kraftwerke und lokale BHKW auf der Basis von zunächst Erdgas und dann Biogas zur Aussteuerung benötigt werden.

Biomasse

Ca. 5% des Strombedarfs soll die Biomasse liefern²⁰. Wie bereits oben diskutiert, werden im Szenario als Biomasse nur Reststoffe eingesetzt²¹. Dazu kommen folgende Komponenten in Frage:



Solarthermisches Kraftwerk **Nevada Solar One** in Boulder City (Nevada, USA), Leistung 64-Megawatt



Biomasse braucht mehr als die 5-fache Fläche, um die gleiche Energie wie solche Solarpanels zu produzieren. Dafür sind die Flächen zu schade – sie werden für Naturschutz und Landwirtschaft benötigt.

²⁰ Dr. Czisch setzt in seinem Grundszenario die dreifache Menge an Biomasse an. Dazu benötigt er aber 15% der Ackerflächen in Europa, eine Annahme, die von mir nicht übernommen wurde.

²¹ So berichtete Rebecca Harms, die Vorsitzende der deutschen Gruppe der GRÜNEN im Europaparlament, dass alle GRÜNEN Parteien in Europa bis auf die Deutschen den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen zur Energiegewinnung ablehnen, weil alle Brachflächen angesichts der weltweiten Nahrungsverknappung für die Landwirtschaft oder angesichts des rapiden Artensterbens für den Naturschutz benötigt werden. Gleichlautende Beschlüsse gibt es zunehmend auch in Deutschland. Es bleibt also der Einsatz von Reststoffen (Holz, Kantinenabfälle, Gaststättenabfälle, braune Tonne). Auch in Schleswig-Holstein muss unser grünes Energie-Szenario aufgrund eines Parteitagbeschlusses an dieser Stelle überarbeitet werden.

Holzreste²², Abfälle aus der Landwirtschaft, die braunen Tonnen, Abfälle aus der Lebensmittelverarbeitung sowie Gaststätten- und Kantinenabfälle.

Biomasse-Kraftwerke haben im Szenario zwei Funktionen:

- a) Soweit in industriellen Prozessen oder in Wohnungsbeständen Kraftwärme-Kopplung sinnvoll ist, werden diese Anlagen (in einem Modell mit 100% erneuerbaren Energien) allein mit Biomasse gefahren²³.
- b) Mit Biogas gespeiste Gaskraftwerke werden als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt, die nur bei extremen Lastspitzen hochgefahren werden.

Im Rahmen eines Gesamt-Energie-Szenarios muss auch berücksichtigt werden, dass Biomasse möglicherweise im Sektor Mobilität (Schiff, LKW ?) als Ersatz für den Dieselmotorkraftstoff eingesetzt werden soll.

2.b. Das Supergrid, Smart Grids und die Netzsteuerung

Kernstück des Modells ist das so genannte Supergrid. Es handelt sich um ein HGÜ-Netz (Hochspannungsgleichstromübertragungsnetz)²⁴. Das heutige 380KV-Drehstromnetz wäre nicht in der Lage, die großen erforderlichen Strommengen kostengünstig zu transportieren, um die lokalen Schwankungen in der Windstromproduktion und die Schwankungen der Nachfrage im tageszeitliche Verlauf auszusteuern.

Das Hochspannungsgleichstromnetz

HGÜ-Trassen werden heute schon weltweit da eingesetzt, wo große Mengen Strom über große Entfernungen transportiert werden, besonders häufig bei Seekabeln²⁵. Die Einspeisung der Hochsee-Offshore-Windparks ist mit HGÜ vorgesehen.

Vorteile der HGÜ-Technologie sind: Die viel kleineren Hochspannungsleitungen im Vergleich zu Drehstromtrassen, die geringen Verluste, die fehlende



"Baltic-Cable" in Südschweden, 450kV – eine solche HGÜ-Leitung überträgt die 4 bis 6-fache Strommenge im Vergleich mit einer Drehstromtrasse gleicher Dimension.

²² Neuere technische Entwicklungen ermöglichen eine auch wirtschaftlich vertretbare Kombination von Heizen mit Holzpellets und Stromerzeugung in KWK.

²³ Grundsätzlich sollte die Wärme von Biomasse durch Kraftwärmekopplung genutzt werden, um zu einer optimalen Nutzung der Energie zu kommen. Allerdings wird die Biomasse im Szenario zum Teil für die Spitzenlastkraftwerke benötigt, um Nachfragespitzen bedienen zu können. Das ist leider nicht immer mit der Nutzung als Wärme kombinierbar, sofern nicht geeignete Langzeit-Wärmespeicher zur Verfügung stehen.

²⁴ Ein solches HGÜ-Netz (Englisch HVDC – High Voltage Direct Current) wird auch vom „Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen“ (WBGU) gefordert: „Als technischer Leuchtturm für Europa wird die Realisierung eines transeuropäischen Hochleistungsnetzes für elektrische Energie vorgeschlagen. Dieses Netz mit einer Übertragungskapazität im Bereich von 10 GW ermöglicht den innereuropäischen Stromaustausch und dient damit dem Ziel einer kostengünstigen Versorgung im Sinne der Lissabon-Strategie. Dieses leistungsfähige Netz ist aber auch notwendig, um einerseits die stark schwankenden Einspeiseleistungen z. B. der Windenergie auszugleichen, andererseits um die großen Speicherkraftwerkskapazitäten Norwegens für ganz Europa verfügbar zu machen.“

²⁵ Das weltweit größte Projekt ist die HGÜ-Trasse in China von Yunnan nach Guangdong mit einer Leistung von 5000 MW und einer Spannung von 800kV, die im Jahre 2010 in Betrieb genommen werden soll. Bei einer solchen Trasse sind die Verluste geringer als 3% auf 1000km gegenüber dem klassischen Drehstromnetz von etwa 2% auf 100 km.

Elektromogefahr durch das nicht vorhandene elektromagnetische Wechselfeld, die hohen Übertragungsleistungen (bis zu 800KV-Leitungen sind bereits im Einsatz) und damit die viel geringeren Kosten. Nachteile sind die teuren Umrichterstationen, die nur wenige Einspeisepunkte in das bisherige Drehstromnetz ermöglichen.

