

e | m | w

Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb
Auszug aus Nr. 3 | Juni 2010

Sonderdruck 3 | 10

BET Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH

„Erzeugungsmix der Zukunft“

VON ARMIN MICHELS

Erzeugungsmix der Zukunft

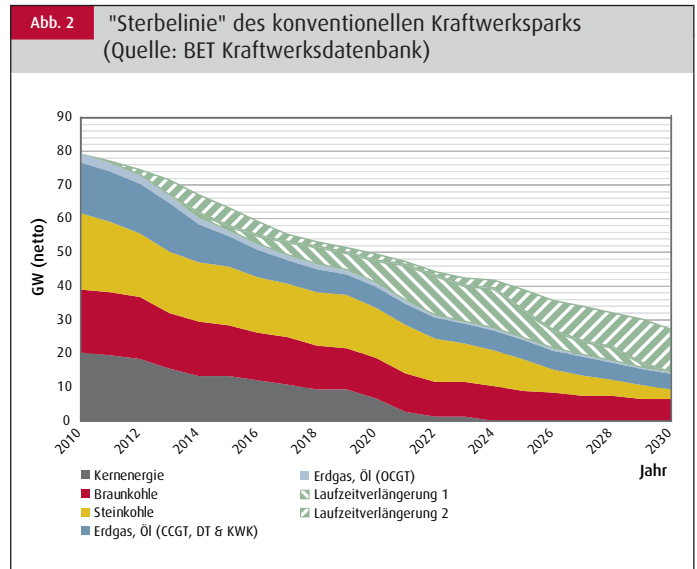
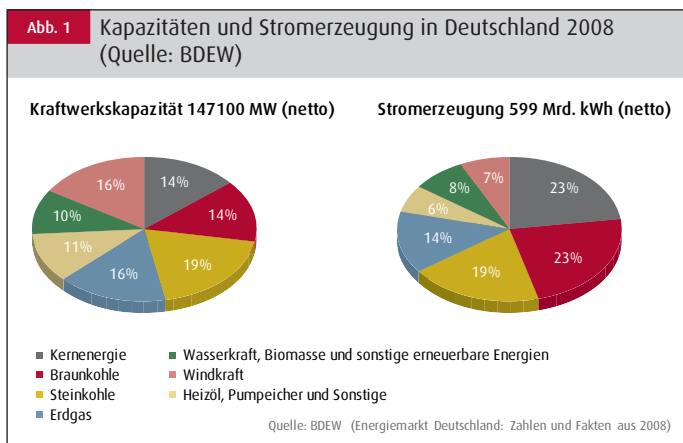
Rahmenbedingungen und Tendenzen im deutschen Erzeugungsmarkt

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Erneuerungsbedarf beim thermischen Kraftwerkspark erfährt der Erzeugungsmarkt in Deutschland erhebliche Veränderungen. Vor dem Hintergrund des anstehenden Energiekonzepts der Bundesregierung werden im Folgenden die politischen Rahmenbedingungen und die Tendenzen des Erzeugungsmarktes dargestellt.

VON ARMIN MICHELS

Der derzeitige Erzeugungsmix in Deutschland weist einen hohen Grad an Diversifizierung auf. Energieträger wie Uran, Kohle, Gas sowie die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tragen mit unterschiedlichen Anteilen zur Bedarfsdeckung bei (vgl. Abb. 1).

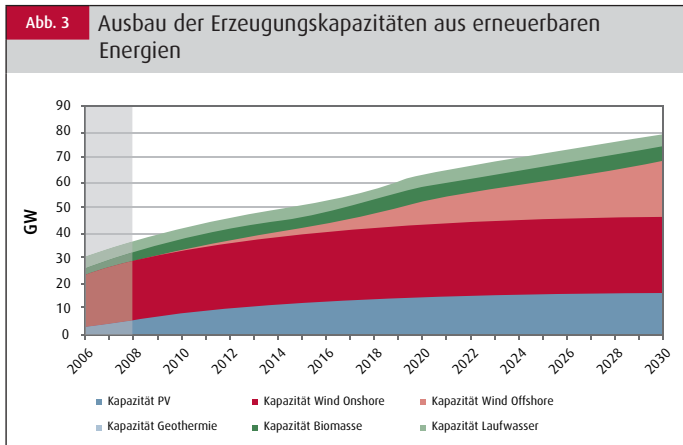
Im Jahr 2008 wurden etwa zwei Drittel des Stroms in Kern- und Kohlekraftwerken erzeugt. Ausgehend von 80 Prozent im Jahr 2000 zeigt sich bei diesem Anteil jedoch eine rückläufige Tendenz in den vergangenen Jahren. Durch ihren Einsatz in der Grundlast tragen Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke im Vergleich zu ihrem Anteil an der Kapazität (Leistung) überproportional zur Stromerzeugung bei. Den umgekehrten Effekt – mit höherem Leistungs- und geringerem Erzeugungsanteil – sieht man bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Insbesondere die Windenergie (onshore) und insbesondere die Fotovoltaik haben relativ geringe Benutzungsdauern. Insgesamt weist jedoch der Anteil der erneuerbaren Energien eine deutlich steigende Tendenz mit den Schwerpunkten bei Wind und Biomasse auf. Bei einem deutlichen Rückgang der Stromerzeugung im Jahr 2009 infolge der gesunkenen Nachfrage setzt sich dieser Trend mit einem Anstieg der erneuerbaren Energien auf 16 Prozent fort.



