



Globaler Kraftwerkspark

Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

31. Mai 2013

Autor

Josef Auer
+49 69 910-31878
josef.auer@db.com

Editor

Antje Stobbe

Deutsche Bank AG
DB Research
Frankfurt am Main
Deutschland
E-Mail: marketing.dbr@db.com
Fax: +49 69 910-31877

www.dbresearch.de

DB Research Management

Ralf Hoffmann | Bernhard Speyer

Der globale Kraftwerkspark ist seit jeher im Wandel begriffen. Dies hängt damit zusammen, dass die Verfügbarkeit über ausreichende Elektrizität eine der Grundvoraussetzungen für zivilisiertes Leben und moderne Industriestrukturen ist. Als Reflex der Tatsache, dass weltweit die Vorkommen, und damit auch die Preise der Energierohstoffe stark variieren, unterscheiden sich die Strukturen der Stromerzeugung von Kontinent zu Kontinent, Land zu Land und – in größeren Ländern – auch zwischen einzelnen Regionen. Von Bedeutung sind hierbei auch historisch gewachsene Infrastrukturen und nicht zuletzt energie-, umwelt- und ordnungspolitische Rahmensetzungen und Eingriffe.

Spätestens seit dem großen Naturunglück in Japan 2011 und dem nachfolgenden Nuklearunfall in Fukushima findet der globale Kraftwerkspark wieder sehr viel mehr Interesse. Doch obwohl die anfänglich heiß diskutierte, radikalen Ausstiegsforderungen aus der Kernenergieerzeugung und -nutzung in vielen Teilen der Welt seither zumeist wieder spürbar abgeklungen sind, befeuert der Wandel des Kraftwerksparks immer noch die Diskussion von Politik, Industrie und Gesellschaft.

Verantwortlich für das starke Interesse sind zwei Megatrends, die das historisch gewachsene Gefüge der weltweiten Stromerzeugung und -versorgung aktuell in Schwingungen versetzen und künftig womöglich grundlegend ändern. Derzeit finden im Wettbewerb der Einsatzenergien für die Stromerzeugung nämlich mindestens zwei große Schlachten statt. Erstens entfaltet sich im Zentrum des fossilen Strominputkorbs ein heftiger Wettbewerb zwischen Kohle und Gas, dessen Ergebnis perspektivisch den Erfolg künftiger Kraftwerksinvestitionen der Utilities determinieren wird. Zweitens handelt es sich dabei um den international an Dynamik gewinnenden Angriff der erneuerbaren Stromquellen auf die etablierten, zumeist fossilen Energieträger.

Der Gas/Kohle-Wettbewerb kennt auf mittlere Sicht nicht „den einen globalen Champion“. In den USA geht der Trend zu Gas, in Asien bleibt Kohle die Nr. 1 und Europa bietet ein buntes Bild. Fraglos werden alternative Stromquellen künftig global immer wichtiger. Gleichwohl öffnet der in den kommenden beiden Dekaden insbesondere in den aufstrebenden Schwellenländern weiter steigende Elektrizitätsbedarf noch genügend neue Absatzpotenziale – sowohl für die Entfaltung regenerativer als auch die Nutzung fossiler Stromquellen.

Die Eindämmung der globalen Klimagefahren erfordert fortgesetzte Anstrengungen. Für den fossilen Kraftwerkspark bleibt die CO₂-Minderung eine Mammutaufgabe. Dank des technischen Fortschritts und der Vorteile der Massenproduktion werden die Erneuerbaren künftig wettbewerbsfähiger. Unkonventionelle und grüne Energien fordern den aktuellen Kraftwerkspark zwar heraus. Auf absehbare Zeit kommt es allerdings nicht zu einer 180-Grad-Wende, wird also der globale Kraftwerkspark mithin keineswegs in einem revolutionären Sinne umgestaltet.



Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

Globale Stromproduktion expandiert
"New Policies"-Szenario

1

	TWh	TWh	TWh
	1990	2010	2035
Kohle	4426	8687	11908
Öl	1336	1000	555
Gas	1727	4760	8466
Kernenergie	2013	2756	4366
Wasser	2144	3431	5677
Biomasse	131	331	1487
Wind	4	342	2681
Geothermie	36	68	315
PV	0	32	846
Solarthermie	1	2	278
Meer	0	1	57
Total	11818	21410	36636

Quelle: IEA, World Energy Outlook 2012

1. Globaler Stromerzeugungsmix im Umbruch

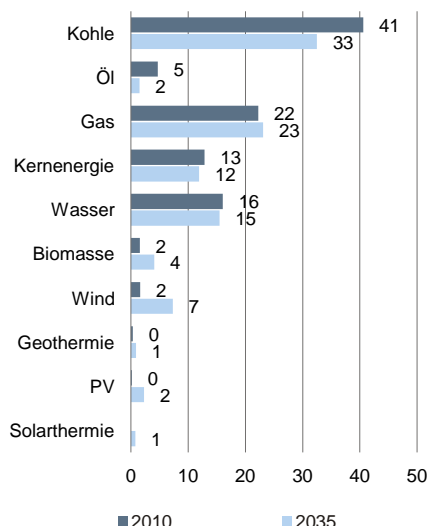
Für die Erzeugung von Elektrizität sind prinzipiell alle fossilen Energieträger, die Kernkraft und immer öfter auch regenerative Energiequellen nutzbar. Im Wettbewerb der Stromquellen spielen natürliche Gegebenheiten wie Vorkommen an Kohle, Erdgas, Erdöl, Biomasse, Wasserläufen, Erdwärme, Wind und Sonnenscheindauer eine wichtige Rolle. Dazu kommen weitere Faktoren, z.B. die Transportmöglichkeiten für die einzelnen Energieträger wie Straße, Bahn, Schiff, aber auch Pipelines, Häfen bis hin zur Verfügbarkeit über leistungsfähige Verlade- und Enladestationen von Erdgas. Essentiell ist freilich auch die Verfügbarkeit über leistungsfähige Elektrizitätsnetze für das eigentliche Stromgeschäft rund um den Ferntransport bis hin zur dezentralen Versorgung von Privathaushalten. Relevanz haben überdies regionale und/oder landesspezifische politische Vorgaben wie der jeweilige Wettbewerbsrahmen, Steuern oder Umweltauflagen bis hin zu den künftig womöglich wieder bedeutsameren Emissionskosten. Wichtige Parameter für Kraftwerksinvestitionen sind die Investitions-, Brennstoff- und Finanzierungskosten sowie die je nach Kundengruppe erzielbaren Strompreise. Kein Wunder also, wenn der Blick auf den globalen Kraftwerkspark offenbart, dass der Stromerzeugungsmix von Region zu Region anders strukturiert ist.

Aktuell und zumindest auf mittlere Sicht finden im Wettbewerb der Einsatzenergien für die Elektrizitätserzeugung mindestens zwei große Schlachten statt. Erstens handelt es sich dabei um den international an Breite gewinnenden Angriff der erneuerbaren Stromquellen auf die etablierten, zumeist fossilen Energien. Zweitens findet im Zentrum des fossilen Strominputkorbs ein heftiger Wettbewerb zwischen Kohle und Gas statt, dessen Ergebnis perspektivisch den Erfolg künftiger Kraftwerksinvestitionen der Utilities determinieren dürfte.

Globale Stromerzeugung im Wandel
"New Policies"-Szenario

2

Anteil in %



Quelle: IEA, World Energy Outlook 2012

2. Erneuerbare greifen fossile Stromquellen an

Die erneuerbaren Energien gelten als globale Hoffnungsträger für das 21. Jahrhundert, bieten sie doch Lösungen für mindestens drei große Problemfelder an, die in den letzten Dekaden an Bedeutung gewannen, und die dieses Jahrhundert prägen werden. Erstens ist dies das fortgesetzte Wachstum der Weltbevölkerung, das zu einem merklichen Anstieg des Energiebedarfs führt. Laut des IEA-Hauptszenarios „New Policies“ im aktuellen World Energy Outlook 2012 wächst die Weltbevölkerung bis 2035 (gegenüber 2010) um 1,7 Mrd. (also mehr als derzeit China und die USA zusammen haben) auf 8,6 Mrd. Menschen und der Energieverbrauch um 35%. Trendsetter sind die Nicht-OECD-Länder (v.a. in Asien und Afrika), da sie im Betrachtungszeitraum jeweils mehr als 90% zum Bevölkerungs- und zum Energieverbrauchswachstum beisteuern. Entfielen 1973 erst 36% des globalen Energieverbrauchs auf die Nicht-OECD-Länder, stieg ihr Anteil bis 2010 auf 55% und erreicht (im Hauptszenario) 2035 bereits 65%.