Deswegen wird es sich bei dem Supergrid um ein dem jetzigen Drehstromnetz überlagertes Netz handeln. Gegenüber dem bisherigen Netz verhalten sich die Umrichterstationen praktisch wie Großkraftwerke, da sie von der klassischen Netzsteuerung durch die Gleichstromtechnik getrennt sind.

Netzsteuerung und Speicherung

Die Steuerung des europäischen Netzes soll so erfolgen, dass zunächst versucht wird, die gesamte Nachfrage mit dem Angebot an Windstrom zu decken, dessen Schwankungen sich nach Berechnungen im europäischen Verbund relativ gut ausgleichen.

Zu den Tageszeiten, zu denen die Nachfrage durch Windstrom nicht gedeckt werden kann, werden dann Solarkraftwerke, Biogaskraftwerke und Wasserkraftwerke zugeschaltet. Diese Kraftwerke dienen also zugleich als Energiespeicher. Dabei eignen sich mit Biomassekraftwerke betriebene Blockheizkraftwerke als Stundenspeicher, die Solarthermischen Kraftwerke können je nach Auslegung der Wärmespeicher Energie über mehrere Tage speichern, während die Wasserkraftwerke Energie über Monate speichern können und so auch jahreszeitliche Schwankungen auszugleichen in der Lage sind. Die biogasbetriebenen Spitzenlastkraftwerke können beliebig zugeschaltet werden, wenn Bedarf ist.



HGÜ-Konverterstation für Baltic-Cable, Kruseberg, Schweden

Damit die erneuerbaren Energien in Zukunft auch die heutigen Grundlastkraftwerke auf Kohle- und Atom-Basis ersetzen können, müssen die Erneuerbaren Energien natürlich anders als heute voll in die Netzsteuerung integriert werden. Das gilt auch für kleine lokale Anlagen wie BHKW. Die Potentiale der erneuerbaren Energien im Hinblick auf die Schwarzstartfähigkeit und damit die Stabilität der Netze müssen endlich konsequent genutzt werden²⁶.

Leider gehören die überregionalen Netze heute den gleichen vier großen Energieversorgungsunternehmen, die auch die meisten Großkraftwerke betreiben. Diese haben wenig Interesse am Ausbau und der Öffnung der Netze, da dies ihr Quasi-Monopol schwächen würde. Die fossilen und atomaren Großkraftwerke würden damit ihre strategische Bedeutung für die Netzstabilität verlieren. Deswegen erfordert der notwendige Ausbau der Netze und die Integration erneuerbarer Energien, dass der Betrieb der Netze konsequent von den Erzeugern getrennt wird und die Netze einer öffentlich-rechtlichen Aufsicht unterstellt werden²⁷.

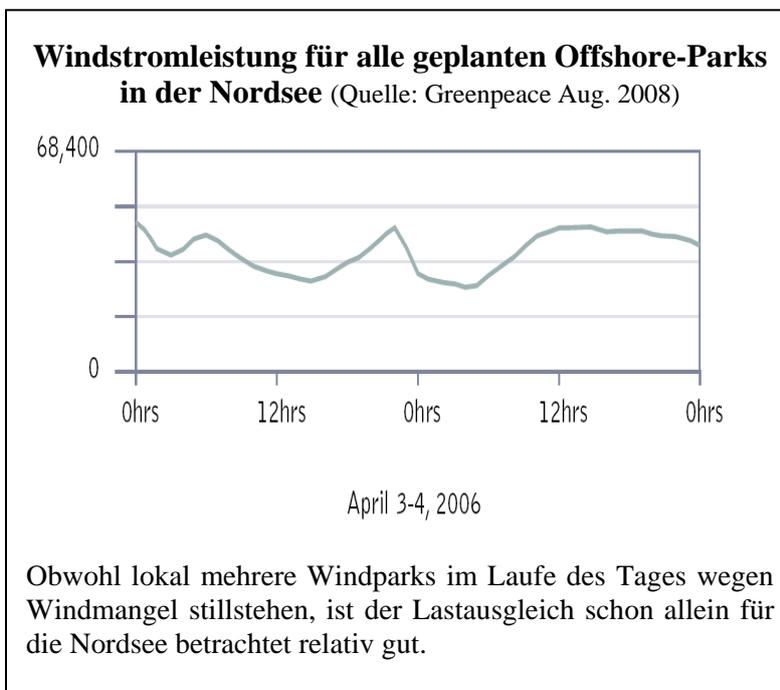
²⁶ Schwarzstart = Neustart des Netzes. Bislang können Windkraftanlagen und andere dezentrale Kraftwerke erst dann hochgefahren werden, wenn das Netz steht. Der europaweite Black-out nach dem Abschalten der Übertragungsleitung bei Papenburg im November 2006 hat gezeigt, wie wenig geeignet die derzeitige Netzsteuerung von oben nach unten ist. Die Potentiale der erneuerbaren Energien in den Regionen wurden einfach zentral weggeschaltet, um die Großkraftwerke nicht zu gefährden.

²⁷ Auch diese Forderung zum diskriminierungsfreien Netzzugang ist im Beschluss der Bundesdelegiertenkonferenz von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN vom November 2007 schon enthalten. Die BAG Energie fordert sogar die Übertragung der großen Netze in das öffentliche Eigentum. Sie hat angesichts der Ankündigung von EON Anfang 2008, ihr Übertragungsnetz abzugeben, die Position noch einmal bestätigt bis hin zum Vorschlag, eine künftige öffentlich-rechtliche Netzgesellschaft zu gründen (<http://basis.gruene.de/bag.energie/>).

Smart Grid und Kraft-Wärme-Kopplung

Eine künftige Netzsteuerung darf nicht nur von oben nach unten gerichtet sein. Je vielfältiger die Stromerzeuger werden, die in das Netz einspeisen, desto dringlicher wird eine Einbindung aller dieser dezentralen Kraftwerke in die Netzsteuerung. Dazu müssen lokale autonome Netzsteuerungsbereiche mit eigenem Last- und Erzeugungsmanagement geschaffen werden, die im Störfall den lokalen Weiterbetrieb durch Steuerung der lokalen Erzeuger wie BHKW, lokale Windkraftwerke und der lokalen Verbraucher durch Smart Metering eine begrenzte Zeit aufrecht erhalten können.