Thermische Kraftwerke müssen erneuert werden

Der aktuelle thermische Kraftwerkspark in Deutschland ist überaltert und hat einen signifikanten Erneuerungsbedarf (vgl. Abb. 2). Unterstellt man zunächst den Fall des Kernenergieausstiegs und lässt Retrofit-Maßnahmen außen vor, dann werden bis zum Jahr 2015 Kapazitäten im Umfang von 22 GW – und bis zum Jahr 2020 sogar 38 GW – stillgelegt. Nimmt man bei einer Abschaltung der Kernkraftwerke der ersten Generation eine Laufzeitverlängerung der anderen Anlagen auf 40 Jahre an, dann stehen 2020 etwa sieben GW mehr zur Verfügung. Laufen die Anlagen der ersten Generation 40 Jahre und die anderen Anlagen 50 Jahre, dann stehen bereits 2015 ca. sieben GW und im Jahr 2020 ca. neun GW mehr zur Verfügung. Somit ist die Ausgestaltung der Laufzeitverlängerung eine wesentliche Stellschraube für den Zubaubedarf an thermischen Kraftwerken.

Die zukünftige Entwicklung des Erzeugungsmarktes wird durch eine ganze Reihe von Faktoren beeinflusst, die überwiegend durch die politischen Rahmenbedingungen determiniert werden. Maßgeblich hierfür sind die politischen Zielsetzungen der EU zur Verringerung



der Treibhausgasemissionen um mindestens 20 Prozent, zum Ausbau erneuerbarer Energien auf 20 Prozent und zur Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent bis zum Jahr 2020 (sog. 20/20/20-Ziel).

Flankiert wird dies durch die Zielsetzungen zum Ausbau der elektrischen Stromnetze, zur Verdoppelung des Anteils der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung sowie zur Umsetzung der EU-Richtlinie zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS).

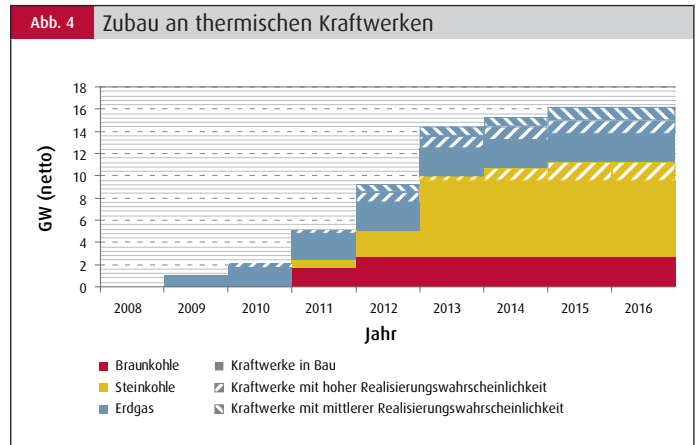
Einen weiteren Faktor für den Erzeugungsmarkt stellt die Weltwirtschaft dar, deren Entwicklung die Preise für Brennstoffe und CO₂, aber auch die Investitionskosten für Erzeugungsanlagen beeinflusst. Auch die Entwicklungen auf den Strommärkten im Ausland und die damit verbundenen Stromimporte und -exporte haben Rückwirkungen auf den zukünftigen Erzeugungsmix und die Strompreise in Deutschland.