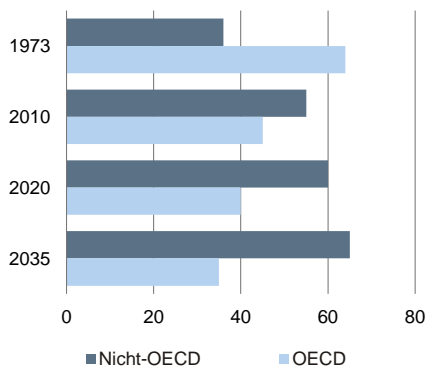
Zweitens, damit zusammenhängend, ist dies der strukturell aufwärtsgerichtete Preistrend bei wichtigen fossilen Energieträgern wie vor allem Erdöl (die IEA erwartet 2035 einen realen Ölpreis um USD 125 pro Barrel Crude), der wiederum auf die anderen Energien ausstrahlt. Dieser erfordert eine Ergänzung des weltweiten Energiemix und macht Alternativen künftig kommerziell immer interessanter. Drittens sind emissionsarme Energiequellen nötig, um den Klimawandel zu bändigen. Bereits in den letzten 40 Jahren trugen Biomasse und Wasserkraft zusammen bis zu 14% zum globalen Primärenergieverbrauch bei. Künftig wachsen auch die neuen Erneuerbaren recht dynamisch, freilich von einem im Weltdurchschnitt noch recht niedrigen Niveau aus.



Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

Nicht-OECD-Länder verbrauchen immer mehr Energie 3

% am Weltprimärenergieverbrauch



Quelle: IEA

Wasserkraft punktet selbst gegenüber den neuen Regenerativen 4

Die Wasserkraft hat eine lange Tradition. Die ersten Wasserkraftwerke wurden schon Ende des 19. Jahrhunderts gebaut. Heute ist etwa die Hälfte der Kleinwasserkraftwerke in Europa über 60 Jahre und sogar zwei Drittel sind älter als 40 Jahre alt. Dank der langjährigen Erfahrung sind traditionelle Wasserkraftwerke technologisch weitgehend ausgereift.

Wasserkraft hat viele Vorzüge auch gegenüber den neuen Stromalternativen. So kommt sie auf Wirkungsgrade von bis zu 85%. Damit ist sie eine effizientere Form der Stromproduktion als Solarzellen und Windanlagen, wo Wirkungsgrade von einem bzw. zwei Fünfteln erreicht werden. Hinzu kommt, dass Wasserkraft in den meisten Fällen unabhängig vom Tagesrhythmus ist, d.h. nicht vom Scheitern der Sonne oder dem Windaufkommen bestimmt wird. Dies ermöglicht eine dauerhafte und kontinuierliche Stromerzeugung. Überdies sind einzelne Formen der Wasserkraft wie Speicherkraftwerke gut geeignet, temporäre Bedarfsspitzen flexibel auszugleichen.

Investitionen in Wasserkraft sind – ähnlich wie bei Wind- und Sonnenenergie – durch relativ hohe Anfangsausgaben gekennzeichnet, denen dann nur noch sehr geringe Betriebskosten (kleiner als 1 Cent pro kWh) folgen. Dies ist ein großer Pluspunkt gegenüber den fossil befeuerten Kraftwerken, wo das Risiko steigender Inputkosten für Kohle, Öl und eingeschränkt auch Gas die Renditen gefährden kann. Überdies ebnet intelligent geplante Wasserkraftanlagen Wege für Mehrfachnutzungen. So sind Verbesserungen der Schifffahrtsverhältnisse und des Hochwasserschutzes integrierbar.

Wasserkraft bleibt mittelfristig weltweit die führende regenerative Stromquelle,...

Die Wasserkraft kommt in der öffentlichen Wahrnehmung – insbesondere in Europa – im Vergleich zu den neuen erneuerbaren Energieträgern wie der Wind- oder der Sonnenenergie oft zu kurz. Dies überrascht, denn weltweit steuerte Wasserkraft 2010 lt. IEA-Statistik etwa 16% zur Elektrizitätserzeugung bei, also weitaus mehr als die Windkraft und Bioenergie, die auf je 2% kamen, und die Photovoltaik (PV), deren Anteil nicht mehr als eine „schwarze Null“ ergab. In vielen anderen Teilen der Welt wird der Wasserkraft deshalb sehr viel mehr Beachtung geschenkt. Ein wichtiger Grund dafür ist der sehr hohe Beitrag, den Wasserkraft in vielen, auch mengenmäßig bedeutsamen Ländern zur Stromversorgung leistet. So ist die Wasserkraft nicht nur in Norwegen die klar dominierende Stromquelle mit anteilig 96% an der heimischen Elektrizitätserzeugung, sondern auch im aufstrebenden Brasilien, wo der Anteil 84% erreicht. Unter den Top-10-Wasserkraftproduzenten folgen Venezuela, Kanada und Schweden mit gleichfalls hohen Beiträgen zwischen 73% bis knapp 50%. Und selbst China und Russland, also die Nr. 1 und die Nr. 5 der weltweit größten Wasserkrafterzeuger, erreichen noch Anteile, die etwas über dem Weltdurchschnitt liegen (16,5%).

Theoretisch ließe sich mit Wasserkraft der Elektrizitätsbedarf der ganzen Welt decken. Dem stehen freilich die geografisch ungleiche Verteilung in den Weltregionen (rd. 50% in Asien, 30% in Amerika, 10% in Afrika und 8% in Europa) sowie die ökonomische Rationalität entgegen, denn nicht alles was theoretisch oder technisch möglich ist, ist auch wirtschaftlich sinnvoll. So setzen zum Beispiel die mangelnden kostengünstigen Speicher- und Transportmöglichkeiten von Strom wirtschaftliche Grenzen.

... bekommt aber künftig Verstärkung durch weitere Erneuerbare

Die IEA erwartet bis 2035 einen Anstieg der globalen Stromproduktion um 71% (gg. 2010). Die Wasserkraft bleibt unter den Erneuerbaren mit einem Anteil von 15% weiter führend vor der Windkraft (7%) und der Biomasse (4%). Die Solarenergie (inklusive konzentrierter Solarthermie, CSP) erreicht trotz hoher Zuwachsraten 2035 erst ein vergleichsweise niedriges Niveau (3%); dieses liegt aber immerhin dreimal so hoch wie das der Geothermie (1%).¹ Während also der Anteil der Wasserkraft in etwa gleich bleibt, vervierfacht sich der Beitrag der restlichen Erneuerbaren fast von 4% auf 15%. Die Anteilsbetrachtung reflektiert allerdings nur die halbe Wahrheit, zeigt doch die Mengenbetrachtung, dass tatsächlich alle Erneuerbaren bis 2035 ein Volumenwachstum erzielen. Aufschlussreich ist auch, dass nur die Windenergie die mengenmäßige Stromerzeugung absolut noch stärker als die Wasserkraft steigern kann. Dabei muss freilich insbesondere Offshore-Wind die erwarteten, positiven Perspektiven künftig erst noch rechtfertigen. Durchaus realistisch erscheint, dass etwa die Hälfte der weltweit neuen, zusätzlichen Wasserkraftwerkskapazitäten von rd. 650 GW in den global aufstrebenden Ländern Brasilien, China und Indien entstehen wird. Kommerziell ist auch interessant, dass selbst Europa noch über genügend Raum für den weiteren Zubau von Wasserkraftanlagen verfügt.