Untersuchungen zeigen, dass und wie es funktionieren kann. Das experimentell erprobte Regenerative „Kombikraftwerk“ steuert 36 über ganz Deutschland verstreute Wind-, Solar-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen. Mit Hilfe von Vorhersagen des Leistungsangebots und der Nachfrage erreicht die intelligente Verknüpfung der verschiedenen Erzeugungsarten eine bedarfsgerechte Erzeugung. Damit kann zumindest regional die schwankende Nachfrage mit hoher Zuverlässigkeit abgedeckt werden. Es ist ebenso zuverlässig und leistungsstark wie ein herkömmliches Großkraftwerk.²⁸



Um solche Konzepte umzusetzen, werden starke lokale Akteure benötigt, und es ist eine Weiterentwicklung des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich. Hier können die lokalen Betreiber und insbesondere die kommunalen Stadtwerke zukünftig einen Schwerpunkt ihrer Arbeit setzen. Hierfür müssten sie technisch so aufgerüstet werden, dass sie ihre lokalen Netze unter Einbeziehung des örtlichen Lastmanagements und der örtlichen Erzeugungskapazitäten aus lokaler Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien selber steuern und z. B. als virtuelles Kraftwerk in den überregionalen Verbund einbringen. Dies erfordert ein Umdenken bei den lokalen Energieversorgern und Energieanbietern und eine angepasste Tarifierung für die Bereitstellung solcher Dienstleistungen auf lokaler Ebene²⁹.

Eine Einbindung von Kraftwärmekopplungsanlagen erfordert, dass diese je nach Strombedarf von Außen angesteuert werden können.³⁰ Um zugleich aber sicherzustellen, dass die nötige Wärme für die Wohnungen erzeugt wird, bietet es sich an, dass regional viele Anlagen gemeinsam gesteuert werden (Smart Grid, virtuelles Kraftwerk). Gegenüber dem Netz verhält sich dann das Smart Grid wie ein einziges Kraftwerk, das täglich eine bestimmte Leistung abgibt, die sich aber je nach Bedarf variabel im Tagesverlauf steuern lässt³¹. Bei den Haushalten oder anderen Verbrauchern setzt das natürlich ausrei-

²⁸ Siehe auch <http://www.kombikraftwerk.de/>

²⁹ siehe hierzu: Martin Schmidt, DiGSILENT GmbH: Intelligente Lösungen zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Beitrag zum Symposium „Stromversorgung im Wandel: Netzsicherheit durch erneuerbare Energien“, Berlin 21. Februar 2007

³⁰ Die BHKW sollen also saisonal wärme gesteuert (also nach Wärmebedarf der Haushalte), aber im Tagesverlauf elektrisch gesteuert werden, um die Stromnachfragespitzen abzudecken.

³¹ Im Rahmen von Smart Grid kann nicht nur das Angebot, sondern auch die Nachfrage gesteuert werden. Durch Lastvariable Tarife (d. h. der Strom ist in Spitzenzeiten teurer, in nachfragearmen Zeiten billiger) kann erreicht

chende Wärmespeicher voraus, damit es kein Problem gibt, wenn z. B. die Heizung im Winter meist erst nachmittags anspringt³².

2.c. Welche Strompreise ergeben sich aus dem Szenario?

Eines der interessantesten Ergebnisse der Berechnungen sind die daraus resultierenden Strompreise. Dr. Czisch berechnete in der optimalen Variante basierend auf heutigen Erzeugungskosten einen Preis für die Stromerzeugung von 4,6 Cent pro Kilowattstunden. In diesem Preis sind bereits 11% Kosten für den Stromtransport über das Supergrid enthalten – davon 7 Prozent für das Netz selber (Unterhalt und Abschreibung) und 4 Prozent durchschnittliche Verluste beim Netztransport.

Diese Kosten sind natürlich nur dann erreichbar, wenn für jedes Kraftwerk die optimalen Standorte gewählt werden. Dann ständen nur wenige Windkraftanlagen in Deutschland – denn dann werden nur noch Standorte mit über 2500 Jahresvolllaststunden und Erzeugungspreisen von unter 6 Cent/kWh gewählt. Bis zu 20% der Strommenge würde aus Afrika und dem Nahen Osten importiert werden³³. Dazu würden Solarkraftwerke ebenso beitragen wie auch Windkraftwerke an der Atlantikküste von Marokko und Mauretanien und am Roten Meer.

Beschränkt man dagegen das Szenario aus politischen Gründen auf Europa, dann liegen die Kosten pro Kilowattstunde um mindestens 1 bis 2 Cent höher.

Allerdings kann man sicher damit rechnen, dass die Kostendegression bei den erneuerbaren Energien noch eine ganze Zeit lang weitergehen wird. Das gilt insbesondere für Offshore-Windanlagen und für solarthermische Kraftwerke – beides Technologien, die erst am Beginn ihrer Entwicklung stehen.

Deswegen kann man die erfreuliche Aussage treffen, dass die hundertprozentige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien nicht nur technisch möglich ist, sondern auch bezahlbar bleibt, egal ob der Erzeugungspreis inklusive Supergrid dann bei 5 Cent oder bei 8 Cent landet. Die Behauptung der Energiewirtschaft, wir müssten aus Kostengründen noch über längere Zeit einen Mix aufrechterhalten und deswegen müssten neue Kohlekraftwerke gebaut werden, ist damit widerlegt. Im Gegenteil: Schon heute resultieren die Preisvorteile von Kohle- und Atomkraftwerken nur noch daher, dass bei vielen abgeschriebenen Anlagen keine Fixkosten mehr anfallen. Neubauten sind schon heute teurer als Windstrom an guten Standorten.

Es gilt weiterhin:

Strom aus Atomkraft, aus Kohle, Öl und Erdgas wird immer teurer, Strom aus erneuerbaren Energien wird immer billiger.

Es ist durchaus möglich, dass schon im kommenden Jahrzehnt die Strompreise aus erneuerbaren Energien günstiger sein werden, als die aus fossilen oder Atomkraftwerken.

