

Kernenergieausstieg bis 2022: Neue Chancen für Stadtwerke?

Nicolai Herrmann, Barbara Praetorius und Jan Schilling

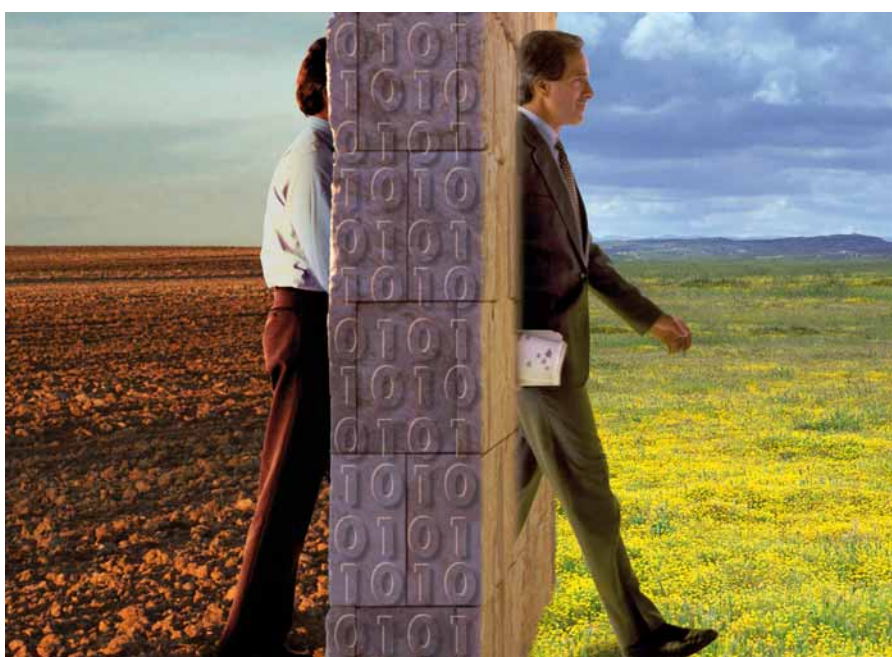
Die Politik hat im Juli 2011 den Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2022 beschlossen. Nun sind die Marktteilnehmer gefordert, ihre Unternehmensstrategie vor dem Hintergrund der Auswirkungen dieser Entscheidung zu überdenken. Dies betrifft nicht nur die Einschätzung der Entwicklung des Strommarkts im Allgemeinen, sondern im Besonderen auch die eigenen laufenden und geplanten Kraftwerksinvestitionen. Vor allem für Stadtwerke, die sich aus Wettbewerbsgründen vehement gegen die im Herbst 2010 beschlossene Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken ausgesprochen hatten, stellt sich die Frage, welche Chancen und Herausforderungen der Kernenergieausstieg mit sich bringt.

Die spannende Frage, wann und in welchem Umfang bei dem festgelegten Ausstiegspfad im deutschen Strommarkt Kraftwerke zugebaut und welche Erzeugungstechnologien dafür gewählt werden, lässt sich anhand einer modellgestützten Marktsimulation analysieren. Der so ermittelte Kraftwerkszubau beschreibt in einer ersten Näherung das maximale Wachstumspotenzial der Stadtwerke sowie aller anderen potenziellen Investoren in diesem Bereich.

Evolution des Kraftwerksparks bis 2030

Nachfolgend werden die für die Untersuchung wesentlichen Ergebnisse einer Szenariorechnung vorgestellt, die den beschlossenen Ausstiegspfad bis 2022 unterstellt [1]. Modellexogen wurden neue Kapazitäten in Höhe von rd. 12 000 MW vorgegeben, die sich heute im Bau oder in fortgeschrittener Planung befinden und deren Inbetriebnahme bis 2016 geplant ist [2]. Darüber hinausgehende Zubauentscheidungen werden modellendogen nach Maßgabe der Wirtschaftlichkeit realisiert [3] und zeigen für das untersuchte Szenario daher den Verlauf und Umfang ökonomisch sinnvoller Kraftwerkszubaute.