Zuwächse bei Windkraft, Fotovoltaik und Biomasse

Beim Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind die Beiträge der einzelnen Erzeugungsarten recht unterschiedlich. So erfolgte bei den Fotovoltaikanlagen im Jahr 2009 und der ersten Jahreshälfte 2010 ein massiver Ausbau. Durch die geplante Kürzung der Vergütung für erneuerbare Energien soll der Zubau auf ca. 3.000 MW/Jahr begrenzt werden. Aufgrund der niedrigen Benutzungsdauer liefert die Fotovoltaik allerdings nur einen geringen Beitrag zur Erzeugung.

Bei der Windkraft gibt es große Unterschiede zwischen On- und Offshore-Anlagen. Die Kapazitäten von Onshore-Windkraftanlagen sind bereits recht hoch. Durch Repowering-Maßnahmen und die Erschließung zusätzlicher Standorte werden die Kapazitäten und Erzeugung noch ansteigen. Bei der Offshore-Windkraft sind hingegen gerade erst die ersten Anlagen ans Netz gegangen. Weitere Parks befinden sich im Bau bzw. in der Netzanschlussphase. Auch hier wird ein massiver Zubau auch nach dem Jahr 2020 erwartet. Mit erwarteten Benutzungsdauern von ca. 3.500 Stunden resultiert hieraus auch ein signifikanter Anteil an der Erzeugung.

Als weitestgehend ausgeschöpft gelten die Potenziale für Wasserkraft, während bei Biomasse mit hohen Benutzungsdauern ein steigender Anteil erwartet wird.



Insgesamt übernehmen die erneuerbaren Energien zukünftig einen deutlichen Anteil an der Stromerzeugung. Der in der Abbildung 3 angenommene Anteil liegt in der Linie der parteienübergreifend akzeptierten politischen Zielsetzung. Es existiert eine Reihe von weiteren Szenarien, die je nach Standpunkt des Betrachters zu deutlich höheren, aber zum Teil auch zu geringeren Anteilen kommen.

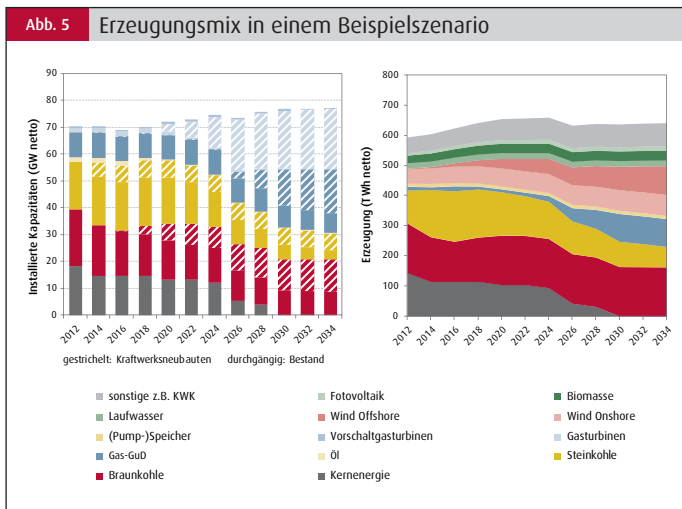
Herausforderungen durch Regenerative

Die Erzeugung von Wind- und Fotovoltaikstrom weist einen hohen Anteil an der Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf und generiert durch die Dargebotsabhängigkeit starke Schwankungen in der Erzeugung. Somit trägt nur ein geringer Teil der Kapazitäten von erneuerbaren Energien zur Substitution des Leistungsbedarfs an thermischen Kraftwerken bei. Daraus ergeben sich Veränderungen in der Restlast, die durch den thermischen Kraftwerkspark zu decken ist:

- sinkender Bedarf an Grundlast durch Verdrängungseffekte der erneuerbaren Energien,
- steigende Anzahl von Lastwechseln,
- Ausregelung höherer Lastgradienten / höhere Reservevorhaltung.

In Konsequenz bedeutet dies einen steigenden Bedarf an flexiblen Kraftwerken und an Spitzenlasteinheiten. Die Flexibilitätsanforderungen beziehen sich auf das Startverhalten (Häufigkeit, Dauer), auf die Leistungsänderungsgeschwindigkeit zum Ausregeln von Lastgradienten und auf den Leistungsbereich zwischen minimaler und maximaler Erzeugungsleistung. Je höher der Anteil der erneuerbaren Energien steigt, desto stärker stellt sich die Frage nach Integrationsmaßnahmen für diese Erzeugung hinsichtlich bedarfsgerechter Einspeisung bzw. Möglichkeiten zur Speicherung.