Anmerkungen zur Finanzierung

Die jährlichen Investitionen in der Übergangsphase zur Versorgung mit erneuerbaren Energien für den Bau der Kraftwerke und für das Supergrid liegen nach Berechnungen von Dr. Czisch bei ca. 80 Mrd. € davon ca. 7 Mrd. € für das Supergrid. Diese Investitionen müssen von Privaten oder von der öffentlichen Hand aufgebracht werden. In jedem Fall wird es eine entscheidende Aufgabe der Re-

werden, dass Verbraucher ihre Geräte dann einschalten, wenn viel Strom angeboten wird. Dies kann automatisch durch eine aufmodulierte Variation der Stromspannung geschehen (ab einem bestimmten Strompreis schaltet sich die Waschmaschine ein), oder auch durch eine Ampel im Haus, die rot leuchtet, wenn der Strom besonders teuer und grün, wenn er besonders billig ist.

³² Der heutige grundsätzliche Vorrang für Strom aus Erneuerbare Energien nach dem Energie-Einspeise-Gesetz (EEG) kann dann natürlich nicht mehr Bestand haben. Dann muss auch die Vergütung für Stromeinspeisung neu geregelt werden. Eine entsprechende höhere Vergütung ist dann auch gerechtfertigt, da es sich dann ja um teuren Strom in Zeiten hoher Nachfrage handelt.

³³ Diese 20% sind natürlich in dem oben (Abschnitt 2.a.) dargestellten Mix bereits enthalten. Es geht hier nur um die Frage, wo die Kraftwerke stehen – alle in Europa oder eben ein Teil auch in Nordafrika oder Nahost.

gerungen bzw. der EU sein, durch entsprechende Gesetze und Anreize zu gewährleisten, dass das nötige Kapital in diese Investitionen fließt. Daraus folgt aber auch, dass jede Investition in neue Kohlekraftwerke Kapital bindet, das für die Energiewende fehlt.

Es gibt für die Finanzierung bei Wind- und Solarkraftwerken allerdings eine Besonderheit. Während der größte Kostenfaktor für die Erzeugung von Strom bei fossilen Kraftwerken die Betriebskosten des Kraftwerkes und die Rohstoffkosten sind, sind bei erneuerbaren Energien die Betriebskosten relativ klein und die Rohstoffkosten für Wind, Wasser und Sonne sogar gleich Null. Das hat aber erhebliche Auswirkungen auf die Preisgestaltung. Denn die entscheidenden Faktoren für den Preis einer kWh Strom sind bei einem solchen Kraftwerk die Abschreibung, die Zinsen auf die Kredite und der Gewinn. Ein höherer Zinssatz und Gewinn hat bei fossilen Kraftwerken nur einen relativ kleinen Einfluss auf den Erzeugerpreis des Stroms, und kann durch höhere Effizienz ausgeglichen werden. Bei Sonnen- oder Windkraftwerken ist das anders.

Es muss also im Einzelfall durchaus geprüft werden, ob Grundinvestitionen in die neue Energieinfrastruktur ganz oder teilweise durch die öffentliche Hand getätigt werden, wenn die niedrigen Zinssätze auf Grund des guten Ratings der öffentlichen Hand und ggf. der teilweise Verzicht auf Gewinne zu deutlich niedrigeren Strompreisen führen können.

2.d. Diskussion von Alternativen

Im Zusammenhang mit dem Szenario einer vollständigen Versorgung Europas mit Strom aus erneuerbaren Energien haben sich in den Diskussionen weitere Fragen ergeben, auf die ich im Folgenden eingehen will.

Welche Rolle können andere Erneuerbare Energien spielen

Je nach dem, wie sich die Kostendegression für die verschiedenen Erneuerbaren Energiequellen entwickelt, wird das vorgestellte Szenario sich verändern.

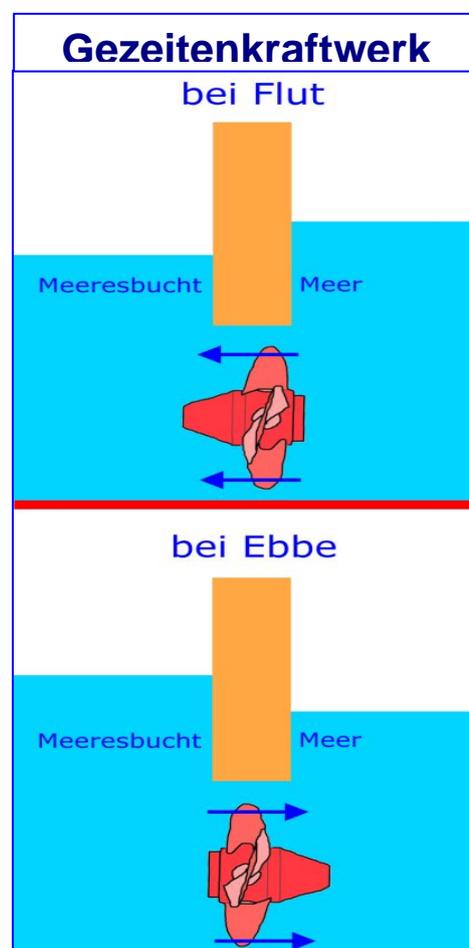
Die **Photovoltaik (PV)** ist heute noch die teuerste Erneuerbare Energie. In unserem Szenario würden PV-Anlagen dann eine Rolle spielen können, wenn der Preis pro erzeugter kWh unter 15 Cent sinkt.

Allerdings haben PV-Anlagen im Rahmen des Verbundnetzes auch den Nachteil, dass sie nachts keinen Beitrag liefern und nicht gesteuert werden können. Dazu kommt, dass der Ertrag in unseren Breiten jahreszeitabhängig stark schwankt. Aus diesen Gründen muss der Ansatz von 4% Photovoltaik (PV) im Jahre 2020 im Szenario 2.0 hinterfragt werden.

Die **Geothermie** wird sehr wahrscheinlich in den nächsten Jahren als Wärmequelle zum Durchbruch kommen. Das gilt sowohl für die Oberflächengeothermie wie auch für die Tiefengeothermie. Dagegen ist noch nicht absehbar, dass die Geothermie bis 2020 relevante Beiträge für die Stromerzeugung leisten wird. Der technische Aufwand ist angesichts der hiesigen Verhältnisse nur mit einem unverhältnismäßigen technischen Aufwand zu realisieren, wie die Situation mit der Versuchsanlage in Neustadt-Glewe zeigt.