Abb. 1 zeigt, wann und in welchem Umfang im Modell Kraftwerksneubauten und -stilllegungen erfolgen und wie sich der Kraftwerkspark in Deutschland dadurch bis 2030 entwickelt. Stillgelegte Kernkraftwerke (KKW) werden kurz- und mittelfristig durch absehbare Neubauten von Stein- und Braunkohle- sowie Gaskraftwerken und durch den prognostizierten Kapazitätswachst der erneuerbaren Energien (EE) ersetzt. Im Zeitraum 2017 bis 2025 erfolgt dann modell-



Modellberechnungen zeigen, dass Energiewende und Kernenergieausstieg den Kraftwerkmarkt vor große Herausforderungen stellen werden
Foto: Getty Images

endogen ein Neubau von Gaskraftwerken, die vorwiegend die vom Netz gehenden KKW ersetzen. Der Anteil von Braun- und Steinkohle verliert an Bedeutung und reduziert sich kontinuierlich durch altersbedingte Kraftwerksstilllegungen.

Entwicklung von Kraftwerksneubauten

Abb. 2 zeigt, dass ein modellendogener Neubau erstmals im Jahr 2017 erfolgt. Der verstärkte Zubau in den Jahren 2020 bis 2025 wird durch die Stilllegung von jeweils drei KKW in 2021 und 2022 ausgelöst, mit der eine Gesamtleistung von rd. 8 000 MW vom Netz geht. Im analysierten Szenario werden ausschließlich GuD-Anlagen zugebaut, ein

Neubau von Kohlekraftwerken erfolgt aufgrund der unterstellten Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, aber auch aufgrund der sich abzeichnenden Lastentwicklung nicht [4].

Der Neubau von GuD beläuft sich bis Ende 2020 auf rd. 3 300 MW (ca. sieben GuD-Blöcke à 450 MW) und steigt bis 2025 auf insgesamt rd. 20 000 MW (ca. 45 GuD-Blöcke) an [5]. In den Jahren von 2026 bis 2030 zeigt sich mit rd. 3 000 MW (ca. sechs GuD-Blöcke) nur noch ein moderater Zubau, da nach abgeschlossenem Kernenergieausstieg im Wesentlichen nur noch altersbedingte Kraftwerksstilllegungen für Neubaubedarf sorgen und der Anteil der erneuerbaren Energien kontinuierlich steigt.

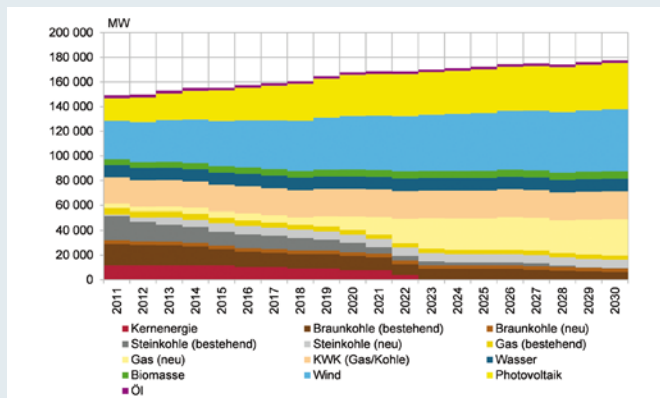


Abb. 1 Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im Zeitraum 2011-2030 (Szenariobetrachtung)

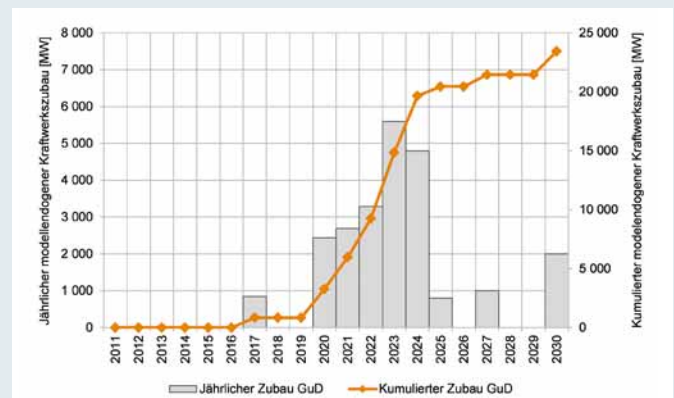


Abb. 2 Zubau von Kraftwerken im Zeitraum 2011-2030 (Szenariobetrachtung)

