

Lücke oder Lüge?

Positionen, Argumente und Fakten in der „Stromlückendebatte“

Dietmar Dürr

Die Debatte über eine drohende Versorgungslücke in der deutschen Stromerzeugung beherrscht die aktuelle energiepolitische Diskussion: Während die Energiewirtschaft angesichts zunehmender Widerstände gegen den Neubau von Kraftwerken und Stromnetzen vor drohenden Blackouts warnt, bewerten Umweltverbände den erwarteten Fortschritt bei erneuerbaren Energien und Energieeffizienz als ausreichend, um die entfallenden Kapazitäten zu ersetzen.

Im März hatte die Deutsche Energie-Agentur (dena) eine Analyse vorgelegt, nach der die Kraftwerkskapazität 2012 nicht mehr ausreicht, um die erwartete **Jahreshöchstlast**¹ zu decken. Bis 2020 wachse die Lücke selbst bei Senkung des Stromverbrauchs auf 11.700 MW². Dem widerspricht das Umweltbundesamt (UBA) in einer Kurzstudie: „Die Versorgungssicherheit mit Strom ist in Deutschland nicht gefährdet - eine „Stromlücke“ ist nicht zu erwarten“³. Voraussetzung: die Beschlüsse der Bundesregierung - Senkung des Stromverbrauchs um 11 Prozent, Verdoppelung des KWK-Anteils sowie Ausbau der erneuerbaren Energien auf 30 Prozent - werden realisiert. Bei der Berechnung beschränkt das UBA die zulässigen CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks 2020 – unter Bezug auf das 40-Prozent-Reduktionsziel – auf 225 Mio. t CO₂ p.a. und errechnet daraus noch zulässige Kohlestrommengen von 208 TWh⁴. Daher folgert das UBA, über die im Bau befindlichen Kraftwerke hinaus – drei Braunkohle- und zwei Steinkohleblöcke - dürften keine neuen Kohlekraftwerke gebaut werden.

Die dena hatte bezweifelt, dass alle Kraftwerksneubauten tatsächlich realisiert werden und nur gesicherte Planungen einbezogen. Bundesumweltminister Gabriel sieht nur neun von 17 Kraftwerksprojekten als gesichert an⁵. Weiter verweist die dena auf die Diskrepanz zwischen den politischen Zielen und den aktuellen **Effizienz- und Verbrauchstrends**. Das UBA befindet, die dena bewerte die Entwicklungen zu zögerlich. Ein Diskussionspapier aus dem Umfeld des Öko-Institut sekundiert, dass – unbeschadet der Tatsache, dass „die deklamierten Ziele auch durch entsprechende politische Maßnahmen gedeckt“ werden müssten - die dena den Stromverbrauch 2020 zu hoch ansetze und von sehr geringen Einsparungen ausgehe⁶.

Politisch verlagert sich die Debatte auf eine Spekulation über die unterstellten Motive: In einem von neun Bundestagsabgeordneten und den Spitzen der Umweltverbände unterzeichneten Aufruf heißt es, hinter der Debatte stünde *„die Verteidigung marktbeherrschender Stellungen auf dem Strommarkt und von Eigeninteressen“*. Eine Stromlücke entstünde nur, wenn es zu keiner Neuorientierung in der Stromversorgung komme. Der Parteirat von Bündnis90/Grünen faßt gar einen förmlichen Beschluß, es handele sich um eine „Stromlücken-Lüge“⁷.

Es ist zweifelhaft, ob sich die politisierte Debatte noch „einfangen“ lässt, da sie zur **Seitenwahlentscheidung** über eine „richtige“ energiepolitische Weichenstellung gerät. Die vorliegende Darstellung soll die Positionen hinter der Debatte begrifflich machen, die Ergebnisse der aktuellen Energieprognosen synthetisieren sowie auf vernachlässigte bzw. in ihrer Wechselwirkung nicht überprüfte Aspekte hinweisen. Dazu werden 15 Szenarien aus 9 Energieprognosen

analysiert (siehe Anhang); Kriterium bei der Szenarienauswahl war, dass sie den Kernenergieausstieg und den Ausbau erneuerbarer Energien sowie KWK im Energiemix berücksichtigen⁸.

1. Hintergrund der Debatte

Der Stromlücken-Streit basiert auf einer verspäteten Wahrnehmung der Kapazitätendebatte, die unter Fachleuten seit 2003 (italienischer Blackout) geführt wird und auf einer **Wegscheidementalität**, die in der DLR-Leitstudie 2007 zum Ausdruck kommt: „Die Periode bis 2010 entscheidet darüber, ob überhaupt rechtzeitig das „Fenster“ für einen Erfolg versprechenden Weg in eine nachhaltige Energieversorgung geöffnet wird“⁹.

Dazu skizzierte die DLR-Leitstudie, 2007 für das Bundesumweltministerium (BMU) erstellt, ein Zielszenario, wie der Energiemix bei einem forcierten Ausbau erneuerbarer Energien in den Jahren 2020, 2030 und 2050 aussehen sollte. Zusammen mit der für den Energiegipfel 2007 erarbeiteten EWI/Prognos-Studie¹⁰ bilden die DLR-Zahlen die Grundlage für die Maßnahmen des Integrierten Energie- und Klimapakets (IEKP). Sowohl UBA als auch die dena berufen sich auf die hier definierten Ausbauszenarien, kommen aber zu unterschiedlichen Einschätzungen: Das liegt daran, dass die dena auf die Kapazitäten für die Deckung des – ggf. nur eine halbe Stunde im Jahr benötigten - **Spitzenverbrauchs**, das UBA dagegen auf die **Jahresproduktion** abstellt.

Die dena warnt, dass der Zubau benötigter Kapazitäten mit der vorgesehenen Abschaltung (nuklearer) Grundlastkapazität nicht Schritt hält, um diesen Peak zu decken. Das UBA geht dagegen davon aus, dass **Energieeinspareffekte** den benötigten Jahreshöchstbedarf verringern. Zudem würden technische Konzepte zur Speicherung von Strom und zum Lastmanagement eine größere Rolle spielen und die ständig verfügbare Mindestkapazität aus Windkraftanlagen mit steigendem Offshore-Anteil wachsen. Belege bleibt die UBA-Kurzstudie allerdings schuldig¹¹.

Kritisch sind – wie oft bei Prognosen – die zugrundeliegenden Annahmen: Sie hängen ab von:

- a) den erzielbaren Verbrauchsreduktionen bzw. der Steigerung der Energieeffizienz;
- b) dem Grad des Ausbaus der erneuerbaren Energien (Wirtschaftlichkeit, Grundlastfähigkeit);
- c) dem benötigten Beitrag fossiler Kraftwerke als „Brückentechnologie“ sowie
- d) externen Einflußfaktoren aus dem EU-Energiebinnenmarkt und dem Emissionshandel.

Die wesentlichen Annahmen werden – unter Zuhilfenahme der im Anhang referierten Energieszenarien¹² - nachfolgend analysiert:

2. Entwicklung des Stromverbrauchs und der Energieeffizienz in der Wirtschaft

Zur Abdeckung des Spitzenbedarfs werden – bei unterstellten Verbrauchsrückgängen - laut dena im Jahr 2020 78,6 GW Kapazität benötigt. Davon bezeichnet die Studie – mit erneuerbaren Energien – 67 GW als gesichert: Ob die fehlenden 11,6 GW durch Verbrauchsrückgänge oder Zubau neuer Kapazitäten bereitgestellt werden, rührt an den Kern des Streits:

Das UBA-Szenario setzt voraus, dass alle politischen Ziele hinsichtlich abnehmender Energieverbräuche und Steigerung der **Energieproduktivität** verwirklicht werden, wie sie im EWI / Prognos-Gutachten zum Energiegipfel (Variante „Koalitionsvertrag“) modelliert werden. Die hier angenommene Steigerung der Energieproduktivität um 3 Prozent pro Jahr ist ambitioniert. In ihrem Entwurf zum Nachhaltigkeitsbericht vom 5. Mai 2008 beziffert die Bundesregierung die Erhöhung der Energieproduktivität von 1990 bis 2007 auf knapp 40 Prozent (1,5% p.a.)¹³.