Wasser auch in Europa die regenerative Stromquelle Nr. 1

In Europa erreicht der Anteil der Wasserkraft an den Stromerzeugungskapazitäten 2011 15%. Damit rangiert sie im europäischen Kraftwerkspark ebenfalls noch klar vor der Windenergie und PV. Die jahrelang hohe Förderung für Wind- und Solarenergie sorgt allerdings dafür, dass die Abstände kleiner werden. So steuerte die Windkraft 2000 erst 2% zu den Stromkapazitäten bei, aber 2011

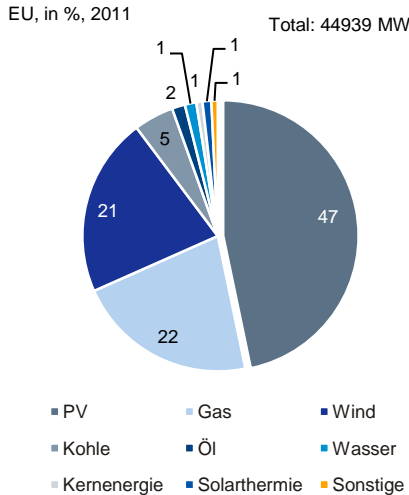
¹ Vgl. IEA (2012). World Energy Outlook. S. 554.



Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

90% der neuen Kraftwerksinstallationen basieren auf Gas und Erneuerbaren

5



Quelle: European Wind Energy Association, 2012

waren es bereits 10%. Ähnlich dynamisch ist die PV-Entwicklung, die 2000 noch keine Rolle spielte, 2011 aber schon 5% erreichte.

Die Analyse des europäischen Kraftwerksparks von 2000 bis 2011 zeigt zwei große Trends: Erstens setzte die Elektrizitätswirtschaft laut European Wind Energy Association (EWEA) bei Investitionsentscheidungen immer weniger auf Kohle, Kernenergie und Erdöl. Für jede dieser Stromerzeugungsalternativen wurden mehr Kapazitäten vom Netz genommen als neue installiert. Die Netto-Veränderung der in der EU installierten Kapazitäten betrug im Falle der Kohlekraft -10 GW, bei Kernenergie -14 GW und für die ölbasierte Elektrizitätserzeugung -14 GW. Zweitens geht der Trend zu erneuerbaren Elektrizitätsquellen sowie Erdgas. Der Netto-Zuwachs betrug bei Erdgas +116 GW, bei Windkraft +84 GW, für PV +47 GW sowie für Wasserkraft +4 GW.

Bis zuletzt hält der Trend hin zu den regenerativen Stromquellen in Europa an. 2011 steuerten die Erneuerbaren absolut 32 GW bzw. 71% der in Europa neu installierten Kraftwerkskapazitäten bei. Mit einem Anteil an allen Erneuerbaren von 66% lag PV klar vor Wind (30%), Wasserkraft (2%), CSP und Biomasse (je 1%). Und auch die Zukunft der europäischen Stromerzeugung gehört vor allem den Regenerativen. Dafür sorgt die breite politische (und damit auch finanzielle) Unterstützung in Europa², nicht zuletzt im quantitativ bedeutendsten Land, Deutschland, wo Regierung und Opposition in seltenem Gleichklang „die Energiewende“ hin zu den Erneuerbaren befördern.³

Noch große Wasserkraftpotenziale, auch in Europa

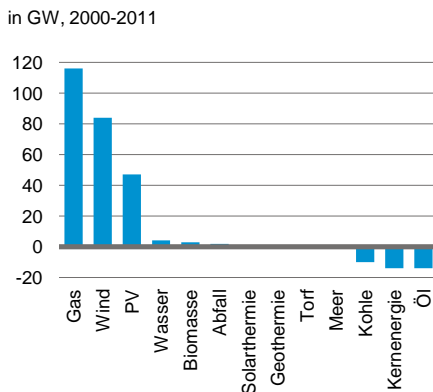
Die Wasserkraft spielt in großen und wichtigen europäischen Zukunftskonzepten eine tragende Rolle. So setzt die Offshore-Netzinitiative der Nordseeanrainer, die zusätzliche 100 GW sauberen Strom für Europa bringen soll, neben der Windenergie auch auf moderne Wasserkrafttechnologien wie Pumpspeicherkraftwerke in Norwegen. Diese helfen die erratischen Windstromernten besser auszubalancieren.

Das theoretisch nutzbare Wasserkraftpotenzial in Europa (in der Abgrenzung ohne Russland) beträgt insgesamt fast 2.600 TWh pro Jahr. Das wirtschaftliche Potenzial (870 TWh/Jahr) wird gegenwärtig zu 64% ausgeschöpft. Daraus folgt, dass der alte Kontinent immerhin 36% des Wasserkraftpotenzials oder mehr als 300 TWh/Jahr ungenutzt lässt, obwohl die Stromerzeugung sich rechnen würde.⁴ Die Wasserkraftpotenziale sind dabei europaweit keineswegs gleichverteilt. Immer noch gibt es reichliche Potenziale, auch fernab von Skandinavien, in den Alpenländern⁵ oder Südosteuropa, nicht zuletzt in Albanien und der Türkei. Deshalb zählt – neben den neuen Erneuerbaren – auch die Wasserkraft in den kommenden Dekaden zu den Gewinnern im europäischen Kraftwerkssektor.

Künftig wichtiger werden aber auch grüne Stromquellen wie die Photovoltaik, Biomasse oder auf Erneuerbare aufbauende, effiziente Kraft-Wärme-Systeme, die die Trends zur Dezentralisierung sowie zu Smart Grids begünstigen. Gleichzeitig gibt es aber auch bei den Erneuerbaren neue Trends, die in letzter Konsequenz wieder eher Richtung zentraler Stromerzeugung wirken. Man denke nur an den Aufbau großer Offshore-Windparks, deren Strom später über lange

Netto-Kraftwerksinstallationen für die Stromerzeugung in der EU

6



Quelle: European Wind Energy Association, 2012

² Z.B. European Climate Foundation (2010). Roadmap 2050 to a prosperous, zero-carbon Europe.

³ Zu Details z.B. Auer, Josef und Eric Heymann (2012). Energiewende fordert Kommunen und Stadtwerke. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main. Auer, Josef und Jan Keil (2012). Moderne Stromspeicher. Unverzichtbare Bausteine der Energiewende. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main. 2012 stellten die Erneuerbaren 22% des Gesamtstroms in Deutschland; dies ist ein neuer Rekord. 2005 kamen sie erst auf 10%.

⁴ Vgl. RWE Innogy (2010). Fact Book Renewable Energy. RWE Innogy (2012). Fact Book Renewable Energy.

⁵ In den Alpen werden aus Gründen des Landschaftsschutzes viele geeignete Wasserkraftstandorte nicht genutzt. Dennoch kommen schon heute Österreich und die Schweiz auf hohe Wasserkraftanteile an der Stromversorgung von jeweils über 50%.



Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

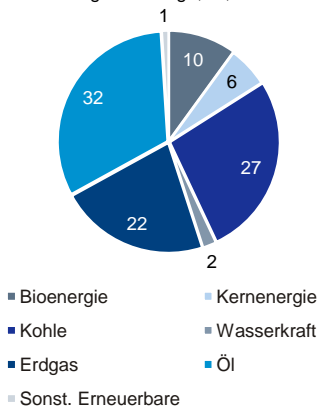
Distanzen zu den Kunden weitergeleitet werden muss. Oder auch die ehrgeizige Desertec-Initiative, die in einigen Jahren das Zusammenwachsen der Strommärkte Nordafrikas mit denen Europas beschleunigen könnte. Große Mengen an Wüstenstrom sollen dann den energiehungrigen und kaufkräftigen Kunden Europas zu günstigen Preisen offeriert werden.