Abb. 2 verdeutlicht zudem, dass die Außerbetriebnahme von rd. 8 000 MW an KKW-Leistung innerhalb von nur 12 Monaten (Dez. 2021 bis Dez. 2022) zu einem konzentrierten Schub an Neuinvestitionen führt. Die Realisierung und ggf. Steuerung eines solchen geballten Zubaus stellt eine der wesentlichen Herausforderungen der Energiewende dar (s. u.).

Hierzu ist anzumerken, dass der Kraftwerkszubau im verwendeten Fundamentalmmodell idealtypisch auf Basis rein ökonomischer Kriterien in Abhängigkeit vom Großhandelsstrompreis erfolgt. So steigt das Strompreisniveau bei einer Kapazitätsverknappung sukzessive so lange an, bis der Zubau von Kraftwerken wirtschaftlich wird. Dann werden Kapazitäten zugebaut, was zu einer Preisdämpfung führt, die wiederum den Anreiz für weitere neue Kapazitäten senkt. Der Markt entwickelt sich damit auf Basis zyklischer Bewegungen von Angebot und Nachfrage.

Eine längere Vorausschau oder andere strategische Verhaltensweisen sind nicht berücksichtigt. Dadurch kann der Kraftwerkszubau in der Realität anders ausfallen als hier modelliert. Dies liegt einerseits an der unterschiedlichen Risikoaversion der Marktakteure: Während einige Investoren in Erwartung der Kapazitätsverknappung durch den Ausstieg relativ früh in den Markt gehen, warten andere Akteure ab, wie sich die Wirtschaftlichkeit ihrer Kraftwerksplanung im Zuge des Ausstiegs entwickelt und investieren erst bei ausreichend hohem Vollkosten-Spread.

Für eine frühzeitige Investition spricht die Gefahr steigender Investitionskosten bei einem „Run“ auf Kraftwerkskapazitäten [6]. Gegenargumente sind das Marktpreisrisiko und die Frage der Finanzierbarkeit eines Kraftwerks, das im Anfangszeitraum ggf. keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaftet.

Eine weitere Unsicherheit in Bezug auf den in Abb. 2 gezeigten Ausbaupfad stellt der kurz- und mittelfristig erwartete Zuwachs durch erwartete Kraftwerksinbetriebnahmen bis 2016 dar. Hier zeichnet sich im Moment eine Verzögerung bei der Fertigstellung mehrerer Großkraftwerke durch Probleme mit dem Stahl T-24 ab. Sollten dadurch weniger Kapazitäten in den Markt kommen als erwartet, ergibt sich evtl. schon früher ein Fenster für (zusätzliche) Neubauten.

Unabhängig vom genauen zeitlichen Verlauf des Zubaus haben die neuen GuD-Anlagen geringere spezifische Investitionskosten, einen höheren Wirkungsgrad als andere Kraftwerkstypen und sind in ihrer Einsatzweise vergleichsweise flexibel. Damit wird der deutsche Kraftwerksmix in Zukunft zunehmend von flexiblen und hocheffizienten Gaskraftwerken bestimmt (vgl. hierzu Abb. 1), was vor dem Hintergrund des kontinuierlichen Ausbaus der fluktuierend einspeisenden EE sinnvoll und notwendig ist. Ein effizienterer und emissionsärmerer Kraftwerkspark ist zudem auch unabhängiger von Preisschwankungen auf den Brennstoff- und CO₂-Märkten.