Der Rat für nachhaltige Entwicklung befindet, die Bundesregierung täusche darüber hinweg, dass sie kaum vorankommt: Bis 2006 habe sich nur eine Erhöhung von 31 Prozent messen lassen, weshalb das Ziel einer Verdopplung bis 2020 gefährdet sei ¹⁴.

Die Landesregierung Baden-Württemberg lehnt das Szenario der Bundesregierung ab, weil es vielleicht auf andere Regionen der Bundesrepublik, aber nicht auf Baden-Württemberg zutrefe ¹⁵. Die EWI / Prognos-Studie untersucht ein **Alternativszenario**, in dem nur eine Effizienzsteigerung um 2 Prozent angenommen wird: In dieser Variante bewirken **Volumeneffekte** bei der erwarteten Wirtschaftsentwicklung, dass der Bruttostromverbrauch um 7 Prozent steigt. Die Wirtschaft produziert zwar mit höherer Effektivität, die Einsparungen werden aber durch die Mehrproduktion überkompensiert. Zur Deckung des Zusatzbedarfs einer solchen langsameren Effizienzentwicklung - immerhin noch 0,5-1,0 Prozent über dem aktuellen Trend -, errechnet EWI/Prognos 19% zusätzliche Steinkohle- bzw. 46% zusätzliche Gaskraftwerkskapazitäten.

Effizienzsteigerungen können – für den Laien verblüffend – auch zu höheren Stromverbräuchen führen: Werden ineffiziente Gasmotoren durch moderne Elektromotoren ersetzt, verbessert sich die Energiebilanz in Summe um 30 Prozent: 1,6 TWh eingesparter Primärenergie steht jedoch ein zusätzlicher Stromverbrauch um 1,1 TWh gegenüber ¹⁶. Auch im Hauswärmebereich verursachen gegenläufige Effekte eine Verbrauchserhöhung: Der im IEKP politisch geförderte Zubau von Wärmepumpen spart fossile Primärenergien wie Heizöl und Gas ein, führt jedoch zu höheren Stromverbräuchen, auch wenn sich im Saldo die **Gesamtenergiebilanz** verbessert ¹⁷. Vollkommen unberücksichtigt wird bisher, dass sich alle politischen Parteien – zur Reduzierung der Öl-Importabhängigkeit und zur CO₂-Einsparung im Verkehrsbereich – dafür aussprechen, **Hybrid- und Elektroautos** im Verkehr zu fördern. Auch hiermit ist eine Primärenergieeinsparung, aber auch ein steigender Stromverbrauch verbunden ¹⁸.

3. Entwicklung des Stromverbrauchs der privaten Haushalte

Im Haushaltsbereich ist – anders als in der Industrie – keine Entkopplung zwischen Konsum und Energieverbrauch feststellbar: 2002 hatte das UBA noch mit einem Rückgang um 4 % bis 2005 gerechnet. Real ist der Stromverbrauch seit 1991 hingegen um 16 Prozent gestiegen, in den letzten drei Jahren mit 0,7 % p.a. verlangsamt. Das UBA führt das auf den Anstieg der Wohnfläche je Person, dem Trend zu kleineren Haushalten, der zunehmenden Geräteausstattung sowie steigendem Konsum zurück ¹⁹.

Die Bundesregierung erwartet von ihren im IEKP verankerten Maßnahmen zur Endenergieeinsparung (Energieeinsparverordnung, Top-Runner-Programm, intelligente Zähler) eine Umkehr dieses Trends. Das UBA beziffert das Potential alleine für die Senkung des Stand-by-Verbrauchs auf 7 TWh im Jahr 2030, davon 1,5 TWh durch das Verbot des „Schein-Aus-Zustands“. Insgesamt hält das UBA eine Senkung des Haushaltsstromverbrauchs um 18 TWh für machbar. Die VDE-Studie-Energieeffizienz kommt zu der feinen Unterscheidung, dass die meisten Haushalte nicht die zugrunde gelegte Ausbaustufe erreichen, und beziffert das Verbrauchssenkungspotential auf 5 bis 10 TWh ²⁰. Richtig ist, dass durch **neue Zählertechnologien** der Spitzenbedarf gesenkt werden kann: Dazu wäre es erforderlich, **lastgesteuerte Preissignale** an die Endkunden weiterzugeben, d.h. differenzierte Strompreise nach unterschiedlichen Lastverhältnissen zuzulassen. So könnten intelligente Zähler an kalten Dezembertagen den Stromverbrauchern „signalisieren“, dass eine Kapazitätsknappheit herrscht und so das Verbrauchsverhalten verlagern. In einer weiteren Vervollkommnungsstufe können intelligente Haushaltsgeräte in Abhängigkeit

z.B. von der Windproduktion **lastgesteuert** Waschmaschinen oder andere Haushaltsgroßgeräte in Gang setzen bzw. vom Netz nehmen.

Diese Entwicklung hofft die Bundesregierung mit der **Liberalisierung des Meß- und Zählwesens** auszulösen: Die Marktdurchdringung dieser Technologien könnte jedoch länger dauern, als optimistisch prognostiziert. Weiterhin ist unsicher, ob die durch intelligente Zähler erzielte Verbrauchsabsenkung (im Feldversuch ca. 6 Prozent) **dauerhafter** Natur ist: Gewöhnungseffekte, die sich im Individualverkehr bei Benzinpreissteigerungen beobachten lassen, legen nahe, dass die Verhaltensänderung nicht bei allen Haushaltsverbrauchern auch nachhaltig anhält.

4. Zwischenfazit: Reaktionen auf eine mögliche Zielverfehlung

Auf die **Diskrepanz** zwischen politischen Zielen und tatsächlichen Verbrauchsentwicklungen gibt es zwei schon routinierte Reaktionsmuster: Wenn die Gesamtmenge der CO₂-Emissionen gleichbleiben sollte, fordert die eine Denkschule, dann müssen die politischen Maßnahmen „nachjustiert“ werden, ggf. durch ordnungsrechtliche Verbote. Die zweite Denkschule reagiert auf Zielverfehlungen regelmäßig mit dem Hinweis, die CO₂-Problematik entstehe erst durch den Ausstieg aus der Kernenergie und fordert eine zumindest flachere Ausstiegskurve.

Das UBA hatte in seiner Politikszenerien-Studie kalkuliert, dass selbst eine Fortsetzung der bisherigen Politik nicht ausreiche. Es berechnet ein alternatives „Mit-weiteren-Maßnahmen-Szenario“, in dem durch eine verschärfte Politik 18 TWh Minderverbräuche bis 2030 erzielt werden könnten. Für die politische Diskussion nicht unerheblich ist, dass dieses Szenario eine „Giftliste“ mit weitreichenden Einschränkungen der Bürger vorsieht. Solange die Debatte mit den Bürgern über die Maßnahmen und Kosten einer verschärfen Umweltpolitik nicht offen geführt wird, dürften viele Maßnahmen kaum mehrheitsfähig sein ²¹.

Für die Stromlückendebatte lässt sich festhalten, dass zur Vermeidung „überraschender“ Kapazitätslücken der Zubau eher in einem **konservativen Korridor** zwischen politischen Zielen und beobachtbaren Trends angelegt werden sollte. Dabei können – wie noch zu diskutieren sein wird – nachfrageseitige Abweichungen vom CO₂-Trend durch angebotsseitige Maßnahmen - z.B. den Ersatz alter Kraftwerke mit niedrigen Wirkungsgraden durch neue Technologien - kompensiert werden.

5. Der Beitrag der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien sollen – lt. UBA-Kurzstudie – in 2020 einen Grundbeitrag von ca. 10 GW Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen: Irgendwo bläst der Wind immer, so dass der Saldo aller Windeinspeisungen zu dieser Grundlast beitragen könne: Das setzt voraus, dass die Energie von den Offshore-Anlagen in die Lastzentren, z.B. im Süden des Landes, transportiert wird.