Zwischenfazit: Erneuerbare ergänzen etablierten Stromerzeugungsmix

81% des Weltenergieverbrauchs entstammten 2010 fossilen Quellen

7

Anteile an Energienachfrage, %, 2010



Quelle: IEA

Die Erneuerbaren werden für die globale Stromversorgung fraglos immer wichtiger. Gleichwohl eröffnet die in den kommenden Dekaden weltweit weiter expandierende Elektrizitätsnachfrage noch genügend Absatzpotenziale – sowohl für die regenerativen als auch für die fossilen Energien. Sollten sich allerdings die übergeordneten Treiber wie Demographie und, damit zusammenhängend, der Elektrizitätsbedarf, aber auch weitere Einflussfaktoren wie technischer Fortschritt, Energieeffizienz oder auch Verbrauchsmuster grundsätzlich bzw. anders als erwartet ändern, sind Neueinschätzungen und gegebenenfalls politische Neujustierungen erforderlich. In der Zwischenzeit geht es mithin also nicht wirklich um die Verdrängung bzw. Substitution einzelner Energieträger, sondern eher um die Ergänzung bzw. Bereicherung etablierter Inputmuster.

3. Gas fordert Kohle immer stärker heraus

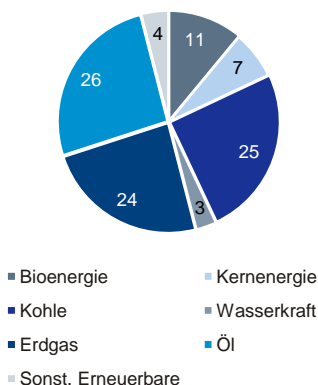
Lange Zeit schien der Wettlauf zwischen den fossilen Energieträgern vorgezeichnet und das Ergebnis vorprogrammiert. Dem Erdöl wurden aufgrund der zunehmend angespannten Ressourcensituation und den in der Tendenz aufwärts gerichteten Preisprospektiven im Kraftwerkspark der Zukunft allenfalls noch Chancen für den flexiblen Ausgleich von Bedarfsspitzen zugebilligt. Die Perspektiven des Erdgases galten zwar dank der in Relation zum Öl besseren Ressourcensituation als etwas günstiger. Doch letztlich würden mittel- und langfristige die – im Vergleich zur Kohle – ungünstigere Ressourcensituation sowie die – durch die Ölpreisbindung – relative Verteuerung doch Wirksamkeit entfalten und damit die Aussichten des Erdgases gegenüber der Kohle schmälern.

Im Gegensatz dazu galt der Siegeszug der Kohle aufgrund der großen und kostengünstigen Vorkommen in vielen Teilen der Welt als unaufhaltsam und nur eine Frage der Zeit zu sein; und dies trotz der im Vergleich zu Erdgas ungünstigen Umweltbilanz. Tatsächlich steuerte der zweitwichtigste Energieträger der Welt, die Kohle, fast die Hälfte und damit den Löwenanteil zur Befriedigung der von 2000 bis 2010 um 55% expandierenden, globalen Energienachfrage bei.

Fossile Quellen steuern 2035 immerhin noch 3/4 zum Weltenergieverbrauch bei

8

Anteile an Energienachfrage, %, 2035



Quelle: IEA

Kohle weiter im Aufwärtstrend, ...

Die IEA rechnet – freilich unter der Prämisse eines konstanten energiepolitischen Rahmens – bis 2035 mit einer weiteren Expansion der Kohlenachfrage um knapp drei Fünftel. Damit würde die Kohle mit einem Anteil von 30% am Weltenergieverbrauch zur neuen globalen Primärenergie Nr. 1 aufsteigen, also noch vor Erdöl (27%) und Erdgas (23%) rangieren. Aber selbst im neuen IEA-Hauptzenario mit dem neuen energiepolitischen Rahmen, das die Umweltziele etwas höher gewichtet, kommt es immer noch zu einem weltweiten Kohleverbrauchsanstieg um 21%. Der wohl wichtigste Treiber für die Mehrnachfrage sind die Emerging Markets, insbesondere China und Indien. Indiens wirtschaftlicher Aufstieg bis 2035 geht einher mit mehr als einer Verdoppelung des Kohleverbrauchs. Damit rückt Indien in der Verbrauchsstatistik bereits vor 2025 noch vor die USA als zweitgrößter Kohlekonsument und bereits zum Ende der laufenden Dekade wohl auch zum größten Kohleimporteur.

Gleichwohl bleibt China, das erst seit 2009 Nettoimporteur von Kohle ist, das Maß aller Dinge für den Weltkohlemarkt. Das Reich der Mitte absorbiert bereits

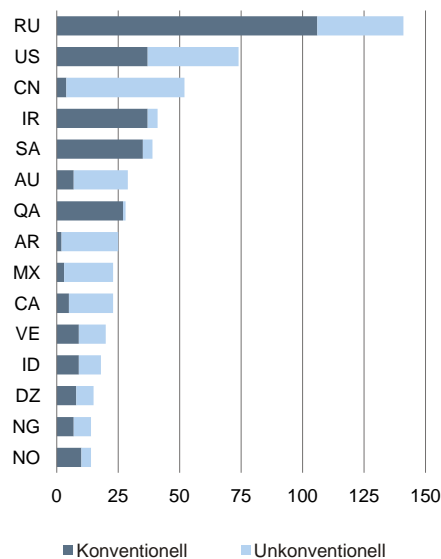


Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

Erdgas: Gewinnbare Ressourcen

9

Top 15 Länder, Bill. m³, Ende 2011



Welt gesamt: 752 Bill. m³

Quellen: IEA, BP

heute rund die Hälfte der globalen Kohleproduktion. Es ist keine Petitesse, dass die Perspektiven des Weltkohlemarktes von den planwirtschaftlichen Zielen Chinas abhängen. Die künftige Energiepolitik Chinas, dargelegt im aktuellen Fünfjahresplan, intendiert eine Minderung der Energie- bzw. CO₂-Intensität auch der chinesischen Wirtschaft. Eine planmäßige Umsetzung spräche für das globale Kohle-Hauptzenario eines sich allmählich abflachenden Anstiegs des absoluten Kohleverbrauchs. Damit würde der Kohleanteil am Weltprimärenergieverbrauch bereits gegen Ende der Dekade wieder anfangen, leicht zu sinken.

... aber Gasschwemme setzt Fragezeichen

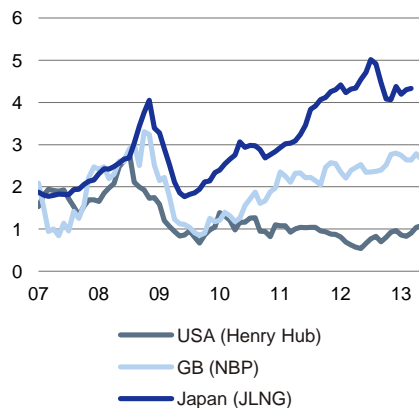
Erdgas ist ein Hauptgrund für die sich abschwächende Verbrauchsdynamik rund um die Kohle. In den letzten Jahren erwächst der Kohle nämlich überraschend neue Konkurrenz. Und mittlerweile ist der Wettbewerb zwischen Kohle und Gas voll entbrannt. Die Ursachen dafür sind zum einen Neufunde konventioneller Gasvorkommen, zum anderen aber auch Techniksprünge; erstens rund um die Gewinnung und Förderung von unkonventionellem Erdgas. Zweitens aber auch im Ferntransport von Erdgas jenseits der überaus teuren und örtlich wenig flexiblen Gaspipelines. Die erfolgreiche Exploration und Erschließung großer Schiefergasfelder sowie der Ferntransport von verflüssigtem Erdgas (LNG) macht Erdgas international kostengünstiger und verleiht dem Energieträger frischen Schwung im Energiewettbewerb, nicht zuletzt gegenüber der Kohle.

Noch vor wenigen Jahren galt der Aufstieg des Erdgases für viele Marktbeobachter als nur wenig wahrscheinlich, und wenn doch, dann keineswegs als nachhaltig.⁶ Heute besteht dagegen weitgehend Konsens, dass die so genannte Gasschwemme noch einige Jahre anhält. Deshalb wird sie wohl nicht nur auf die direkte Konkurrenz unter den fossilen Energien ausstrahlen, sondern ist auch relevant für alle Energienutzungsebenen – von der Stromerzeugung über den Wärmemarkt bis hin zur Mobilität. Kein Wunder, dass der Straßenfahrzeugbau mittlerweile alle Möglichkeiten erprobt und zunehmend auch nutzt, von Compressed Natural Gas (CNG) über Liquefied Natural Gas (LNG) bis hin zu Technologien rund um Gas-to-Liquids (GTL).