Fallwindkraftwerke versprechen nach den bisherigen Berechnungen durchaus interessante Strompreise. Bislang gibt es aber keine Referenzanlagen, so dass eine Berücksichtigung mittelfristig noch nicht realistisch ist.

Gezeitenkraftwerke können in den kommenden Jahren im Einzelfall durchaus eine Rolle spielen. In Großbritannien ist



unter dem Namen Severn Barrage der Bau eines riesigen Gezeitenkraftwerkes geplant. An der Mündung des Severn zwischen Cardiff und Bristol soll eine 16 Kilometer lange Sperre durch den Bristolkanal errichtet werden. Die dort 216 geplanten Turbinen sollen insgesamt eine Leistung von 8,6 GW erreichen und damit fünf Prozent des britischen Stromverbrauches abdecken. Nachteil eines solchen Kraftwerkes im europäischen Verbund ist, dass seine Leistung im Rhythmus der Gezeiten schwankt. Gezeitenkraftwerke können also nur ergänzend zu Windkraft Grundlast liefern, die Schwankungen müssen aber durch regelbare Kraftwerke angesteuert werden.³⁴

Die Energiewirtschaft propagiert im Moment besonders die Technologie der **Kohle-Sequestrierung und Speicherung (CCS)**. Dabei soll erreicht werden, dass Kohle- und andere fossile Kraftwerke kein CO₂ mehr freisetzen. Dies geschieht, indem das bei der Verbrennung entstehende CO₂ vor oder nach der Verbrennung abgesondert und dann in unterirdischen Kavernen auf Dauer gespeichert wird. Abgesehen von den technischen Problemen und den immensen Kosten, von denen die Rede ist, bleibt als das größte Problem die Sicherheit der Lagerstätten über hunderte von Jahren. Denn wenn das CO₂ im Laufe der Jahrhunderte wieder nach oben sickert, ist kein Problem gelöst, sondern ein zusätzliches Problem geschaffen worden.

Außerdem sind die dafür zur Zeit bevorzugten Speicherorte, die salinen Aquifere in Norddeutschland, auch gut nutzbar für die Wärmeversorgung durch die Tiefengeothermie. Diese saubere Wärmequelle wird dann nicht mehr sinnvoll nutzbar sein. Es ist deshalb nicht absehbar, dass die mit der CCS-Technologie und der Speicherung verbundenen Probleme in den kommenden Jahren gelöst werden. Nach 2023 wird das Wachstum der erneuerbaren Energien mit Sicherheit den Einsatz dieser Technologie in fossilen Kraftwerken sowieso überflüssig machen. Und CCS bringt auch keinerlei Entlastung beim Preisanstieg durch die Ressourcenverknappung fossiler Brennstoffe.³⁵

Große Netze – kleine Netze – ein Paradigmenwechsel³⁶?

Eine lebhaft diskutierte Frage löste in Schleswig-Holstein die Frage aus, ob wir uns mit einem GRÜNEN Energiekonzept mit europäischen Komponenten weitgehend von unserem GRÜNEN Prinzip einer dezentralen kommunalen Energiepolitik verabschieden.

Natürlich wird auch in Zukunft die kommunale Energiepolitik eine wichtige Rolle spielen – schließlich sind die kommunalen Versorger im Besitz der Verteilnetze für die Mehrzahl der Bevölkerung. Deshalb bleiben die Kommunen wichtige handelnde Akteure. Sie haben die Verantwortung für die Netzanbindung der Endkunden und können sich aktiv an der Netzsteuerung in lokalen Regionen mit den örtlichen Erzeugern und Verbrauchern beteiligen.

Eine Energiewende, die sich nur auf dezentrale Netze beschränkt, ist aber u. E. nicht realistisch. Wir wollen in 40 Jahren 90% der gesamten heutigen Stromproduktion in Deutschland aus fossilen und Atom-Kraftwerken ablösen, davon ein Drittel bereits bis 2023. Wer das will, der muss Windparks in einer Größenordnung bauen, die man gar nicht anders bezeichnen kann als Großkraftwerke. Und wer die Schwankungen solcher Windparks nur lokal aussteuern wollte, der müsste in Speichertechnologien investieren, die den Strompreis erheblich nach oben treiben würden.

Eine dezentrale Lösung alleine ohne das Super-Grid würde um ein Vielfaches teurer. Wer also nicht bereit ist, den beschriebenen Weg zu gehen, der muss in einem realistischen Szenario darstellen können, wie sie oder er die beschriebenen Fragen lösen will, und was das kosten soll.

³⁴ Das Projekt wird von Umweltschützern heftig bekämpft, da es mit großen ökologischen Veränderungen des gesamten Flusssystemes verbunden ist.

³⁵ Die Preise für Kraftwerkskohle sind in den letzten 12 Monaten im Vergleich zu den Vorjahren sehr stark angestiegen. Importkohle für Kraftwerke ist jetzt mit etwa 140 \$ ohne Fracht mehr als doppelt so teuer gegenüber dem Durchschnittspreis von 2007 (<http://www.das-parlament.de/2008/42/WirtschaftFinanzen/22493690.html>).

³⁶ Der Wissenschaftstheoretiker Thomas Samuel Kuhn prägte den Begriff „Paradigma“ für eine „Lehrmeinung“. Ein Paradigmenwechsel ist also keine Änderung der wissenschaftlichen Erkenntnisse – in diesem Fall der grünen Programmatik – sondern eine Änderung der Interpretation derselben. Also eine Änderung der Sichtweise! Bisher steht alles, was hier diskutiert wird, schon in grünen Programmen. Nun kommt es darauf an, daraus die Konsequenzen zu ziehen.

Eine besondere Rolle in der GRÜNEN Diskussion spielten immer die BHKW. Die Ablösung der Heizungskessel durch BHKW in den Haushalten ist in den kommenden Jahrzehnten eine sinnvolle und notwendige Übergangsstrategie. Danach stößt der Einsatz von Biomasse zunehmend auf Grenzen. Einmal können die BHKW beim Übergang auf eine Stromerzeugung vollständig durch Erneuerbare Energien perspektivisch nur noch durch Biomasse/Biogas betrieben werden. Diese wird aber auch im Verkehr dringend benötigt. Zum anderen wird die Effizienz von Kraftwärmekopplung geringer, wenn die Häuser auf Niedrig-Energie oder gar auf Passiv-Haus-Standard gebracht werden.