Historisch orientierte sich die industrielle Entwicklung an den Zentren der Energiebereitstellung: So entwickelten sich die wirtschaftlichen Zentren entlang der Rheinschiene, wo die Neigung des Rheins Laufwasserkraftwerke ermöglichte, oder im Ruhrgebiet, wo Kohleressourcen zur Verfügung standen. Im Zuge des anstehenden **Paradigmenwechsels** zu erneuerbaren Energien müsste eigentlich die Industrieproduktion in Richtung der neuen Erzeugungsschwerpunkte verlagert werden: in den Norden, wo der Wind bläst bzw. in Regionen mit wirtschaftlichen Biomasse- und Geothermiepotenzialen. Die Anmutung, man könne die Ansiedlung ganzer Wirtschaftsbereiche in spezifische Generationsschwerpunkte entlang der norddeutschen Küste oder südbadi-

scher Gesteinsformationen „steuern“, dürfte auf Proteste der Länder stoßen. Daher ist mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien auch der **Abtransport von Windenergie** aus dem Norden in die Lastzentren der Republik notwendig.

In der dena-Netzstudie (2005) wurde der nötige **Ausbau des Übertragungsnetzes** auf 850 km, mit Mehrkosten von 1,1 Milliarden Euro berechnet: Dieser Netzausbau kommt wegen lokaler Proteste langsamer voran. Dänemark, das als Mutterland des Windkraftausbaus gilt, weist mittlerweile einen Anteil von 25 Prozent fluktuierender Produktion aus erneuerbaren Energien aus, die es bisher – in Zeiten starken Windes – Richtung Schweden bzw. Deutschland „abwerfen“ mußte, um sein Netz stabil zu halten²². Im Zuge gesamteuropäisch wachsender Anteile von Erneuerbaren an der Stromproduktion müssen sowohl die Netze substanziell verstärkt als auch Backup-Kapazitäten bei ausbleibendem Wind bereitgehalten werden: Der Grad der benötigten (fossilen) Backups ist ebenso umstritten, wie die Frage, wer die Zusatzkosten dieser Maßnahmen tragen muß.

Prinzipiell ließe sich die Anforderung Backup-Kraftwerke vorzuhalten substanziell reduzieren, wenn es gelänge, in den nächsten Jahren technologische Sprünge bei den **Speichermöglichkeiten** für die fluktuierende Einspeisung zu erzielen: Hierzu gibt es verfügbare Ansätze, wie z.B. den Zubau neuer Pumpspeicher- oder Druckluftkraftwerke oder noch im Forschungsstadium befindliche Lösungen, z.B. neue Akkutechnologien oder Wasserstoffelektrolyse. All diese Technologien werden jedoch mit einem weiteren Wirkungsgradverlust gegenüber der zeitnahen Erzeugung bezahlt. Auch bleibt die Frage, wer die Bereitstellung dieser Speichertechnologien verantwortet: die Anbieter erneuerbarer Energien oder die Netzbetreiber.

6. Spitzenverbrauch und Grundlastkapazitäten

Maßgeblich für die Vermeidung von Blackouts ist nicht die Gesamtproduktion, sondern die Fähigkeit, zu jedem Zeitpunkt den Spitzenverbrauch („Peak“) abzudecken: Dazu regeln die Netzbetreiber mit Hilfe von Regelenergie (weiter unterschieden nach Minuten- und Sekundenreserve) in **jeder Minute** eines jeden Tages die Stromerzeugung mit dem aktuellen Verbrauch aus. Das ist eine anspruchsvolle Aufgabe: Der Blackout im Elmsland 2006 zeigt, dass bereits geringe Frequenzabfälle dazu führen können, dass die europäischen Netze nach unten kaskadieren²³.

Die von der dena thematisierte **Jahreshöchstlast** ist die höchste Stromverbrauchsspitze eines Jahres, die in Deutschland regelmäßig an einem Dezembertag zwischen 17.30 und 18.30 Uhr auftritt²⁴. Zu diesem Zeitpunkt muß eine **gesicherte Leistung** - inkl. einer Sicherheitsmarge von 5 Prozent (UCTE-Anforderung) - bereit stehen. Mit der Liberalisierung der Energiemärkte 1998 ist der wirtschaftliche Impuls gesunken, Kapazitäten zuzubauen, die nur an wenigen Tagen im Jahr benötigt werden. In der akademischen Diskussion wird konstatiert, dass der Markt unzureichende Preissignale für den **zeitnahen** Ausbau der Kraftwerkskapazitäten setzt. Das bedeutet, dass Knappheitssignale zwar den Bau zusätzlicher Kapazitäten auslösen, aber regelmäßig zu spät, um Unterdeckungen noch zu verhindern²⁵. Das wird illustriert durch die zunehmende **Abnahme der Reservekapazität** in Europa. Die Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber UCTE warnt, dass die gesicherte Kapazität gesamteuropäisch 2012/2013 den Energiebedarf unterschreiten könnte. Daraus leitet die UCTE einen vorrangigen Neubaubedarf in Spanien, Italien, Dänemark und Deutschland ab²⁶.

7. Stromimporte & -exporte

Die Warnung der UCTE vor einer Kapazitätsknappheit veranlassen die dena zu der Aussage, dass Deutschland zur Deckung seines Spitzenbedarfs nicht auf **Stromimporte** setzen könne. Einzelne Umweltpolitiker hatten eine Kapazitätslücke ausgeschlossen, da deutsche Kraftwerke zunehmend den Strombedarf im Ausland befriedigten²⁷. In der Tat weist Deutschland **eine positive Leistungsbilanz** auf: 2007 wurden 19 TWh – in etwa die Jahresproduktion von 2-3 Kohlekraftwerken - mehr exportiert als importiert. Der Umkehrschluß, man könne sich drei Kraftwerke „sparen“, ist jedoch nicht zulässig: Erstens werden nicht etwa drei Kraftwerke „nur“ für den Auslandsbedarf vorgehalten werden, sondern viele Kraftwerke liefern „Scheiben“ dieser Leistung, indem sie geringfügig länger laufen. Zweitens sind in den Salden auch Windkraftlieferungen enthalten (siehe unten).

„Stromexporte“ sind nicht mit Exportgütern wie Autos zu vergleichen: Da das europäische Netz zu jeder Zeit stabil gehalten werden muß – die „Speicherfähigkeit“ der europäischen Übertragungsnetze liegt bei lediglich 10 Sekunden -, erfolgen unterschiedliche physikalische Flüsse. Diese Lastzustände werden über das Jahr **saldiert**: Daraus errechnen sich jährliche Nettoimport- bzw. Nettoexportsalden. Der deutsche Saldo ist gegenüber Frankreich, Tschechien und Dänemark negativ, d.h. hier läuft mehr Strom über die Grenzen, als Deutschland zurückliefert. Teile der französischen Produktion fließen via Baden-Württemberg weiter in die Schweiz (und von dort nach Italien). Den höchsten **Exportsaldo** weist Deutschland gegenüber den Niederlanden, Österreich und der Schweiz auf. Teile des Exportsaldos Richtung Niederlande sind auf überschüssige Windkraftproduktion aus Norddeutschland zurückzuführen, die in lastschwachen Nächten Richtung Niederlande und Belgien abgeworfen wird. Diese Praxis wird bei unseren Nachbarn durchaus kritisch betrachtet: „*Internal german redispatch should be done first*“.

Die Anmutung, man müsse nur die deutschen Exporte beschränken, um Kraftwerkskapazitäten einzusparen, verkennt also

- a) die physikalische Natur der Stromflüsse im Netz,
- b) die europäische Dimension, und
- c) das Wechselspiel zwischen Kraftwerks- und Netzkapazitäten.

Dazu widerspricht es der Absicht der Europäischen Union (und der Bundesregierung), den Energiebinnenmarkt weiter zu integrieren, um **mehr Wettbewerb** in der Energieerzeugung zu stimulieren. Erst 2007 hat die EU-Kommission einen „Priority Interconnection Plan“ verabschiedet, in dem strategische Ziele für den Ausbau der internationalen Verbindungskapazitäten enthalten sind. Die Niederlande bauen Seeleitungen nach Großbritannien (BritNed) und Norwegen (NorNed), die ab 2010 für zusätzliche Lastflüsse zwischen Skandinavien, Deutschland und Benelux sorgen²⁸. Damit wird eine „ausgeglichene“ Leistungssaldierung noch schwieriger.