Große internationale Spreizung der Erdgaspreise infolge der Gasschwemme

10

Euro-Cent pro kWh



Quellen: Commodity Research Bureau, National Balancing Point, Bank of Japan, DB Research

Reife des Gasmarktes hinkt Kohlemarkt noch hinterher

Für den Wettbewerb zwischen Gas und Kohle sind letztlich die Preise und die jeweiligen Märkte bedeutsam. Diese kennzeichnen ungleiche Reifegrade:

- Einen bereits hohen Reifegrad hat der Kohlemarkt. Hier gibt es seit Jahren einen funktionsfähigen Weltmarkt. Angebot und Nachfrage bestimmen die Preise, die wiederum über die Zeitachse die Mengen ausbalancieren. Letztlich bestimmen der Stand und die Entwicklung der Weltkonjunktur die jeweiligen Mengen- und Preisanpassungen.
- Im Unterschied dazu hat sich bis dato noch kein voll funktionsfähiger Welt-erdgasmarkt gebildet. Ein Hauptgrund dafür waren früher die mangelnden bzw. sehr teuren Transportmöglichkeiten. In der Startphase machte deshalb die Finanzierung der kostspieligen Pipelineinvestitionen mittels langfristiger Take-or-pay-Verträge⁷ durchaus ökonomischen Sinn. Die Verträge schmälerten nämlich das Absatzrisiko der Investoren und garantierten im Gegenzug den Kunden Gaslieferungen mit kalkulierbaren Preisrisiken. Dies ist ein wichtiger Grund, weshalb selbst heute noch Regionalmärkte mit jeweils unterschiedlichen Preismechanismen und Erdgaspreisen das Bild prägen.

⁶ Zu Details z.B. Auer, Josef; Nguyen, Thu-Lan (2010). Gasschwemme erreicht Europa. Deutsche Bank Research. EU-Monitor 75, Frankfurt am Main.

⁷ Der Verkäufer erhält eine Zahlungsgarantie, da der Käufer sich zur Zahlung einer festgelegten Menge verpflichtet, unabhängig davon, ob er diese Menge auch tatsächlich abnimmt.



Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

Der US-Industrie droht trotz des Schiefergasbooms nicht die Holländische Krankheit – sie profitiert sogar

11

Angesichts des Booms an unkonventionellem Erdgas droht den USA keineswegs die so genannte Holländische Krankheit. Nach dieser ist das Phänomen benannt, wonach Rohstoff-funde (im Falle der Niederlande Erdgas in den 1960er Jahren) einem kleinen Land auch schaden können, da die Aufwertung der Wäh-rung die internationale Wettbewerbsfähigkeit der übrigen Exportbranchen mindert und im Extrem zu deren Niedergang führt. Unter dem Strich kann also in einem kleinen Land ein eigentlich erfreulicher Ressourcenboom sehr negative volkswirtschaftliche Effekte nach sich ziehen.

Ganz im Gegenteil wird die US-Industrie aus mehreren Gründen sogar begünstigt: Erstens mindert die Gasschwemme die Energiepreise in den USA, was wiederum der heimischen Industrie einen komparativen Vorteil im inter-nationalen Wettbewerb verschafft. Zweitens reagiert die US-Industrieproduktion weniger sensibel auf Wechselkursänderungen als kleine Länder mit hoher Exportquote. Ein Grund sind die importierten Vor- und Zwi-schenprodukte, die durch einen stärkeren US-Dollar günstiger werden. Dies wiederum wirkt sich positiv auf die Produktivität und Wettbe-werbsfähigkeit der US-Industrie aus. Drittens dürften die für kleine Rohstoffländer typischen negativen volkswirtschaftlichen Effekte eines Rohstoffbooms in den USA wohl ausbleiben, denn zum einen sind gerade die USA dank ihrer geographischen und ökonomischen Größe ein Sonderfall, nämlich eine relativ „geschlossene Volkswirtschaft“. Zum anderen kommt dazu die Tatsache, dass die Industrie nur noch auf einen vergleichsweise kleinen Anteil am US-BIP kommt. Mithin ist die Wahr-scheinlichkeit gering, dass die USA angesichts des Booms rund um die unkonventionellen Energiequellen die Holländische Krankheit befällt.

Zu Details s. auch Hooper, Peter u.a. (2013). US Shale Shock and Dutch Disease, Deutsche Bank Markets Research, Global Economics Perspectives, 11. April.

Dank der neuen Gasfördertechnologien, der global steigenden Schiefergas-mengen sowie moderner und flexibler Transportmöglichkeiten verbessert sich der Reifegrad des Gasmarktes seit einigen Jahren allmählich. Aktuell ist der Weltgasmarkt freilich hinsichtlich der Preisfindungsmechanismen aber zumin-dest noch zweigeteilt:

- In Nordamerika, Großbritannien und Australien finden sich freie Gasmärkte. Erdgas ist also eine „Commodity“ und wird an der Börse gehandelt, so wie viele andere Rohstoffe auch. In Nordamerika findet die Preisbildung am Henry Hub statt, in Großbritannien am virtuellen National Balancing Point (NBP). In den USA startete der Gas-zu-Gas-Wettbewerb bereits mit der Li-beralisierung des Pipelinezugangs in den 1970er Jahren, während in Groß-britannien erst die Deregulierung 1986 mehr Wettbewerb ermöglichte.
- Bindungen an den Ölpreis finden sich dagegen noch in weiten Teilen Konti-nentaleuropas und in Asien. In Europa herrscht die Anbindung an den Preis für die Ölsorte Brent in Rotterdam vor. Dagegen ist z.B. in Japan die Anbin-dung des Gaspreises an die japanische Ölnotierung JCC die Norm.
- Kein eindeutiges Bild liefert Südamerika. Dort finden sich beide Preismechanismen; einerseits Hub-linked-Gaspreise (NBP), andererseits auch Oil-linked-Gaspreise (Brent).

Fraglich ist, wie die Zukunft aussieht. Tatsächlich variieren die Erdgaspreise weltweit heute noch beträchtlich, so dass sich unterschiedliche Preiszonen diffe-renzieren lassen. In den USA kostet Erdgas aufgrund der dortigen Gas-schwemme am wenigsten. Temporär markierte der US-Gaspreis 2012 ein Zehn-jahrestief. In Großbritannien ist Gas zwar teurer als in Nordamerika, aber im Vergleich zu den noch zum Teil ölgebunden Gaspreisen in Kontinentaleuropa doch sehr günstig. Höchstpreise werden in Asien erzielt; zeitweise erreicht der Gaspreis dort das Mehrfache der US-Preise. Zuletzt führte in Japan die abrupte Energiewende nach Fukushima zu besonders hohen Preisen. Allerdings spricht einiges dafür, dass auch die für Erdgas typischen Regionalmärkte mit bis dato untereinander weitgehend unverbundenen Preiszonen künftig allmählich mehr zusammen wachsen.

Die USA profitieren am stärksten von der Gasschwemme, ...

In den USA startete die Gasschwemme. Dort sind auch die Auswirkungen am deutlichsten zu spüren. Viele kleine, lokale US-Unternehmen haben die Techno-logie entwickelt und erprobt. Eines der ersten Energieunternehmen, das die Zeitenwende richtig einschätzte, war ExxonMobil. Der vormals bedeutendste private Ölkonzern nutzte die Gunst der Stunde und stieg mittels beherzter Über-nahmen auch zu einem führenden Gasproduzenten auf.

In den USA kostet Erdgas im Vergleich zu Erdöl mittlerweile nur noch ein Viertel bis ein Drittel. Dank der neuen und kostengünstigen Gasmengen hat die einst drohende Ölimportabhängigkeit erheblich an politischer Relevanz eingebüßt – und dies ganz unabhängig von den künftig in Nordamerika auch noch er-schließbaren, großen Mengen an unkonventionellem Erdöl. Durchaus nicht un-realistisch ist deshalb die Vision von US-Präsident Obama, wonach die USA in einer Dekade weitgehend unabhängig von Energieimporten werden könnten. Auf Schiefergas, das heute ein Drittel zur US-Gasversorgung beiträgt, könnte 2035 schon die Hälfte entfallen.