Aus diesen Betrachtungen wird ersichtlich, dass absehbar auch weiterhin ein signifikanter Anteil des Stroms aus thermischen Kraftwerken erzeugt wird, sodass unter Berücksichtigung der absehbaren Kraftwerksstilllegungen ein Zubaubedarf besteht. Diesem wird durch eine Reihe von aktuellen Kraftwerksprojekten in der Bauphase bzw. im Planungsstadium Rechnung getragen. In Abbildung 4 sind diese Projekte dargestellt, wobei Projekte im Planungsstadium mit konservativ abgeschätzten Realisierungswahrscheinlichkeiten berücksichtigt sind. Daraus resultiert ein Zubau von rund 16 GW bis 2016.



Braunkohle und Gas auf dem Vormarsch

Kombiniert man die beschriebenen Annahmen zur Stilllegung und Zubau von thermischen Kraftwerken sowie dem Ausbau von erneuerbaren Energien und KWK mit weiteren Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage sowie von Preisentwicklungen für Brennstoffe und CO₂, so ergibt sich ein möglicher Energiemix nach Abbildung 5.

Das zur Generierung dieses Szenarios eingesetzte Fundamentmodell der BET ermittelt den Bedarf an weiteren thermischen Kraftwerken über den bis 2016 vorgegebenen Zubau hinaus. Dieser weitere Zubau wird hinsichtlich des Zeitpunktes und des Anlagentyps unter kostenminimalen Aspekten festgelegt, das heißt, es werden solche Kraftwerke zugebaut, die unter Berücksichtigung von fixen und variablen Kosten zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten führen. Demnach übernehmen bei einem insgesamt sinkenden Grundlastanteil die Braunkohlekraftwerke diese Aufgabe nach Stilllegung der Kernkraftwerke. Stillgelegte Braunkohlekraftwerke werden sukzessive durch neue Braunkohlekraftwerke ersetzt. Im gewählten Szenario mit einem im Vergleich zu Kohle relativ günstigen Gaspreis werden ab dem Jahr 2020 GuD-Kraftwerke zugebaut. Signifikant ist auch der stark steigende Anteil von Gasturbinen zur Deckung von Spitzenlast und Reserveanforderungen. Durch Maßnahmen zur besseren Integration der erneuerbaren Energien kann dieser Anteil gesenkt werden. Insgesamt ergibt sich in diesem Szenario keine signifikante Reduzierung der Treibhausgasemissionen.

Folgen einer Laufzeitverlängerung

In dem Szenario wurde für die neueren Kernkraftwerke eine Verlängerung der Laufzeit auf 40 Jahre angenommen. In den Szenarien der Bundesregierung für das Energiekonzept werden Laufzeiten bis zu 60 Jahren untersucht. Eine Laufzeitverlängerung der KKW hat folgende Auswirkungen:

- Es steht mehr thermische Kraftwerkskapazität zur Verfügung, so dass eine Situation mit Überkapazitäten entstehen kann.
- Die Kernkraftwerke mit niedrigen Grenzkosten verbleiben in der Merit Order (der Reihenfolge der Kraftwerke sortiert nach Grenz-

kosten) in vorderer Position. Dies führt tendenziell zu niedrigeren Strompreisen, da gegenüber einem Ausstieg Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten preissetzend wirken.

- Eine weitere Konsequenz davon ist der geringere Einsatz von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken. Dies führt für diese Anlagen zu niedrigeren Deckungsbeiträgen und somit zu einer schlechteren Wirtschaftlichkeit. Damit einher geht auch eine Verringerung der Emissionen.
- Bereits in der Planung befindliche Kraftwerke können sich als nicht mehr wirtschaftlich erweisen. Gleichzeitig wird durch den Weiterbetrieb der Kernkraftwerke die dominante Position der vier großen Erzeuger gefestigt (vgl. „Tausche Kohle gegen Kernkraft“, emw 2/10, S. 60-62).

Vor dem beschriebenen Hintergrund stellt sich für viele Unternehmen die Frage nach Investitionen in Erzeugungsanlagen. Möglichkeiten hierzu ergeben sich z. B. durch die Entwicklung von eigenen oder die Beteiligung an laufenden Projekten im Bereich thermischer Kraftwerke oder auch bei Offshore-Windparks.