Deswegen ist die Kraftwärmekopplung in unserem Szenario, in dem wir bis 2020 bereits die Hälfte der Energien regenerativ erzeugen wollen, eine temporäre Übergangslösung. Der Ausbau von lokalen Wärmenetzen und damit verbundenen Wärmespeichern ist aber auch ein wichtiger Baustein für ein zukünftiges Gesamtkonzept, wenn später schrittweise die BHKW durch solar erzeugte Wärme und thermische Langzeitspeicher³⁷ ersetzt werden.

Kraftwerke in Afrika und Nahost und die Versorgungssicherheit

Eine intensive Diskussion löste bei der Vorstellung des Szenarios oft die Frage aus, ob es denn zu verantworten ist, dass wir uns von Solarkraftwerken in Nordafrika und im Nahen Osten (MENA – Middle East - North Africa) oder von Windkraftwerken in Osteuropa abhängig machen.

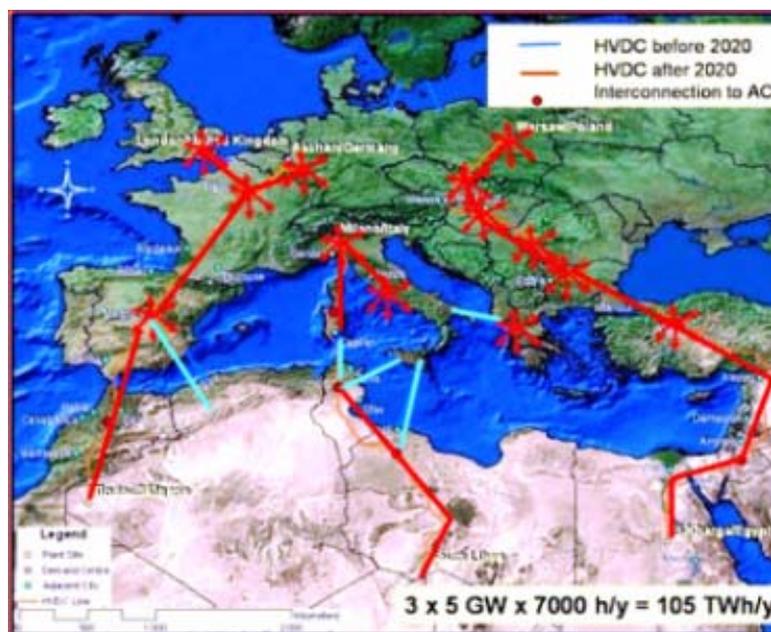
Zunächst ist festzuhalten, dass das Szenario auch ohne die Berücksichtigung der MENA-Staaten funktioniert. Nur kostet dann der Strom ca. 1 – 2 Cent pro kWh mehr.

Man sollte aber auch berücksichtigen, dass wir zurzeit in viel größerem Maße von Energieimporten abhängen als in dem geschilderten Szenario. Heute kommt ein erheblicher Teil unseres Öls aus Lieferantenstaaten, deren politische Stabilität nicht sicher ist. Beim Erdgas sind wir überwiegend abhängig von dem Hauptlieferanten Russland.

Eine vergleichbare Abhängigkeit ist in einem Szenario, in dem die EU etwa 20% ihres Stroms von einem Dutzend Nachbarländern bezieht, nicht gegeben. Gerade die Abhängigkeit von Russland, aber auch die von den heutigen Öllieferanten wäre viel geringer als heute.

Auch die Befürchtung, ein HGÜ-Kabel könnte durch Terroristen gesprengt werden ist wenig stichhaltig. Denn natürlich würde auch ein HGÜ-Netz erhebliche Redundanzen und sich daraus ergebende Alternativrouten benötigen. HGÜ-Kabel sind nicht störungsanfälliger als Öl- oder Gaspipelines oder die Verschiffungshäfen. Im Gegenteil: HGÜ-Kabel können im Unterschied zu den Verteilerleitungen im Land nicht mal angezapft werden.

Die Initiative TREC argumentiert sogar genau umgekehrt. Ein solches Netz könnte die Grundlage dafür sein, dass die MENA-Länder überhaupt erst eine stabile



Bereits geplante (hellblau) bzw. von der DLF untersuchte (rot) HGÜ-Trassen

³⁷ Ein geeigneter Langzeitwärmespeicher auf Betonbasis wurde jetzt von den Wissenschaftlern des DLR Stuttgart entwickelt und in Zusammenarbeit mit der Baufirma Ed. Züblin AG realisiert und erfolgreich erprobt (http://www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-13/135_read-13498/).

Stromversorgung bekommen. Die Möglichkeit damit Geld zu verdienen, könnte die Grundlage für die Finanzierung von Entwicklung sein. Für die heutigen Gas- und Öllieferanten wäre es auch ein Stück Kompensation für die wegfallenden Lieferungen fossiler Rohstoffe. Auf diese Weise wäre TREC geradezu ein Teil Friedens- und Entwicklungspolitik.³⁸

Gerade für die GRÜNEN, die sich immer in besonderer Weise für das Zusammenwachsen der Völker einsetzen, sollten dies triftige Argumente sein.

Im Übrigen sind diese Überlegungen längst keine Theorie mehr. Mittlerweile sind bereits 5 HGÜ-Kabel über das Mittelmeer in Planung. Die Zusammenarbeit bei der Energieerzeugung war bei der diesjährigen Konferenz der Mittelmeeranrainerstaaten Thema und wurde vom französischen Präsidenten Sarkozy ausdrücklich unterstützt.