Die günstigen Gaspreise ermöglichen den USA auch niedrige Elektrizitätsprei-se, nicht nur für Privathaushalte, sondern auch für die Industrie. Fußte die US-Stromerzeugung noch 2008 vor allem auf Kohle, stieg Erdgas zuletzt zur wich-tigsten Stromquelle auf. Marktbeobachter sehen dank der günstigen Gas- und damit Elektrizitätspreise den Weg frei für eine Re-Industrialisierung der USA.

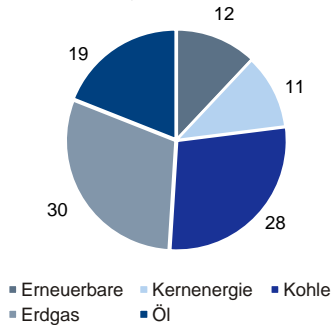


Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

US-Energieerzeugung deckt 80% des heimischen Energiebedarfs

12

Anteile an US-Energieproduktion, %, 2011



Quelle: US Energy Information Administration

Das erhoffte Erstarren der amerikanischen Petrochemie hätte den wichtigen Vorteil für eine Reihe von Wirtschaftszweigen, dass für sie unverzichtbare Grundstoffe aus sicherer heimischer Produktion preisgünstig verfügbar würden. Die Palette der Nutznießer reicht vom Agrarsektor (z.B. preiswerter Dünger) über die Bauwirtschaft, Chemie und Stahl bis hin zur Automobilindustrie und den Gebrauchsgüterprivater Haushalte. Per Saldo scheint ein zusätzliches Wachstum des US-BIP um jährlich einen halben Prozentpunkt wahrscheinlich. Entsprechend der Logik volkswirtschaftlicher Interdependenzen wäre die Folge davon ein zumindest kleines Jobwunder.

... aber höhere Gaspreise im Ausland sprechen für US-Gasexporte

Die Kehrseite der niedrigen US-Erdgaspreise ist freilich, dass die hohen Produktions-, Infrastruktur- und damit Investitionskosten rund um unkonventionelle Erdgas sich weniger rechnen als zu der Zeit vor der Gasschwemme. Hinzu kommt, dass in Europa und Asien deutlich höhere Gaspreise zu erzielen sind. Die Gasschwemme hat deshalb dazu geführt, dass die USA, die einst – auch aus Gründen der Energieversorgungssicherheit – die gleichfalls sehr teure Infrastruktur für LNG-Importe aus Übersee aufbauten, nun in die andere Transportrichtung investiert. Für USD 10 Mrd. wird bis 2015 am Golf von Mexiko das erste LNG-Exportterminal erstellt.

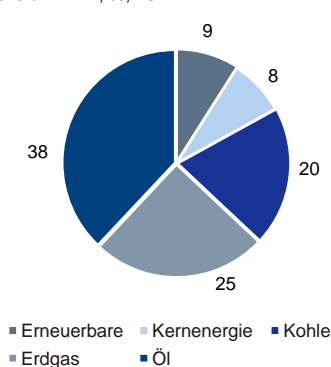
Verbraucher in Europa und Asien würden das US-Gas begrüßen

Für Europa und Asien wäre das verflüssigte Gas aus Nordamerika eine wichtige Importalternative. Es käme zusätzlich zu den bisherigen Lieferungen aus Russland, Norwegen, zuletzt immer öfter Katar und künftig auch aus vielen weiteren Ländern Afrikas. In Kontinentaleuropa befinden sich die Märkte für Erdgas bereits im Umbruch. Langfristverträge, z.B. mit Russland, die früher auch kommerziell als besonders interessant erschienen, gelten heute als sehr viel weniger attraktiv. Das preislich überaus günstige freie Gasangebot hat mittlerweile eine Wirkung entfaltet, die noch vor wenigen Jahren utopisch schien. Nach zum Teil mehrjährigen, zähen Verhandlungen zeigt sich selbst Russland neuerdings zu Zugeständnissen rund um seine Langfristkontrakte bereit (z.B. gegenüber E.ON und RWE). Aktuell akzeptieren die für Kontinentaleuropa besonders wichtigen Gaslieferanten aus Norwegen und Russland Spotpreiskomponenten in ihren Gaskontrakten. Norwegen ist im freien Gasgeschäft bereits sehr viel weiter.

Öl, Gas und Kohle bestimmen den Primärenergieverbrauch der USA

13

Anteile am PEV, %, 2011



Quelle: US Energy Information Administration

Mehr Wettbewerb auf dem Gasmarkt in Europa, ...

Die altbekannte europäische Erdgaswelt befindet sich in tiefgreifendem Wandel. Alte Strukturen lockern und lösen sich immer mehr auf. Eine allmähliche Transformation hin zu offeneren Wettbewerbsmärkten mit grundsätzlicher Neujustierung der Marktteilnehmer findet statt. Im Vergleich dazu hinkt Asien noch etwas hinterher. Ein Grund dafür ist, dass die asiatische Gasinfrastruktur noch wenig entwickelt ist, da z.B. in bevölkerungsreichen Ländern große Distanzen und damit Kosten den Aufbau bremsen.

Ein anschaulicher Beleg dafür, dass auch die altgedienten Gaslieferanten mit bis dato hoher Marktmacht sich dem fundamentalen Wandel der Gaswelt stellen, ist der schrittweise Aufbau einer großen eigenen Handels- und Marketingabteilung seitens des größten russischen Gaslieferanten, Gazprom, in London, der schon vor Jahren begann, zuletzt aber mehr Dynamik entfaltete. Künftig möchte Russland damit auch auf dem freien Gasmarkt ein gehöriges Wort mitreden. Diese strategische Neuausrichtung sollte nicht unterschätzt werden. Immerhin bietet der freie Markt auch die Chance, Angebotsmengen so zu steuern, wie es für den bzw. die Anbieter am zweckmäßigsten ist. Insofern ermöglicht



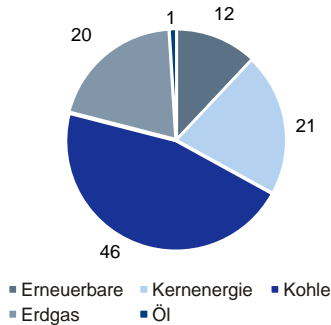
Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

der wachsende freie Gasmarkt in Europa am aktuellen Rand zwar einen überaus erfreulichen Preisdruck mit Einsparoptionen für alle Kundengruppen,

Kohle, Kernenergie und Gas dominieren die Stromerzeugung der USA

14

Anteile an US-Stromproduktion, %, 2011



Quelle: US Energy Information Administration

... freier Markt birgt aber auch Risiken

Mittel- und längerfristig ist aber keineswegs auszuschließen, dass die international relevanten Gasproduzenten ihre Lieferungen doch stärker koordinieren und ihre Angebotsvolumina zur Preisgestaltung in ihrem Interesse nutzen. Die Voraussetzungen für eine (sogar global agierende) „Gas-OPEC“ sind wegen der weltweit relativ breit gestreuten Gasvorkommen fraglos ungünstiger als die der eigentlichen OPEC, da große konventionelle Ölvorkommen regional stärker konzentriert sind. Schon deshalb sollte das allmähliche Zusammenwachsen der für Erdgas bisher typischen Regionalmärkte, insbesondere der Nordamerikas mit Europa, nicht übereilt als „Sieg“ gewertet werden. Denn möglicherweise gibt es nach einer gewissen Lernphase rund um den Dauerkonflikt zwischen Marktmacht und ökonomischem Gesetz auch wieder eine Renaissance der Kontraktform Langfristvertrag; diese Verträge werden dann allerdings wahrscheinlich sehr viel flexibler ausgestattet als in dem halben Jahrhundert davor.