Investition in thermische Kraftwerke

Bei thermischen Kraftwerken stehen hauptsächlich Steinkohle- und GuD-Kraftwerke im Mittelpunkt des Interesses. Die Anforderungen an die Flexibilität können sowohl moderne Steinkohlekraftwerke als auch GuD-Anlagen gut abdecken. Auf der Brennstoffseite ist bei Steinkohlekraftwerken bei einer guten Verfügbarkeit dieser Ware eine hohe Abhängigkeit von der Preisentwicklung am Kohleweltmarkt inklusive der Frachtkapazitäten gegeben. Beim GuD-Kraftwerk hängt viel von einem guten und langfristigen Gasbezugsvertrag ab, der aber häufig Preisrevisionen unterworfen ist. Die großen Pipelineprojekte führen zu einer Verbesserung der Infrastruktur und zu einer höheren Verfügbarkeit von Gas. Auf der anderen Seite erhöht sich die Importabhängigkeit insbesondere von Russland. Neue Steinkohlekraftwerke werden zur Minimierung der Transportkosten bevorzugt an Küstenstandorten geplant. Darüber hinaus werden an bestehenden Standorten Kapazitäten ersetzt bzw. erweitert.

Bei Gaskraftwerken bieten sich Standorte mit geringen Entfernungen zu Ferngasleitungen an. Anbindung und Position im Stromnetz sind angesichts der Herausforderungen an den Transport des Windstroms ebenfalls von großer Bedeutung. Für Küstenstandorte können sich dabei Engpassrisiken ergeben. Auch bei der Kostenstruktur bestehen bei den beiden Kraftwerkstypen Unterschiede. Steinkohle weist im Vergleich zu GuD-Kraftwerken höhere Investitionskosten, aufgrund der preisgünstigeren Kohle aber niedrigere variable Kosten auf. Demgegenüber stehen höhere CO₂-Emissionen und Schwierigkeiten bei der Akzeptanz in der Bevölkerung bei Steinkohlekraftwerken.

Vor dem Treffen einer Investitionsentscheidung in thermische Kraftwerke sollte eine detaillierte Bewertung des jeweiligen Kraftwerks in unterschiedlichen Energiemarktszenarien erfolgen, die die Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklungen ausreichend berücksichtigen. Mit einer detaillierten Simulation des Kraftwerkeinsatzes

in diesen Szenarien lassen sich die Kosten und Erlöse und damit die Cashflows in den einzelnen Jahren ermitteln. Über die Anwendung stochastischer Verfahren kann dabei auch die Realoptionalität von Kraftwerken berücksichtigt und bewertet werden. Gegebenenfalls sind auch noch weitere Erlöspotenziale zum Beispiel an den Kapazitätsmärkten (Regelenergie) abzuschätzen, um dann insgesamt die Wirtschaftlichkeit zu ermitteln.

Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken ist die Entwicklung des Spread, der die Differenz zwischen Strompreis und Brennstoffpreis unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades darstellt. Beim Clean Spread wird zusätzlich der CO₂-Preis in die Betrachtung einbezogen. In Abbildung 6 ist die Entwicklung der Spreads für Kohle- und Gaskraftwerke mit typischen Parametern für Terminprodukte des Jahres 2010 im Handelszeitraum der Jahre 2008 und 2009 dargestellt. Bei den Strompreisen ist je Kraftwerkstyp ein fixes Verhältnis von Base- und Peakanteil unterstellt.

Für den betrachteten Zeitraum zeigen sich starke Schwankungen bei den Spreads, auch in der Relation zueinander. Bei den Spreads für Kohlekraftwerke (dark spread) hat ein deutlicher Rückgang stattgefunden. Aus den Schwankungen der Spreads am Terminmarkt wird auch ersichtlich, dass eine geeignete Vermarktungsstrategie von großer Bedeutung ist.