Allerdings führt die **Integration der europäischen Netze** auch dazu, dass die Mitgliedsstaaten weniger Leistung vorhalten müssen, da man sich gegenseitig „aushelfen“ kann: Angemerkt sei, dass die Jahreshöchstlast 2004 nahezu zeitgleich am 14. Dezember um 17.30 / 18.00 Uhr in den – vernetzten – Ländern Deutschland, Österreich und Italien auftrat, d.h. dass auch einer Absenkung der gesicherten Leistung durch die europäische Vernetzung Grenzen gesetzt sind.

8. Der Beitrag fossiler Kraftwerke

Die von der dena erstmals gestellte Frage der benötigten **gesicherten Leistung** wurde in den bisherigen Energieszenarien nicht untersucht: Hier stand die Frage im Vordergrund, wie Deutschland – bei fortgesetztem Atomausstieg – seinen **jährlichen** Strombedarf decken kann. Dazu setzen alle Szenarien implizit **Grundlastkapazitäten** aus fossilen Kraftwerken voraus, die nur hinsichtlich der Jahresproduktion quantifiziert werden. Die DLR-Leitstudie überbietet mit einer fossilen Produktionsmenge von 383 TWh die UBA-Annahme um 15 Prozent. Zudem hatte die DLR postuliert, es dürften lediglich 42 GW fossile Kapazität, davon 16 GW an Kohlekraftwerken, zugebaut werden: Das entspricht etwa 15 bis 20 Kohlekraftwerken, geht also deutlich über die UBA-Beschränkung hinaus. Offensichtlich gingen die Autoren der DLR-Studie von einem schnelleren „Abgang“ alter Kraftwerke aus als UBA und Öko-Institut (die Gründe hierfür werden später diskutiert).

Implizit errechnen alle Szenarien, dass fossile Kraftwerke - als „**Brückentechnologie**“ – genutzt werden, bis erneuerbare Energien in benötigtem Umfang zur Verfügung stehen. Das deckt sich mit der Einschätzung der EU-Kommission, wonach bis 2040 fossile Kraftwerke den Hauptanteil der europäischen Stromversorgung sichern, wenn auch die Rolle der „Brückentechnologie“ in den meisten Ländern Erdgaskraftwerken zugewiesen wird²⁹. Die hierzu vorausgesetzte Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken wird zwischen 185 TWh (Öko-Institut 2007) und 290 TWh (IER) eingeschätzt. Die substantielle Spreizung zwischen den einzelnen Szenarien ist modell- und gütebedingt: Die als „Zielszenarien“ angelegten DLR-, UBA- und EWI/Prognos-Studien fixieren die politischen Ausbauziele bei Energieeffizienz, Erneuerbaren Energien sowie KWK und ermitteln aus der Differenz die noch fehlende fossile Stromproduktion. Die Modelle von EWI/EEFA und IER ermitteln auch Wechselwirkungen³⁰.

9. Energie- und CO₂-Preisentwicklung

Eine kritische Stellgröße bei der Modellierung des zukünftigen Energiemixes ist die unterstellte **Preisentwicklung** bei Energieträgern und CO₂-Zertifikaten. Augenfällig ist diese Auswirkung in den EWI/EEFA-Szenarien, in denen es in Abhängigkeit von den Gaspreisen zu dramatischen Abtuschen zwischen Kohle- und Erdgaskraftwerken kommt (Szenario I). Dazu ist festzuhalten, dass die Studien einen Ölpreis von bis zu 65 US-\$ 2020 unterstellen, was durch die aktuellen Notierungen längst überholt ist. Die Gaspreise folgen den Ölpreisen; angesichts des Trends scheint ein massiver Zubau von **Erdgas**, der in den meisten Umweltszenarien vorausgesetzt wird, unwahrscheinlich. Auch die Kohlenotierungen haben sich verdoppelt, allerdings mit einer flacheren Anstiegskurve. Daraus resultiert die Empfehlung, Deutschland könne sich bei einem *noch schnelleren* Ausbau erneuerbarer Energien von der Preisentwicklung auf den internationalen Rohstoffmärkten abkoppeln, wodurch laut DLR bereits knapp vor 2040 eine positive Dividende erzielt werde. Das ist ein ernst zu nehmendes Argument, setzt aber die Bereitschaft voraus, in der Jetztzeit beträchtliche Mehrkosten zur Energiebereitstellung zu schultern und die erwarteten Renditen der Enkelgeneration zu überlassen: Dazu wäre ein **gesellschaftlicher und politischer Konsens** herzustellen.

Das Argument der Abkopplung von den internationalen Rohstoffmärkten gilt auch für die Braunkohle, deren Preis als heimische Energie im Szenarienzeitraum stabil bleibt: Daher führen höhere Gaspreise dazu, dass **Braunkohlekraftwerke** wirtschaftlicher werden. Das ist gegen die CO₂-Preisentwicklung abzuwägen: Braunkohlekraftwerke sind um den Faktor 2,5 kohlendioxidintensiver als Erdgaskraftwerke. Die CO₂-Preisannahmen in den Studien rangieren zwischen

10€ und 37€. In einer im Februar vorgelegten Studie errechnet das IER, dass Kohlekraftwerke durch die CO₂-Mehrkosten lediglich am oberen Rand (38€ je t CO₂) teurer produzieren als Erdgaskraftwerke. In diesem Bereich rangieren auch die erwarteten Mehrkosten für die Kohlendioxid-Abscheidung (CCS), deren Marktreife 2020-2025 erwartet wird. Allerdings dürfte die Debatte um die „Zulässigkeit“ der CCS-Technologie ähnlich intensiv geführt werden, wie der Streit um die derzeitigen Kraftwerks- und Netzprojekte.

Die Stromerzeugungskosten von Windkraftwerken und Laufwasserkraftwerken, die keine Brennstoffkosten und keine CO₂-Belastung aufweisen, liegen wegen der Kapitalintensität im Vergleich zum Stromertrag in dieser Studie um 40€/MWh (Laufwasser) bis 120€/MWh (Wind Offshore) **über** den Kosten fossiler Kraftwerke³¹. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird über gestiegene Lernkurven in Zukunft kostengünstiger werden. Lernkurven und Technologiesprünge zeichnen sich im gleichen Zielzeitraum auch bei den fossilen Technologien ab (höhere Wirkungsgrade, CCS).

Nur in den wenigsten Szenarien werden die Erzeugungspreise in Abhängigkeit vom Energiemix und den CO₂-Preisen tatsächlich modelliert und nicht nur unterstellt: EWI/EEFA erwartet in der Variante „Koalitionsvertrag“ einen Erzeugungspreis von 48 €/MWh, der im Hochpreisszenario auf 65€/MWh ansteigt. Das alternative Szenario mit unterstelltem Ausbau erneuerbarer Energien, das dem in der UBA-Kurzstudie unterstellten Energiemix am nächsten kommt, weist 75€/MWh aus. Damit verbunden sind „Dellen“ im Bruttoinlandsprodukt, weil der Energiekostenanteil am BIP zur **Abschwächungen des Wirtschaftswachstums** führt. Auf die Beschäftigungseffekte soll nicht näher eingegangen werden: Daher lediglich die Anmerkung, dass die von der Internationalen Energieagentur (IEA) global erwartete Nachfrage nach erneuerbaren Energien und Kohletechnologien bis 2050 Export-Arbeitsplätze in beiden Bereichen in Aussicht stellt.

10. Des Pudels Kern: Streit um neue Kohlekraftwerke

Nachdem alle Szenarien für 2020 von einem Kohleanteil von 35% (Öko-Institut) bis zu 46% (IER) ausgehen³², soll der Streit um den Zubau neuer Kohlekraftwerke beleuchtet werden: Evident ist die Absicht,

- a) mit dem schrittweisen Zubau der erneuerbaren Energien insbesondere die CO₂-intensive Braun- und Steinkohle aus dem Erzeugungsmix zu nehmen und
- b) die Gesamtemissionen des deutschen Kraftwerksparks bis 2030 auf etwa 225 Millionen Jahrestonnen CO₂ zu begrenzen.