Dezentrale Erzeugung und Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt

Der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 wirkt sich jedoch nicht nur auf die Zusammensetzung des Kraftwerksparks aus, sondern auch auf den – vom Bundeskartellamt und der Monopolkommission als unzureichend beschriebenen – Wettbewerb im Erzeugungsmarkt. Das liegt vor allem an der nun absehbaren Stilllegung der KKW, die aufgrund ihrer niedrigen variablen Erzeugungskosten [7] von anderen Produktionstechniken aus ihrer Position in der Merit-Order nicht zu verdrängen sind. Dieses durch den Ausstieg frei werdende Marktsegment kann nun von allen Marktakteuren gleichermaßen gestaltet werden. Dabei treten geplante Kraftwerksneubauten idealerweise in einen Wettbewerb ein, der auch durch die Kriterien „hohe Effizienz“ und „niedrige CO₂-Emissionen“ entschieden wird.

Zwar unterscheiden sich die Wettbewerbsvoraussetzungen der Marktakteure weiterhin [8]. Jedoch können kommunalwirtschaftliche Unternehmen in einer stärker dezentral geprägten Energieerzeugung auf spezifische Vorteile bauen – wie z. B. ihre lokale Einbindung und die kommunale Eigentümerstruktur, mit der häufig eine langfristige Zielsetzung einhergeht.

Kommunale Energieversorger hatten im Jahre 2010 rd. 15 GW installierte Netto-Engpassleistung, was einem Marktanteil von rd. 10 % entspricht. Mit 57 % der instal-

lierten Leistung ist Erdgas dabei der wichtigste Energieträger, gefolgt von Steinkohle (knapp 22 %) und EE (rd. 8 %). Mehr als 64 % der lokal installierten Leistung (ohne Beteiligungen, ohne EE) sind hoch effiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK).

Im Bau oder in Genehmigung befinden sich weitere 3,2 GW. Hiervon werden ein Drittel als EE-Anlagen, 450 MW als konventionelle Gaskraftwerke und rd. 530 MW direkt als KWK-Anlagen realisiert. Diese Erhebung des Verbands kommunaler Unternehmen für 2010 spiegelt die Unternehmensentscheidungen vor dem Ausstiegsbeschluss im Juli 2011. Seither haben die Planungen für neue GuD-Anlagen deutlich zugenommen; andere Entscheidungen wurden zum Teil noch einmal revidiert. So wird das ursprünglich als Kohlekraftwerk geplante Projekt der Trianel in Krefeld nun als GuD-Kraftwerk realisiert. Insgesamt haben sich kommunale Unternehmen im Rahmen der Energiewende Investitionen in Kraftwerksprojekte im Umfang von mindestens 6 Mrd. € zusätzlich vorgenommen, wobei ein Großteil in gasbefeuerte Kraftwerke investiert werden dürfte. Dies korreliert mit den Erwartungen aus der oben dargestellten Marktmodellierung.

Ausbauchancen für die Kraft-Wärme-Kopplung

GuD- und Gasturbinenanlagen sind aufgrund ihrer moderaten Investitionskosten, der hohen Effizienz bei vergleichsweise flexibler Fahrweise sowie ihrer besseren gesellschaftlichen Akzeptanz im Vergleich zu Kohlekraftwerken besonders für eine Beteiligung von Stadtwerken geeignet. Hinzu kommt, dass GuD-Anlagen gut in Verbindung mit einer Wärmeauskopplung realisiert werden können und daher auch die KWK-Nutzung ausgebaut werden kann.

Mit dem Ausstieg bis 2022 erhöhen sich sowohl in der modellgestützten Analyse als auch vor dem Hintergrund der zunehmenden Investitionstätigkeit der kommunalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) die Chancen, die von der Bundesregierung beschlossene Verdoppelung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung auf 25 % doch noch zu erreichen – wenn auch etwas später als angestrebt.

So erfolgt der Zubau von Kraftwerken, die grundsätzlich für den KWK-Betrieb geeignet sind, in dem untersuchten Szenario zwar erst ab 2017 (und verstärkt erst ab 2020), dafür aber in einer Größenordnung, die das Ziel, den Anteil des KWK-Stroms von derzeit 70 TWh (ca. 12 %) auf rd. 140 TWh zu steigern, zumindest bis 2025 möglich erscheinen lässt. Dafür wäre ein Großteil der neu zu errichtenden GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung auszuführen. Dies setzt voraus, dass die entsprechenden Wärmesenken erschlossen werden, was nur mit einem ausreichenden und verlässlichen Förderrahmen realisiert werden kann.