Offshore-Windkraft als Alternative

Als Alternative zu thermischen Kraftwerken ergeben sich Investitionsmöglichkeiten im Bereich der erneuerbaren Energien. Hier sind insbe-

sondere Offshore-Windparks zu nennen. Derzeit befinden sich zahlreiche Projekte in der Planung. Diese Erzeugungsart entspricht der politischen Zielsetzung und weist eine hohe Akzeptanz auf. Durch die garantierte Einspeisevergütung mit relativ hohen Sätzen für mindestens zwölf Jahre ist das Risiko auf der Erlöseseite gering. Zudem genießen diese Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz Vorrang bei der Einspeisung. Dagegen ergeben sich bei Offshore-Windparks Risiken bei der Realisierung z. B. im Hinblick auf einen zeitgerechten Netzanschluss oder auch bei der Verfügbarkeit von Errichtungskapazitäten. Zudem gibt es bisher keine Erfahrungen zum langfristigen Betriebsverhalten. Auch die Finanzierung von Windparks ist in Folge der Finanzkrise schwieriger geworden.

In Konsequenz ergeben sich für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen auch unterschiedliche Chancen und Risikopotenziale. Um einseitige Risikoexpositionen zu vermeiden, empfiehlt sich für investierende Unternehmen die Zusammenstellung eines Portfolios. Größe und Anteile des Portfolios sollten unter Berücksichtigung der Risiko-Rendite-Relationen gewählt werden. Dabei empfiehlt sich ein Mix, bei dem die einzelnen Technologien nur geringe oder gar negative Risikokorrelationen aufweisen.

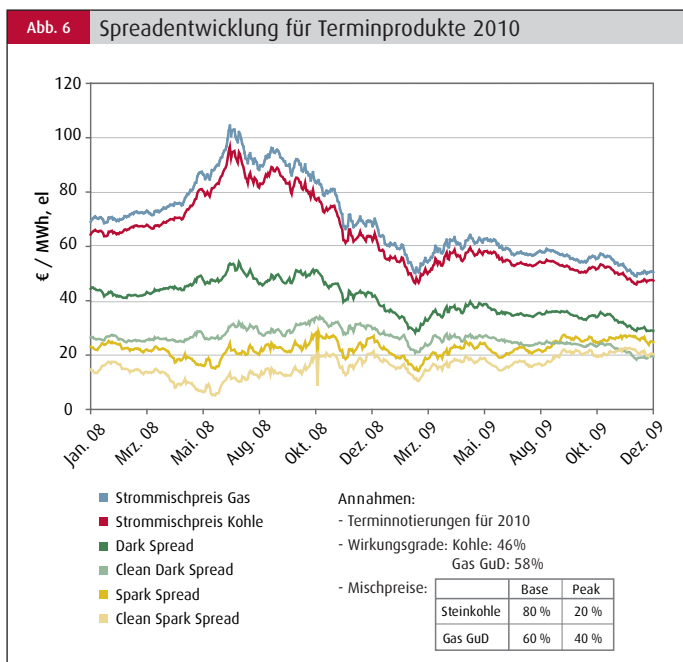
Fazit

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Erzeugungsmarkt in den nächsten Jahren erhebliche Veränderungen erfahren wird. Durch den Erneuerungsbedarf beim thermischen Kraftwerkspark und den politisch gewollten Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben sich Investitionsmöglichkeiten in unterschiedliche Kraftwerkstypen. Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger werden dabei voraussichtlich weiterhin eine große Rolle spielen. Für eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken sind derzeit noch einige Rahmenbedingungen nicht ausreichend definiert. Dazu zählt insbesondere eine viel diskutierte Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken. Zur Klärung dieser Rahmenbedingungen ruhen viele Erwartungen auf dem Energiekonzept der Bundesregierung, das für den Herbst 2010 angekündigt ist. ■

zur Person

Armin Michels

- Studium der Elektrotechnik an der RWTH Aachen
- 1993 – 1999 Entwicklung und Projektabwicklung von Power Application Software bei der ABB Utility Automation
- seit 2000 Berater, seit 2003 Gesellschafter und seit 2006 Fachteamleiter bei BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH in Aachen, mit den Schwerpunkten Kraftwerke und Marktmodelle



Die Fachzeitschrift e|m|w Energie, Markt, Wettbewerb erscheint alle zwei Monate und richtet sich besonders an Fach- und Führungskräfte in der Energiewirtschaft, für die ein zuverlässiges Marktwissen unabdingbar ist.

Bezug über: ener|gate gmbh & co. kg, Norbertstraße 5, D-45131 Essen, Tel. + 49 201 1022 500, info@emw-online.com, www.emw-online.com



Die Berater der Energie- und Wasserwirtschaft

Armin Michels

Telefon: + 49 241 47062-439

E-Mail: armin.michels@bet-aachen.de

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

Telefon: + 49 241 47062-0

Telefax: + 49 241 47062-600