Daher leuchtet spontan nicht ein, weshalb Kraftwerksneubauten unerwünscht sind. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der deutschen Kohlekraftwerke beläuft sich auf 38 Prozent, bei einem Durchschnittsalter von etwa 28 Jahren. Neue Kraftwerke der Baujahre 2010 bis 2015 versprechen einen Wirkungsgrad von 46 bis 48%. Sie sind im Schnitt etwa **30 Prozent effizienter** als Altanlagen der 70er Jahre, womit eine CO₂-Reduktion in gleicher Höhe verbunden wäre. Damit ließe sich auch eine CO₂-Mehrbelastung durch Verfehlung der politischen Energieeffizienzziele im Endverbraucherbereich kompensieren. Die von UBA und Öko-Institut unterstellten flacheren „Sternkurven“ - d.h. alte Anlagen müssen länger in Betrieb bleiben – sind daher **kontraproduktiv für die CO₂-Emissionsbilanz**.

Eine Begründung für diesen Widerspruch findet sich beim Öko-Institut: „Im Jahr 2050 werden jedoch im Jahr 2015 in Betrieb genommene Kraftwerke erst ein Lebensalter von 35 Jahren er-

reicht haben. Die erzwungene Außerbetriebnahme [...] wird sich jedoch im derzeit bestehenden Rechtsrahmen als politisch und rechtlich schwierig erweisen.“³³. Das heißt, dass effiziente Neuanlagen unter der Prämisse verhindert werden sollen, dass Deutschland 2050 keine Kohlekraftwerke mehr betreibt. Diese Interpretation ergibt sich aus der Anforderung, die deutschen CO₂-Emissionen in 2050 um 60 bis 80 Prozent zu reduzieren. Bei Bemessung am oberen Korridor, d.h. 80 Prozent, wären im Kraftwerkspark schlicht keine Emissionen mehr zulässig, weil die Sektoren Verkehr, Wirtschaft und Haushalte das verbleibende CO₂-Budget beanspruchen. Diese Schlußfolgerung ist doppelt problematisch: Zum einen wurde bereits darauf verwiesen, dass der Einsatz von Elektromotoren in Industrie und Verkehr zu Verlagerungen aus dem Primärenergie- in den Strombereich führt, bei einem positiven CO₂-Saldo. Zum zweiten ist fraglich, ob die Reichweite eines solchen Szenarios **über 42 Jahre** diesen Schluß zu läßt: Prognosen des Jahres 1966 hätten die Menschheit in 2008 auf dem Mars vermutet, aber von den Gegenwartstechnologien – Nanotechnologien, Internet, Mobiltelefone – keinen Begriff gehabt.

Weiterhin wird unterstellt, der Neubau von Kohlekraftwerken führe nicht dazu, dass Altanlagen auch tatsächlich abgeschaltet würden: Diese würden zusätzlich, z.B. zur Deckung des Auslandsbedarfs, weiter vorgehalten. Diese Argumentation ist nicht von der Hand zu weisen: Deutsche Kohlekraftwerke der Baujahre 2010 bis 2015 mit hohen Wirkungsgraden und damit verbundenen geringen Brennstoffkosten könnten vermutlich auch **ineffizientere** Auslandskraftwerke verdrängen. Dabei entstünde im Saldo ein positiver CO₂-Einspareffekt in Europa, während sich die deutschen Emissionen erhöhen. Das liegt aber in der **Wirkungsabsicht** des Emissionshandels.

11. Wirkung des europäischen Emissionshandels

In der Debatte wird die Wirkungsweise des europäischen Emissionshandels unzureichend berücksichtigt oder mißverstanden: Das Ziel der Bundesregierung, die deutschen CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 Prozent zurückzuführen, bedeutet nicht, dass die Kraftwerksemissionen **tonnengenau** begrenzt werden: Es bedeutet lediglich, dass die EU-Kommission dem Finanzminister 21 Prozent weniger CO₂-Zertifikate für die Emissionshandelssektoren zur Verfügung stellt (die verbleibenden CO₂-Minderungen müssen die Sektoren Haushalte, Verkehr und Gewerbe beitragen). Die Zuteilung beschränkt nicht die **tatsächliche Höchstmenge** an CO₂-Emissionen im Kraftwerkspark, solange die Unternehmen CO₂-Zertifikate zu Marktpreisen zukaufen können. Darüber hinaus enthält der Emissionshandel flexible Mechanismen, mit denen Unternehmen CO₂-Einsparungen in Schwellen- und Entwicklungsländern auf die eigene CO₂-Verpflichtung anrechnen können (CDM³⁴). Effektiv würden die CO₂-Reduktionen an anderer Stelle bzw. in anderen Ländern mit geringeren CO₂-Vermeidungskosten erbracht: für das Klima ist es unerheblich, wo Emissionen vermieden werden. Wer den Eindruck vermittelt, als dürfe **physisch** nicht die kleinste Tonne CO₂ in Deutschland mehr emittiert werden, als **national** festgelegt, mißverstet sowohl die Wirkungsweise des europäischen Emissionshandels als auch die klimatische Verteilung von CO₂ in der Atmosphäre.

Die Einpreisung von CO₂-Emissionen durch den Emissionshandel beeinflusst auch die Kraftwerksplanung: Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke erfolgen auf der Basis der Kapital- und Betriebskosten, der Brennstoffkosten **und** der CO₂-Kosten. D.h., dass es im ökonomischen Kalkül liegt, ob neue Kohlekraftwerke gebaut werden, solange die CO₂-Kosten im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien im Rahmen bleiben (die Emissionsobergrenze in der Europäischen Union bleibt dabei unverändert). Gesamteuropäisch ist zu beobachten, dass viele Kraftwerksplanungen zunächst um drei Jahre verschoben wurden, bis die Rahmenbedingungen für den EU-Emissionshandel bzw. ein internationales **Post-Kyoto-Abkommen** bekannt sind.

12. Fazit

Eine „Stichtagsregelung“ für neue Kraftwerke, wie sie das UBA konstruiert, scheint daher verfehlt, weil sie weder die europäische Dimension noch die Marktmechanismen berücksichtigt: Der oberste Dienstherr des UBA, Bundesumweltminister Gabriel, lehnt es ab, über ein Kraftwerksmoratorium nachzudenken, weil sich die Zahl der Kohlekraftwerke im Markt über Preis- und Mengensignale des Emissionshandels einstelle³⁵. Wenn es der Bundesregierung um eine weitergehende Reduzierung der CO₂-Emissionen aus fossilen Kraftwerken geht, sollte sie **Neuanlagen forcieren**, statt Altanlagen länger am Netz zu halten.

Bei der Ablehnung der von der dena konstatierten Kapazitätslücke bleibt die UBA-Kurzstudie empirische Belege schuldig; daher ist sie als politische Entscheidungsgrundlage wenig geeignet. Das gilt – mit Abstrichen - auch für die Energieszenarien höheren Gütegrades, weil hier die Jahreshöchstlast nicht modelliert wird. Ein Vergleich mit den vom UBA postulierten Strommengen aus fossiler Produktion ergibt, dass in fünf Szenarien Unterkapazitäten zu erwarten sind, die durch **Betriebsverlängerung** alter Kraftwerke mit Baujahren vor 1978 vermieden werden können bzw. müssen³⁶. Auf die ökologische Kontraproduktivität einer solchen Entwicklung wurde bereits verwiesen. Zwei Szenarien setzen auf Importe aus dem Ausland.

Die Szenarien von UBA, Öko-Institut und DLR resultieren in ausreichenden Jahresstrommengen, **wenn** die unterstellten Verbrauchsrückgänge eintreten. Diese Szenarien ignorieren allerdings den Trend zur Verlagerung von Verbräuchen aus dem Primärenergie in den Strombereich, wie er sich z.B. im Verkehr (Elektroautos) abzeichnet. Darüber hinaus ist die Energiewirtschaft nach §13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) **gesetzlich** verpflichtet, jederzeit für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu sorgen: Daher sind die Mahnungen der Branche legitim, auf die Diskrepanz zwischen Politikzielen und beobachtbaren Entwicklungen hinzuweisen, ohne dass daraus eine Obstruktion der politischen Ziele abgeleitet werden kann³⁷.