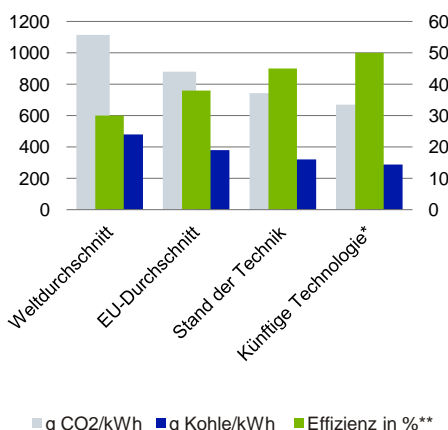
Der Konflikt Gas gegen Kohle kennt aktuell viele Antworten

Für Kraftwerksinvestitionen sind viele Parameter relevant. Regionen mit Braunkohlevorkommen nutzen den Energieträger typischerweise für die Grundlast. Modernste Braunkohlekraftwerke können einen Wirkungsgrad von 43% erreichen. Dort wo neben Strom- auch Wärmekunden bereitstehen, können die Energieproduzenten die effiziente Kraft-Wärme-Kopplung nutzen, die wesentlich höhere Wirkungsgrade ermöglicht; dazu sind grundsätzlich alle Inputenergien tauglich. Weltweit im Dauerwettbewerb stehen Steinkohle- und Gaskraftwerke, die typischerweise auch sehr flexibel fahrbar sind. Der technische Fortschritt rund um beide Kraftwerkstypen ist enorm und noch keineswegs am Ende angekommen.

Kohlekraftwerke bergen noch erhebliches Effizienzpotenzial

15

2010, g (links); % (rechts)



* Dampfkraftwerk 700° Technologie
** Durchschnittswerte für Steinkohlekraftwerke

Quelle: VGB Powertech

Moderne Steinkohlekraftwerke erreichen heute schon Wirkungsgrade um etwa 45%. Damit sind sie weitaus effizienter als der Durchschnitt aller weltweit oder selbst der Schnitt der nur in Europa aktiven Steinkohlekraftwerke (30% bzw. 38%). Steinkohlekraftwerke der nächsten Generation mit besseren Dampfparametern und Werkstoffen, so genannte 700-Grad-Kraftwerke (Steam Power Plants), erreichen wohl erstmals Wirkungsgrade von 50% und mehr. Und gelingt die innovative Entwicklung klimaschonender Kohlekraftwerke mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung zu vertretbaren Preisen, also die Carbon-Capture-and-Storage- bzw. CCS-Technologie, dann wären die Perspektiven der Kohle noch besser. „Saubere“ CCS-Technologie erlaubt nach heutigem Kenntnisstand eine CO₂-Minderung um 90% pro erzeugter kWh gegenüber dem heutigen Weltdurchschnitt (1.116 g CO₂/kWh).⁸

Einen Entwicklungssprung stellen moderne Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) dar, die Erdgas besonders effizient nutzen. Wird nur Elektrizität erzeugt, ist ein Wirkungsgrad bis zu 58% erreichbar. Mittels nachgeschalteter Kraft-Wärme-Kopplung erzielen GuD-Anlagen sogar Wirkungsgrade bis 80%.⁹ Ein erfreulicher zusätzlicher Vorteil ist, dass die CO₂-Emissionen substantiell geringer sind als bei traditionellen Kohlekraftwerken. Je nach Emissionspreis ist dieser Umweltvorteil der Gasverstromung auch ökonomisch für Investoren höchst relevant. Dies und die Tatsache, dass Gaskraftwerke auch – anders als Braunkohle- oder Kernkraftwerke – relativ flexibel gefahren werden können, machen sie zusätzlich interessant. Dank ihrer Flexibilität sind sie im Prinzip gut

⁸ RWE (2011). Facts & Figures. VGB Powertech (2010/2011). Electricity Generation. Page 18.
⁹ RWE (2012). Innovation.



Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

geeignet, fluktuierende Märkte auszubalancieren, wo also z.B. das Stromangebot aufgrund der Expansion erneuerbarer Stromquellen wie Wind oder Solar zeitweise zur Instabilität neigt (siehe zu dieser Thematik auch Seite 11).

Der Gas/Kohle-Wettbewerb wird auf absehbare Zeit regional entschieden

Es wird bis auf Weiteres keinen „globalen Champion“ geben

Zumindest auf mittlere Sicht wird es keinen eindeutigen „globalen Champion“ im Wettlauf zwischen Erdgas und Kohle geben. Dies hat mehrere Gründe: Erstens werden für Erdgas in den kommenden Jahren – trotz allmählicher Konvergenz der Regionalmärkte – noch von Kontinent zu Kontinent unterschiedliche Preise verlangt werden. Die Höhe des Gaspreises ist aber eine wichtige Determinante im Wettbewerb zu den Konkurrenzenergien. Zweitens sind für Kraftwerksinvestoren nicht nur die aktuellen Umweltvorgaben, sondern auch die Erwartungen für die kommenden Dekaden relevant. Hier lassen die Unsicherheiten bezüglich des Fortgangs der Klimadiskussion sowie – damit zusammenhängend – die Höhe der künftigen Emissionspreise viel Raum für unterschiedliche Einschätzungen und Entscheidungen. Selbst im Falle höherer Emissions- bzw. Umweltpreise als derzeit kommt dies keineswegs automatisch immer den Gaskraftwerken zugute. Es gibt durchaus Investoren bzw. Bevölkerungsteile, die z.B. argumentieren, dass Gaskraftwerke „immer noch“ halb so viel emittieren wie traditionelle Kohlekraftwerke. Damit sind jenseits des ökonomischen Kalküls weitere Faktoren zu gewichten, insbesondere sofern sie über die Politik das Marktgeschehen auch ordnungspolitisch beeinflussen. Drittens sind viele weitere Parameter zu beachten; so z.B. das Finanzierungsumfeld oder der jeweilige Ordnungsrahmen, der wiederum den Stand der Liberalisierung reflektiert und letztlich die erzielbaren Elektrizitätspreise determiniert.

Unterschiedliche Gewinner je nach Region: In den USA geht Trend zu Gas,...

Je nach Region kristallisieren sich unterschiedliche Trends heraus

In den USA bzw. Nordamerika ist die Gasschwemme wohl das wichtigste Energiethema der letzten Jahre. Kein Wunder, dass die zuletzt sehr niedrigen Gaspreise Investoren eher für Gaskraftwerke votieren lässt. Da – nach unserer Einschätzung – auf absehbare Zeit in Nordamerika die Gaspreise weiter gedrückt bleiben, steht die Investorenampel dort auch künftig weiter „auf Grün“ für Gaskraftwerke.

Nicht selten werden in diesem Zusammenhang die vielfältigen internationalen Zusammenhänge nicht ausreichend erkannt oder thematisiert. So wird oft übersehen, dass die Gasschwemme in Nordamerika letztlich zu einem Überangebot von Kohle führt. Verbrennen die US-Utilities weniger Kohle als früher geplant wurde, dann sucht der anschwellende Angebotsüberschuss an Kohle mit der Zeit neue Nachfrage im Ausland. Der Weg führt nicht zuletzt auch nach Europa, teilweise auch Asien. Das zusätzliche Angebot drückt dann in den neuen Absatzländern die Kohlepreise und verbessert damit – unter sonst gleichen Bedingungen – deren Wettbewerbsfähigkeit z.B. gegenüber dem Erdgas.