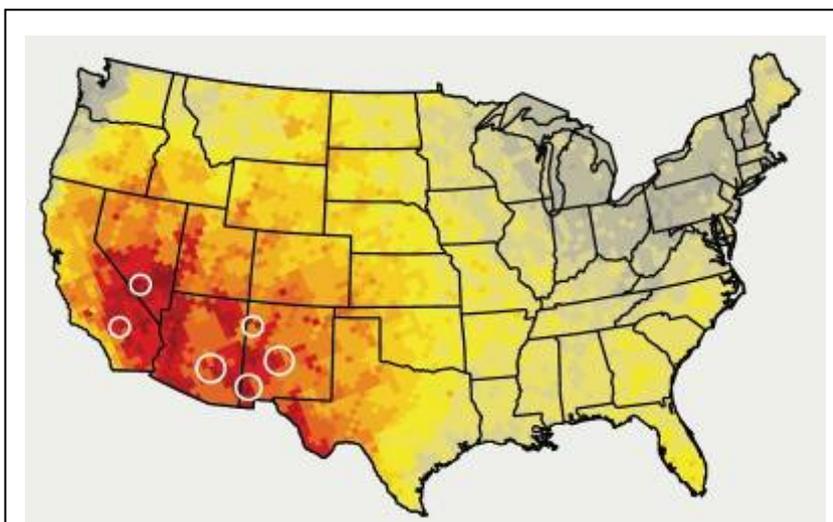
Die globale Dimension

Das Klimaproblem ist nicht allein in Europa lösbar. Aber das Spannende an dem dargestellten Weg besteht darin, dass Europa diesen Weg gehen kann, ohne auf den Rest der Welt zu warten. Wenn es stimmt, dass der vorgeschlagene Weg auf mittlere Sicht nicht teurer, sondern vermutlich sogar günstiger wird, dann hat das sogar handfeste Vorteile. Schon heute hat die GRÜNE Politik des EEG dazu geführt, dass Deutschland in einer Reihe von Technologien im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien eine Spitzenposition auf dem Weltmarkt aufgebaut hat. Zur Zeit werden zwei Drittel der in Deutschland gebauten Windkraftwerke exportiert, der größte Teil in die USA, aber auch Europa, China, Indien und viele andere Staaten werden bereits beliefert.

In Bezug auf die Lösung des Klimaproblems ist es aber viel wichtiger, dass der vorgeschlagene Weg ein Weg ist, der von anderen Staaten bzw. Regionen nachgeahmt werden kann. In den USA hat diese Debatte unter dem Stichwort „Solar Grand Plan“³⁹ längst begonnen und wurde von Al Gore wie auch von Barrack Obama bereits aufgegriffen.

Natürlich braucht es konkrete Szenarien auch für den Rest der Welt. Aber wenn Europa mit einer solchen Initiative

beginnt, dann wird das weltweite Aufmerksamkeit erlangen. Schon heute reichen sich die Delegationen aus China, Japan und Indien bei unseren Windkraftanlagenherstellern die Hand. Ich bin sicher, dass sich dann andere Länder an diesem Modell orientieren werden, insbesondere wenn es im Rahmen



Aus „Solar Grand Plan“ – Karte der Sonneneinstrahlung in den USA mit den Standorten der Solarkraftparks

³⁸ Natürlich besteht die Gefahr, dass die Einnahmen aus den Stromexporten genau so in den Kassen von Machthabern verschwinden können, wie das heute in manchen Öl-Staaten passiert. Es ist also notwendig, eine Initiative der EU gegenüber Afrika zu starten, die zum Ziel hat, „good governance“ bei den Kooperationspartnern zu unterstützen. Der erfolgreiche EU-Erweiterungsprozess hat gezeigt, dass eine solche Politik Erfolg haben kann, wenn sie den Partnerländern auch etwas anzubieten hat.

³⁹ Die drei Forscher Ken Zweibel, James Mason und Vasilis Fthenakis haben den „Solar Grand Plan“ vorgelegt. Nach diesem soll die USA in dreißig Jahren überwiegend mit Solarstrom aus den Wüstengebieten im Südwesten versorgt werden. Ergänzend haben sie Windkraftwerke und Geothermie mitgerechnet. Die Verteilung soll wie bei dem von uns vorgeschlagenen Szenario mit Hilfe eines neu zu errichtenden HGÜ-Netzes erfolgen.

der internationalen Klimaverhandlungen dazu kommt, dass die schwächeren Länder bei ihren Anstrengungen zur CO₂-Reduktion von den reichen Staaten unterstützt werden.

3. Was ist zu tun?

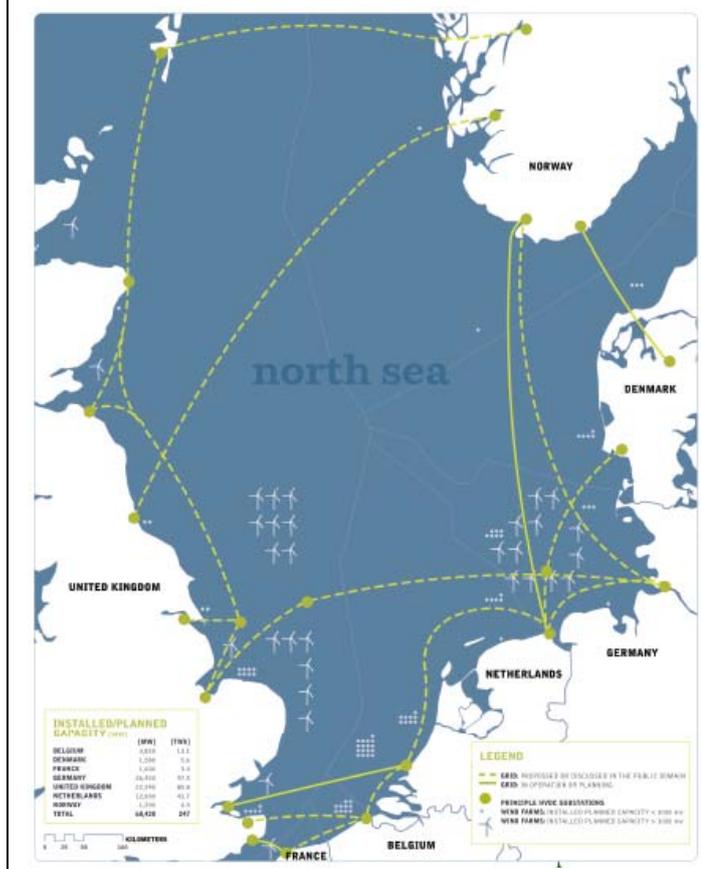
Mit dem oben dargestellten Modell einer vollständigen Energieversorgung Europas durch regenerative Energien ist ein Ziel dargestellt, wie es gehen kann. Aber dieses Szenario kann mit Sicherheit so nicht bis 2023 umgesetzt werden. Das ist auch nicht erforderlich. Denn nach den von uns formulierten Klimazielen ist eine vollständige Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien erst für das Jahr 2050 anzustreben. Denn bis dahin soll der CO₂-Ausstoß in Deutschland um 80% und der in der EU um 60-80% je nach Ausgangsbasis gesenkt werden.