Die Mahnung vor **Blackouts** ist auch nicht dem Aufbau einer „Drohkulisse“ zu schulden: Die Blackouts der letzten Jahre (Italien 2003, Dänemark 2005, Münsterland 2005, Elmsland 2006) waren nicht auf Kapazitäten, sondern auf Systemfehler, Wetterkapriolen und mangelnde Abstimmung zurückzuführen: Für **kapazitätsbedingte Blackouts** – vor denen die UCTE für 2013 warnt - bietet der kalifornische Blackout-Sommer 1998 eher eine Entsprechung: Das kalifornische Deregulierungsgesetz 1996 resultierte in schwankenden Großhandelsmarktpreisen (bis zu 650 US-\$ je MWh), die die Unternehmen nicht weitergeben konnten und daher Kapazitäten vom Markt nahmen. Diese extreme Entwicklung ist in Europa weniger wahrscheinlich: Deutsche Kapazitätsknappheiten werden eher das **gesamteuropäische Preisniveau** nach oben treiben, worüber unsere Nachbarn wenig erfreut sein dürften: Sie führen im besten Falle dazu, dass fossile und nukleare Kapazitäten im benachbarten Ausland ausgebaut werden. Damit würde – so die Wirtschaftsministerkonferenz am 10. Juni 2008 - auch die Wertschöpfung außerhalb Deutschlands verlagert³⁸.

Daher sollte die **politische Entscheidung** über den künftigen Energiemix von einer **gesicherten empirischen Analyse** der Jahreshöchstlast abhängig gemacht werden, die auch die Wechselwirkung zwischen europäischem Netzausbau und Kapazitäten, Wirkung der IEKP-Maßnahmen sowie Abtausch zwischen fossilen Alt- und Neubaukraftwerken hinsichtlich ihrer CO₂-Wirksamkeit berücksichtigt. Der dena-Studie ist daher nur beizupflichten, die als Konsequenz anmahnt, einen „*gesellschaftliche[n] Konsens über die Notwendigkeit der Erneuerung des Kraftwerksparks und des Ausbaus des Stromnetzes in Deutschland herbeizuführen*“.

13. Anmerkungen

-
- 1 Spitzenbedarf in der halben Stunde des Jahres mit dem höchsten Stromverbrauch, meist im Dezember, 17.30-18.30 Uhr.
 - 2 dena: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), März 2008.
 - 3 UBA: Presseerklärung vom 07.04.2008; UBA-Kurzstudie: Atomausstieg und Versorgungssicherheit, März 2008.
 - 4 1 Terawattstunde (TWh) = 1 Mio. MWh = 1 Mrd. kWh. 1 TWh entspricht in etwa dem Stromverbrauch von Kiel.
 - 5 Kleine Anfrage [...] der Fraktion Bündnis90/Die Grünen: Zukunft der Kohleverstromung, BT-Drucksache 16/9032, 05.05.2008.
 - 6 Matthes/Ziesing: Die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die aktuelle Debatte um die künftige Strombedarfsdeckung, Diskussionsbeitrag, 17.04.2008.
 - 7 Michael Müller (SPD) u.a.: Keine Stromlücke, aber eine Handlungslücke, Aufruf, 20.04.2008. Bündnis90/Die Grünen: Die Stromlücken-Lüge, 21.04.2008.
 - 8 Da in der Debatte die *Auftraggebereigenschaft* thematisiert wird: eine Kurzfassung dieser Studie entstand für CAPITAL 11/2008. Die vorliegende Langfassung wird von der EnBW finanziert: Argumente und Schlußfolgerungen verantwortet der Autor alleine.
 - 9 DLR-Leitstudie 2007: Ausbaustrategie Erneuerbarer Energien [...], Untersuchung im Auftrag des BMU, Februar 2007.
 - 10 EWI/Prognos: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, Endbericht, im Auftrag des BMWi, November 2007
 - 11 Die Begründung, „es würde jedoch den Rahmen dieser Studie sprengen, hier detaillierte quantitative Aussagen zu machen“, ist kritikwürdig, da in der von dena initiierten Debatte gerade empirische Belege benötigt werden. Siehe Anm. zu Fußnote 36.
 - 12 Der Autor dankt Stefan Wissel (IER) und Frieder Borggreve (EWI) für die Bereitstellung von Daten aus ihren Szenarien.
 - 13 Bundesregierung: Fortschrittsbericht 2008 zur nationalen Nachhaltigkeitsstrategie (Entwurf), 5.5.2008.
 - 14 Rat für nachhaltige Entwicklung: Welche Ampeln stehen auf Rot? Stellungnahme, April 2008.
 - 15 Landesregierung Baden-Württemberg: Energiekonzept Baden-Württemberg 2020, Dezember 2007.
 - 16 VDE-Studie: Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland. Januar 2008.
 - 17 Am Rande erwähnt sei, dass die auf die Senkung des Raumwärmebedarfs zielenden Maßnahmen des IEKP negative Wechselwirkungen auf den beabsichtigten KWK-Ausbau haben: Fernwärmenetze rechnen sich im Neubaubestand meist nicht.
 - 18 Vgl. „Wirtschaftsminister warnen vor unzureichender Stromproduktion in Deutschland“, Beschlüsse der Wirtschaftsministerkonferenz (WMK) vom 9./10. Juni 2008 in Regensburg.
 - 19 UBA: Wie private Haushalte die Umwelt nutzen [...], Hintergrundpapier 2006.
 - 20 VDE-Studie: Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland. Januar 2008.
 - 21 UBA: Politiksznarien für den Klimaschutz IV. Szenarien bis 2030, Januar 2008.
 - 22 Orvika Rosnes: The Impact of Climate Policies on the Operation of a Thermal Power Plant, in: The Energy Journal, 2/2008.
 - 23 Vgl. hierzu: Dietmar Dürr, Paul Giesbertz u.a.: Blackouts, Hintergründe, Ursachen und Maßnahmen, in: H.J.Ebeling/T.Böhmer (Hg.): Blackouts, Netzmanagement, Kraftwerksinvestitionen [Energie im Dialog, Bd. 5], Frankfurt 2005, S. 1-16.
 - 24 Die mitteleuropäischen Peaks fallen im Winter an; in Südeuropa, z.B. Griechenland, eher in heißen Sommern.
 - 25 Prof. Georg Erdmann, TU Berlin, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, April 2008. Vgl. u.a. Richard Benjamin (FNRC): Generation, Transmission, and the Load Pocket Problem, in: IAAE Energy Forum, 2/2008, S. 23ff. Die Aussage des Öko-Instituts, aus den Future-Notierungen an der Strombörse lasse sich keine Stromlücke ableiten, ist daher nicht relevant: Lediglich 4 bis 6% der Strommengen 2014 werden bisher (zur Risikostreuung) gehandelt, was nicht indikativ für ein Knappheitssignal ist.
 - 26 UCTE: System Adequacy Forecast 2008 – 2020. Januar 2008.
 - 27 Marco Bülow (SPD), Presseerklärung v. 16.04.2008, Bündnis90/Die Grünen, Parteiratsbeschluss v. 21.04.2008.
 - 28 Paul Giesbertz, Machiel Mulder: Economics of Interconnection: the Case of the Northwest European Electricity Market, in: IAAE Energy Forum, 2/2008.
 - 29 Michel Cruciani (Université Paris-Dauphine): The Power Sector, Hearing on the Commission's post 2012 proposal, Brüssel, EU-Parlament, 15.05.2008. Von den deutschen Szenarien weisen das Szenario „Präferenz Erneuerbare Energien (PEE)“ von IER und die 2-Prozent-Variante von EWI-Prognos extrem hohe Gasanteile auf: Das PEE-Szenario dient dazu, den Blick auf die volkswirtschaftlich vorteilhafteren Szenarien zu lenken, das EWI/Prognos-Szenario versucht, bei ungünstiger Verbrauchsentwicklung, die Entwicklung der CO₂-Emissionen durch das weniger CO₂-intensive Erdgas im Kraftwerkspark zu stabilisieren.
 - 30 Beide Prognosen enthalten weitere „ergebnisoffene Szenarien“, die volkswirtschaftlich optimale Lösungen zur Begrenzung der CO₂-Emissionen bei Ausbau der erneuerbaren Energien beschreiben, aber eben unter Weiternutzung der Kernenergie.
 - 31 IER-Arbeitsbericht: Stromerzeugungskosten im Vergleich, Februar 2008.
 - 32 Das CKN-Szenario des IER setzt voraus, dass neue Kohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidungstechnik (CCS) ausgerüstet sind.
 - 33 Matthes/Ziesing, Diskussionsbeitrag, 17.04.2008.
 - 34 Zum EU-Emissionshandel siehe die ausführliche Darstellung des Autors: Dietmar Dürr: Der europäische Emissionshandel (27.11.2007), Download unter: http://www.inagendo.com/res/doc/inagendo_ets_kompendium.pdf.
 - 35 Aussage Sigmar Gabriels auf der Veranstaltung „Klimaschutz und Biodiversität“ der Jungsozialisten Bonn, 21.05.2008.
 - 36 Konservative Abschätzung unter Verwendung der UBA-Kraftwerksdatenbank (31.03.2008), die Kraftwerke über 100 MW enthält: Wegen Größeneffekten ist auszuschließen, dass nicht enthaltene Kraftwerke (< 100 MW) zu einem günstigeren CO₂-Profil beitragen. Für eine verlässliche Beurteilung sollten die Kraftwerksdaten mit dem Emissionsregister der DEHSt korreliert werden.
 - 37 So der Vorwurf in Michael Müller u.a.: Aufruf, 20.04.2008 und Matthes/Ziesing, Diskussionsbeitrag, 17.04.2008.
 - 38 Vgl. Beschlüsse der Wirtschaftsministerkonferenz (WMK) vom 9./10. Juni 2008 in Regensburg.