... in Asien eher Richtung Kohle

Auch die Kohle hat Zukunft

In Asien sind die Perspektiven für Erdgas weniger rosig. Die auf absehbare Zeit noch relativ hohen Gaspreise sprechen eher für die Kohle. Hinzu kommt, dass der Expansion des Gases dort noch die unzureichende Gasinfrastruktur entgegensteht, nicht zuletzt die mangelnden LNG-Kapazitäten und Pipelines. Günstiger sind die Perspektiven allerdings in Japan, das wohl künftig vor allem auch auf Gas und Erneuerbare setzen dürfte. Auch die Aussichten in China sind nicht zu verachten: Erstens möchte China in den kommenden Jahren die Umweltbelastungen dämpfen. Zweitens ist die Höhe der Gaspreise nicht die wichtigste Determinante für die Planwirtschaft. Für das relativ energiearme China sind

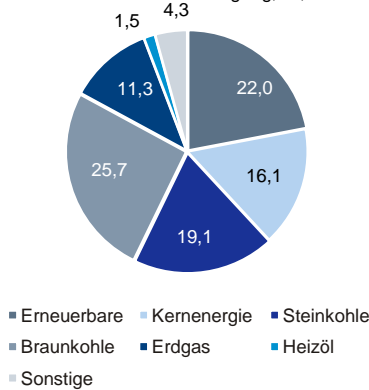


Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

22% der deutschen Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen

16

Anteile an der Bruttostromerzeugung, %, 2012



Quelle: AGEB

Themen wie die Sicherheit der Energieversorgung sicherlich zumindest genauso wichtig. Überdies fährt China eine recht aggressive globale Einkaufspolitik rund um Energievorkommen. Die in Zukunft steigende eigene Gasförderung – z.B. in Afrika – wird wohl nie „den Weltmarkt“ sehen, sondern letztlich im Reich der Mitte landen. Tatsächlich werden wohl alle Energieträger – also Erdgas und (!) Kohle – noch mehr für die Stromproduktion eingesetzt als bisher. In Indien hat das Thema Elektrifizierung noch einen sehr viel höheren Stellenwert als in fortschrittlicheren Schwellenländern. Ausschlaggebend sind nach wie vor die klassischen Investitions- und Brennstoffkosten abseits von Umweltaspekten. Davon profitiert die Kohle, deren Preis aufgrund der Abschwächung der Weltkonjunktur zuletzt sehr viel niedriger notiert als zuvor.

Europa bietet ein gemischtes Bild

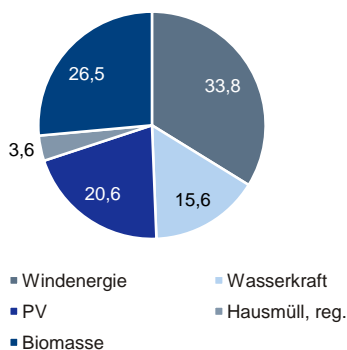
Europa präsentiert ein vielfältig schillerndes Bild. 2011 verbrauchte Europa 3% mehr Kohle als davor. Haupttreiber sind freilich erstens die gefallen Kohlepreise. Eine Ursache ist die Flut billiger Kohle aus den USA (s.o.). Diese könnte mittelfristig weiter zunehmen, da derzeit die Kohleexportkapazitäten für die Belieferung der Überseemärkte weiter ausgebaut werden. Hinzu kommen Kohlelieferungen aus Australien und Südafrika zu mehrjährigen Niedrigpreisen. Die positive Wirkung der Tiefpreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der Kohle wird zweitens verstärkt durch die gleichfalls überaus niedrigen Preise im europäischen Emissionshandel; deren niedriges Niveau mindert die Attraktivität der Gaskraftwerke zusätzlich. Drittens spielt eine Rolle, dass einige Europäer über günstige Kohlevorkommen verfügen; so fördern und verstromen Polen und die Ukraine auch weiterhin Steinkohle. Im Unterschied dazu verabschiedet sich Deutschland immer mehr vom Steinkohlebergbau, verfügt aber über reichlich Braunkohle, die es zur Produktion sehr wettbewerbsfähiger Grundlast einsetzt. Auf der anderen Seite in Europa stehen die Länder, die über eigene große Gasvorkommen oder – auch unabhängig davon – niedrige Gaspreise verfügen. Vor allem in Norwegen sind die Perspektiven für Gaskraftwerke auf den ersten Blick überaus günstig. Aber nahezu der ganze Strombedarf in Norwegen wird durch Wasserkraft gedeckt. Und dagegen hat auch Gas keine Chance. In Großbritannien führt der freie Markt zu niedrigen Gaspreisen und stabilisiert die Chancen gegenüber der Kohle. Ähnliches gilt auch für die anderen europäischen Länder mit bestehendem (oder in Planung befindlichem) LNG-Anschluss.

Ausnahme Deutschland: Schlechte Karten für Erdgas und Steinkohle

Wind dominiert regenerative Stromerzeugung in DE

17

Anteil an erneuerb. erzeugtem Strom, %, 2012



Quelle: BDEW

Unter dem Strich ist aus Investorensicht Deutschland – ähnlich wie Norwegen, aber eben doch ganz anders – eine ganz große Ausnahme. Letztlich strahlt die Energiewende rund um den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung und dem massiven Ausbau regenerativer Stromquellen erheblich auf den Stromerzeugungsmix aus. 2012 steuerten die Erneuerbaren bereits 22% zur Stromproduktion bei. 2020 sollen es schon 35% und 2050 dann 80% sein. Die im EEG geregelte vorrangige Einspeisung des „Grünstroms“ ins Netz führt dazu, dass die Gas- und Steinkohlekraftwerke zeitlich immer kürzer Strom erzeugen. Dies mindert deren Rentabilität. Letztlich ist die Konsequenz, dass Investitionen in Gas- und Steinkohlekraftwerke wenig interessant sind – zumindest solange der politische Rahmen unverändert bleibt. Kohlekraftwerksprojekte sind in Deutschland bereits seit Jahren ein besonderes Politikum. Gaskraftwerksinvestitionen sind EEG-bedingt wenig attraktiv.

In den letzten Monaten haben große deutsche Stromversorger mit der Schließung bestehender Gaskraftwerke gedroht, da diese ihre Renditeziele gefährden. Da dies die Herausforderungen rund um den Kernenergieausstieg vergrößern würde, dürfte die Diskussion am aktuellen Rand wieder aufleben. Die Er-



Globaler Kraftwerkspark: Wandel durch unkonventionelle und grüne Energien

kenntnis reift, dass der Auf- und Ausbau von Stromspeichern und/oder das Vertrauen auf künftige Importmöglichkeiten allein nicht ausreichen könnten. Das größte Industrieland Europas benötigt auch weiterhin eine kontinuierliche und unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung zu vertretbaren Preisen. Letztlich erfordert die Energiewende ein Elektrizitätsversorgungssystem, in dem die schwankenden Windkraft- und Solarmengen mittels flexibler Backup-Kapazitäten ausgeglichen werden. Systemrelevante Gas- und Kohlekraftwerke benötigen in der „neuen Stromwelt“ dann additive Anreize.

4. Resümee

Der traditionelle, globale Kraftwerkspark befindet sich aus vielerlei Gründen im Wandel. Fraglos war es in den Tagen nach Fukushima vorschnell, ein rasches Ende der friedlichen Nutzung der Kernenergie vorauszusagen. In den kommenden beiden Dekaden wird der frisch entbrannte Gas/Kohle-Wettbewerb auf dem Strommarkt nicht zu dem einen, dem „globalen Gewinner“ führen. Während in den USA das Erdgas seinen Siegeszug fortsetzt, bleibt Kohle in Asien die Nr. 1. In Europa gewinnt das Stromerzeugungsbild an Farbe: Während Deutschland auf Erneuerbare setzt, bleibt Frankreich bei Kernenergie und andere Länder präferieren weiter die Kohle. Der in den beiden kommenden Dekaden weiter expandierende „Stromhunger“ bietet ausreichend Platz für die Koexistenz der unterschiedlichsten Stromerzeugungsalternativen. Unkonventionelle Energien wie Schiefergas und grüne Energien fordern mithin den aktuellen globalen Kraftwerkspark zwar heraus. Sie werden ihn auf absehbare Zeit allerdings keineswegs in einem revolutionären Sinne umgestalten. Dafür müsste es rund um die Energielandschaft noch weitreichendere Entwicklungen geben.

Josef Auer (+49 69 910-31878, josef.auer@db.com)

© Copyright 2013. Deutsche Bank AG, DB Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht verfügt. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die in Bezug auf Anlagegeschäfte im Vereinigten Königreich der Aufsicht der Financial Services Authority unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Limited, Tokyo Branch, genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: HST Offsetdruck Schadt & Tetzlaff GbR, Dieburg