Ein Szenario für 2023

Was wir jetzt aber brauchen, um der Kampagne der Energiekonzerne entgegenzutreten, ist ein Szenario für das Jahr 2023, wenn das letzte Atomkraftwerk abgeschaltet wird. Dieses Szenario müsste folgendes leisten:

- Überarbeitung des angestrebten Energiemix in Deutschland für das Jahr 2023. An einigen Punkten muss m. E. der Modal Split der Energieträger in dem Konzept „Energie 2.0“ angepasst werden. Ziel ist aber unverändert die Reduzierung der CO₂-Ausstöße in Deutschland um 40%.
- Es sollten für unterschiedliche Alternativen die Kosten berechnet werden, um die benötigten Mittel möglichst optimal einzusetzen und um Argumente zu haben gegen die Behauptung, dass bei Umstellung auf erneuerbare Energien die Strompreise steigen.
- Eine der Grundfragen wird sein, in welchem Umfang wir bis 2023 Offshore-Windparks bauen wollen und in welchem Umfang wir auf Energieimporte setzen wollen. Als Quellen von Energieimporten dürfen selbstverständlich nur erneuerbare Energien (Wasser, Wind und Solar) in Frage kommen. Dies kann auch dadurch geschehen, dass sich deutsche Unternehmen an Offshore-Windparks an der Atlantikküste oder an solarthermischen Kraftwerken in Spanien oder Tunesien beteiligen.
- Geklärt werden muss auch, mit welchen Schwankungen im Angebot von Windstrom und PV-Anlagen in dem Übergangsszenario zu rechnen ist und wie diese Schwankungen sowie die Nachfragespitzen ausgesteuert werden können. Dazu stehen natürlich ein Teil der bis dahin noch existierenden fossilen Kraftwerke (insbesondere die leicht zu regulierenden Gaskraftwerke) zur

Bereits realisierte oder geplante Offshore-Windparks und HGÜ-Trassen in der Nordsee (Quelle Greenpeace August 2008)



Verfügung. Außerdem sind wir in Deutschland in der günstigen Lage, dass wir zwischen den beiden größten Wasserspeicherpotentialen in Europa liegen: Nämlich Skandinavien und den Alpen. Deutschland eignet sich also in besonderer Weise dafür, im nationalen Rahmen als Vorbild voranzugehen.

- Daraus leitet sich dann ab, welche HGÜ-Trassen in welcher Reihenfolge gebaut werden sollen. Absehbar ist jedenfalls, dass wir neben der Anbindung der Offshoreparks die bereits geplante Anbindung an Norwegen brauchen. Dazu kommt die zur Zeit diskutierte Trasse, die die Schweiz mit den Offshore-Windparks an der Küste verbinden soll. Eine solche Trasse sollte durch Umrichterstationen an die großen Verbraucherzentren (insbesondere NRW) angebunden werden. Und zu gegebener Zeit wird zumindest ein Anschluss nach Süden erforderlich, um solarthermische Kraftwerke in Südeuropa einzubinden und einen Anschluss an eines der geplanten HGÜ-Kabel über das Mittelmeer nach Nordafrika zu erhalten.
- Das bestehende Drehstromnetz muss technisch so überarbeitet werden, dass eine Einbindung der erneuerbaren Energien als „Grundlast“ möglich wird. Eine kleinmaschige ergänzende Netzsteuerung von unten nach oben muss ein Bestandteil sein.

Politische Handlungsoptionen

Auf Grundlage eines solchen Szenarios können politische Handlungsschritte entwickelt werden.

- Überprüfung und Überarbeitung des gesetzlichen Rahmens (Energiewirtschaftsgesetz) u.a. mit dem Ziel, die Rahmenbedingungen für die Umsetzung des Szenarios zu schaffen.
- Überarbeitung der Förderinstrumente wie EEG, KWKG, EnEV und Investitionsförderung von Bund und Ländern bzw. Kommunen. Dazu gehört auch eine konsequente ordnungsrechtliche Erschließung von Einsparmöglichkeiten. Es ist nicht viel Zeit zu verlieren, wenn wir das Ziel 2020/2023 erreichen wollen. Deswegen müssen die Förderinstrumente so ausgerichtet werden, dass sie möglichst effizient und zielgenau wirken.
- Initiieren eines Kommunikationsprozesses innerhalb der Partei und in der Öffentlichkeit.
- Handlungsoptionen in Europa mit der EP-Fraktion und den europäischen Grünen abstimmen.⁴⁰ Insbesondere das Supergrid sollte ein Projekt der EU sein, das durch geeignete Fördermittel initiiert und realisiert wird.
- Herunter Brechen des Szenarios auf Subszenarien in den Bundesländern und auf Handlungsoptionen in Ländern und Kommunen.

Alle Umfragen der letzten Zeit stellen fest, dass die GRÜNEN Ziele in der Klima- und Energiepolitik von einer großen Mehrheit der Bevölkerung unterstützt werden. Es gibt aber bei vielen Menschen und insbesondere bei den Multiplikatoren in Medien und Verbänden ernsthafte Zweifel, ob das alles so funktionieren wird, wie die GRÜNEN sich das vorstellen.

Deshalb sind die GRÜNEN jetzt in der Pflicht, den anderen Parteien und der Energiewirtschaft mit einem gerechneten politischen Szenario zu begegnen. Die GRÜNEN haben in Energiefragen mittlerweile die höchste Kompetenzzuschreibung. Dem müssen und können wir gerecht werden.

⁴⁰ Michaele Schreyer und Lutz Mez haben für die Heinrich Böll Stiftung eine Machbarkeitsstudie für eine Europäische Gemeinschaft für Erneuerbare Energien (ERENE – European community für renewable energies) vorgelegt.