Synopse der Energieprognosen (Blatt 1)

		1	2		3	4	5		6	
		UBA-Papier	DENA-Kurzanalyse		Öko-Institut	DLR-Leitstudie	UBA-Studie		EU Trends 2030	
Titel		Atomausstieg und Versorgungs-Sicherheit	Kurzanalyse der Kraftwerks und Netzplanung		Klimaschutz und Stromwirtschaft	Ausbaustrategie Erneuerbare Energien	Politiksznarien für den Klimaschutz IV		European Energy and Transport Trends to 2030 - Update 2007	
Datum		März 2008	März 2008		Juni 2007	Februar 2007	Januar 2008		April 2008	
Auftraggeber		BMU	DENA, RWE, EON		WWF, DUH	BMU	BMU		EU Kommission	
Szenariereichweite		2020	2020/2030		2020	2020/2030 (2050)	2020/2030 (2050)		2030	
Zahl der Szenarien [1]		1	3		2	3	3		1	
Szenario / Bezug auf		Synthese aus DLR und EWI/Prognos	EWI/Prognos Koalitionsvertrag	Konstante Stromnachfrage	Alternativszenario	Zielszenario	Mit-Maßnahmen-Szenario (MMS)	Mit-weiteren-Maßnahmen (MWMS)	EU-27 Baseline-Szenario	
Zentrale Annahmen										
BIP (in Mrd. €)	Status 2005	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	
	2241	2691	2763	2763	2664	2691	2669	2669	2927,4	
Wirtschaftswachstum p.a.	0,9%	1,5-1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,5-1,8%	1,70%	1,70%	1,7%	
Stromverbrauchsentwicklung										
Stromverbrauch (in TWh) [2]	612 TWh	544 TWh	570 TWh	610 TWh	524 TWh	570 TWh	558 TWh	532 TWh	659,5 TWh	
prozentuale Zu-/Abnahme (+/-)	+0,7-1,1% p.a.	-11%	-7%	0	-15%	-7%	-1% / -7%	-5% / -11%	+ 0,5% p.a.	
Energieeffizienzsteigerung p.a.	seit 2000: 1% p.a.	3,0%	3,0%	2,0%	k.A.	3,0%	2,3%	0,0225	2,0%	
Preisentwicklung										
Erzeugungspreise (Spotmarkt)	40 € / MWh	k.A.	k.A.	k.A.	44 - 61 € / MWh	46 - 78 € MWh	47,2 € / MWh	47,2 € / MWh	k.A.	
Haushaltstrompreise (nominal)	19,5 ct/kWh	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	26,0 ct/kWh	26,0 ct/kWh	ca. 27 ct/kWh	
CO2-Preise (2020)	5-20 € [5]	wie DLR	wie EWI/Prognos	wie EWI/Prognos	25-34€	10-20 €	ca. 23 €	30	20-24 €	
Laufzeiten fossiler Kraftwerke		25-40	40-50	40-50	Kohle: 50	40	30-50	30-50	k.A.	
Stromproduktion TWh [4]										
Kernenergie	163 TWh (26,3%)	28,1 TWh (5,2%)	wie EWI/Prognos		33 TWh (6,3%)	31 TWh (5,4%)	42 TWh (7,5%)	42 TWh (7,5%)	34,1 TWh (5,2%)	
Braunkohle	153,8 TWh (24,8%)	115,5 TWh (21,4%)			84 TWh (16,1%)	130 TWh (22,8%)	164 TWh (29,4%)	117 TWh (22,0%)		
Steinkohle	133,9 TWh (21,6%)	92,6 TWh (17,2%)			98 TWh (18,8%)	125 TWh (22%)	139 TWh (24,9%)	107 TWh (20,2%)		529,2 TWh (80%)
Erdgas	70,7 TWh (11,4%)	123,2 TWh (22,8%)			146 TWh (28,1%)	128 TWh (22,5%)	80 TWh (14,3%)	90 TWh (17,0%)		
Erneuerbare	67 TWh (10,8%)	156 TWh (28,9%)			139 TWh (26,8%)	156 TWh (27,4%)	120 TWh (21,5%)	154 TWh (29,0%)		96,2 TWh (14,6%)
Stromimporte	-8,5 TWh	"ausgeglichen"	"keine Alternative, da EU-Kapazitätslücke ab 2013 erwartet (UCTE-Bericht)"		"ausgeglichen"	+3,2 TWh (Erneuerbare)	0	0	k.A.	
KWK-Anteil	ca. 9%	25 %	k.A.	k.A.	"Verdopplung"	19,1%	10%	16%	k.A.	
Jahreshöchstlast (Peak)							* Diese Studien treffen keine Annahmen über die Entwicklung der Jahreshöchstlast (wie DENA) sondern über Gesamtstrommengen. Dazu werden unterschiedlich hohe Kohle- und Erdgas-Kapazitäten vorausgesetzt. Siehe Erläuterung zur Beurteilung in Blatt 2.			
Erwartete Jahreshöchstlast	76000 MW	"niedriger"	72865 MW	76700 MW	"Massive Deckungslücke unwahrscheinlich" 3					
Benötigte gesicherte Leistung	82700 MW	"steigt durch Erneuerbare"	78565 MW	82700 MW						
Gesicherte Leistung	82700 MW		66900 MW	66900 MW						
Kapazitätslücke 2020		nein, politische Ziele umgesetzt	ja (11664 MW)	ja (15799 MW)	nein, wenn Primat Politik akzeptiert	k.A.	k.A.*	k.A.	nicht anwendbar (Trendfortrechnung)	

© Inagendo GmbH

Anmerkungen:

- [1] Auswahl aus Szenarien mit Atomausstieg und Ausbau erneuerbarer Energien (von 29 Szenarien)
- [2] Bruttostromverbrauch inkl. Eigenverbrauch & Verluste
- [3] Aussage in Matthes/Ziesing: Diskussionsbeitrag
- [4] Rest zu 100%: Sonstige (Öl, Pumpspeicherkraftwerke etc.)
- [5] 2005 Start des Emissionshandels: Preise extrem volatil, Preis 2008: ca. 22-25€
- [*] Ja oder wahrscheinlich, so lange Altkraftwerke nicht länger laufen sollen. Implizite Abschätzung (Inagendo-Berechnung auf der Basis der Studien & Kraftwerksmoratorium)

Abkürzungen:

- BDEW:** Bundesverband der deutschen Energiewirtschaft / **BDI:** Bundesverband der Deutschen Industrie / **BMU:** Bundesumweltministerium / **BMWi:** Bundeswirtschaftsministerium / **DENA:** Deutsche Energie-Agentur / **DLR:** Deutsche Gesellschaft für Luft- und Raumfahrt / **DUH:** Deutsche Umwelthilfe / **EWI:** Energiewirtschaftliches Institut (Uni Köln) / **IER:** Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (Uni Stuttgart) / **UBA:** Umweltbundesamt / **WWF:** World Wildlife Fund
- BIP:** Bruttoinlandsprodukt / **TWh:** Terawattstunden / **1 TW = 1000 GW = 1 Mio MW** / **k.A.:** keine Angabe

Synopse der Energieprognosen (Blatt 2)

		7 EWI/Prognos-Studie		8 EWI/EEFA-Studie			9 IER-Studie	
Titel		Energieszenarien für den Energiegipfel		Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030			Klimaschutz und wettbewerbsfähiger Energiestandort	
Datum		November 2007		März 2008			Juni 2007	
Auftraggeber		BMW		BDEW, BDI u.a.			Stiftung Energie & Klimaschutz [BW, EnBW]	
Szenarioreichweite		2020		2030			2050	
Zahl der Szenarien [1]		3+1		4/2 (niedrige/hohe Gaspreise)			5	
Szenario / Bezug auf		Koalitionsvertrag	2-Prozent-Variante	Szenario I-niedrig: Fortschreibung der Politik	Szenario I-hoch: Fortschreibung der Politik	Szenario III-hoch: Umweltschutz und Kernenergieausstieg	CO ₂ -arme Kohlenutzung (CKN)	Präferenz Erneuerbare Energien
Zentrale Annahmen		Status 2005	2020	2020	2020	2020	2020	2020
BIP (in Mrd. €)	2241	2763	2763	2748	2689	2670	2743	2743
Wirtschaftswachstum p.a.	0,9%	1,8%	1,8%	1,76%	1,56%	1,4%	1,3%	1,3%
Stromverbrauchsentwicklung								
Stromverbrauch (in TWh) [2]	612 TWh	543,9 TWh	654,2 TWh	619 TWh	611 TWh	570 TWh	585,8 (625) TWh ³	575,9 (614) TWh ³
prozentuale Zu-/Abnahme (+/-)	+0,7-1,1% p.a.	-11%	+6,9%	+ 1%	- 1%	-7%	+2,1%	+0,4%
Energieeffizienzsteigerung p.a.	seit 2000: 1% p.a.	3,0%	2,0%	2,30%	2,30%	2,5%	2,0-2,8%	2,0-2,8%
Preisentwicklung								
Erzeugungspreise (Spotmarkt)	40 € / MWh	ca. 48 € / MWh	ca. 48 € / MWh	47,8 € / MWh	64,7 € / MWh	75,2 € / MWh	55,5 € / MWh	65,2 € / MWh
Haushaltstrompreise (nominal)	19,5 ct/kWh	24,7 ct/kWh	24,7 ct/kWh	24,0 ct/kWh	25,4 ct/kWh	27,6 ct/kWh	k.A.	k.A.
CO ₂ -Preise (2020)	5-20 € [7]	22 €	22 €	22 €	37 €	34 €	70 €/t CO ₂	72 €/t CO ₂
Laufzeiten fossiler Kraftwerke		k.A.	k.A.	30-45	30-45	30-45	30-45	30-45
Stromproduktion TWh [4]								
Kernenergie	163 TWh (26,3%)	46 TWh (8,5%)	45,7 TWh (7,1%)	43,5 TWh (7%)	43,5 TWh (7,7%)	43,5 TWh (7,6%)	32,8 TWh (5,6%)	32,8 TWh (5,7%)
Braunkohle	153,8 TWh (24,8%)	119,8 TWh (22,1%)	119,8 TWh (18,6%)	156,9 TWh (25,3%)	195,7 TWh (34,5%)	108,2 TWh (19%)	82,7 TWh (14,1%)	45 TWh (7,8%)
Steinkohle	133,9 TWh (21,6%)	91 TWh (16,8%)	135,9 TWh (21,1%)	53,6 TWh (8,6%)	66,5 TWh (11,7%)	77,7 TWh (13,6%)	208,1 TWh (35,5%)	83,7 TWh (14,6%)
Erdgas	70,7 TWh (11,4 %)	124,6 TWh (23%)	181,6 TWh (28,2%)	175,1 TWh (28,3%)	99,1 TWh (17,5%)	111 TWh (19,5%)	126,8 TWh (21,6%)	268,1 TWh (46,6%)
Erneuerbare	67 TWh (10,8%)	132,2 TWh (24,4%)	132,6 TWh (20,6%)	125,4 TWh (20,2%)	125,4 TWh (22,1%)	145 TWh (25%)	130,4 TWh (22,3%)	141,4 TWh (24,5%)
Stromimporte	-8,5 TWh	+1,8 TWh	k.A.	+0,8 TWh	+17,3 TWh	+24,6 TWh	+4,5 TWh	+4,5 TWh
KWK-Anteil	ca. 9%	23%	18%	ca. 26%	ca. 22,5%	ca. 23%	19,7%	30,3%
Jahreshöchstlast (Peak)		* Diese Studien treffen keine Annahmen über die Jahreshöchstlast (wie DENA) sondern über Gesamtstrommengen. Unter der von DLR getroffenen Beschränkung auf einen Zubau von 42 GW fossile Kapazitäten fehlen in den * Szenarien Strommengen aus fossiler Produktion, wenn Altanlagen (vor 1978) nicht weiterbetrieben werden, auf Kosten höherer CO ₂ -Emissionen, Stromimporte und Strompreise					Modelliert, jedoch nicht ausgewiesen: Die Szenarien führen zum u.g. Zubaubedarf bis 2022; das CKN-Szenario setzt Kohle-Kwe mit CO ₂ -Abscheidung (CCS) voraus	
Erwartete Jahreshöchstlast	76000 MW						55900 MW [6]	58900 MW [6]
Benötigte gesicherte Leistung	82700 MW						(33800 MW Kohle)	(10000 MW Kohle)
Gesicherte Leistung	82700 MW							
Kapazitätslücke 2020		k.A.	k.A.*	k.A.*	k.A. * [Importe]	k.A. * [Importe]		

© Inagen.do GmbH

Anmerkungen:

- [1] Auswahl aus Szenarien mit Atomausstieg und Ausbau erneuerbarer Energien (von 29 Szenarien)
 [2] Bruttostromverbrauch inkl. Eigenverbrauch & Verluste [6] Werte 2022
 [3] IER ermittelt nur Nettostromverbrauch (Werte in Klammern Inagen.do-Berechnung inkl. Eigenverbrauch)
 [4] Rest zu 100%: Sonstige (Öl, Pumpspeicherkraftwerke etc.)
 [5] 2005 Start des Emissionshandels: Preise extrem volatil, Preis 2008: ca. 22-25€
 [*] Ja oder wahrscheinlich, so lange Altkraftwerke nicht länger laufen sollen. Implizite Abschätzung (Inagen.do-Berechnung auf der Basis der Studien & Kraftwerksmoratorium)

Abkürzungen:

- BDEW:** Bundesverband der deutschen Energiewirtschaft / **BDI:** Bundesverband der Deutschen Industrie / **BMU:** Bundesumweltministerium / **BMWi:** Bundeswirtschaftsministerium / **DENA:** Deutsche Energie-Agentur / **DLR:** Deutsche Gesellschaft für Luft- und Raumfahrt / **DUH:** Deutsche Umwelthilfe / **EWI:** Energiewirtschaftliches Institut (Uni Köln) / **IER:** Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (Uni Stuttgart) / **UBA:** Umweltbundesamt / **WWF:** World Wildlife Fund
BIP: Bruttoinlandsprodukt / **TWh:** Terawattstunden / **1 TW = 1000 GW = 1 Mio MW** / **k.A.:** keine Angabe / **n.A.:** nicht anwendbar