Einen Ansatzpunkt hierfür bietet die von der Bundesregierung angekündigte Investitionsförderung für kleinere Marktteilnehmer mit einem Fokus auf KWK-Anlagen [9]. Allerdings sieht die bisherige, auf EU-Ebene angestoßene und im Energiekonzept verankerte Regelung diese Förderungsmöglichkeit nur für Kraftwerke vor, die zwischen 2013 und 2016 in Betrieb gehen. Die vorgestellten Analysen zeigen aber, dass die eigentlichen

Herausforderungen erst anstehen, wenn 2021/2022 die letzten sechs KKW vom Netz gehen.

Grundsätzlich stärkt eine solche Investitionsförderung die Stellung der Stadtwerke im Wettbewerb um Kraftwerksneubauten. Jedoch können sich nach derzeitigem Stand auch alle anderen Marktakteure mit Marktanteilen von weniger als 5 % in Deutschland (d. h. auch große europäische Wettbewerber mit geringem Marktanteil in Deutschland) um diese Förderung bemühen. Noch offen ist auch die konkrete Handhabung der Anforderungen für die CCS-Fähigkeit der neuen Anlagen. Gerade im stadtnahen Bereich von KWK-fähigen GuD-Anlagen könnte sich dies als zusätzliches Investitionshemmnis herausstellen.

Strukturelle Umwälzungen eröffnen Chancen

Die Analyse zeigt, dass die Gestaltung der beschlossenen Ausstiegsregelung erhebliche Herausforderungen mit sich bringt.

Denn die späte Stilllegung von jeweils drei KKW erst in 2021 und 2022 führt zunächst zu geringem Investitionsbedarf, dann jedoch zu starken strukturellen Umwälzungen im Strommarkt, da rd. 8 000 MW innerhalb kürzester Zeit ersetzt werden müssen. Es ist deshalb zu erwarten, dass es bis etwa 2020 zu einer Investitionszurückhaltung und dann zu einer Welle von Investitionen kommt. Dies ist gleichbedeutend mit Investitionsunsicherheiten und daher erhöhten Risikoaufschlägen für die Investoren.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht wäre es deshalb sinnvoller gewesen, die Stilllegung der KKW zeitlich zu fixieren und einzeln und nicht gebündelt vorzuschreiben. Eine solche lineare Stilllegung hätte den Marktteilnehmern mehr Möglichkeiten geboten, Kraftwerkskapazitäten schrittweise zuzubauen und zudem wäre das Risiko von Engpässen im Kraftwerksbau und einem dadurch ausgelösten Sprung der Investitionskosten gemindert worden [10].

Um den beschriebenen Unsicherheiten und Herausforderungen zu begegnen, muss nun intensiv über wirkungsvolle Mechanismen für die Förderung und Steuerung des Kraftwerkszubaues und deren intelligente Verknüpfung mit den von der Bundesregierung angekündigten Investitionskostenzuschüssen nachgedacht werden. Die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Lösungen, mögliche Mischformen sowie die Folgen einer Implementierung auf dem deutschen Energiemarkt sind derzeit Gegenstand vielfältiger Untersuchungen [11].

Aus Sicht neuer und kleinerer Marktteilnehmer sind dabei folgende Fragestellungen von besonderer Relevanz:

- Welcher (Kapazitäts-) Mechanismus ist am besten geeignet, um ausreichende Investitionssicherheit auch für kleinere Investoren zu gewähren?
- Wie wirkt ein Kapazitätsmechanismus mit dem Strommarkt sowie den Märkten für Regel- und Ausgleichsenergie zusammen?
- Wie kann im Zuge des Umbaus der Energiewirtschaft gewährleistet werden, dass der Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt verbessert wird?
- Welcher Akteur organisiert und überwacht den gewählten Kapazitätsmechanis-

mus und auf Basis welcher Informationen/Analysen geschieht das?

- Wie kann die Ausgestaltung eines nationalen Steuerungsinstruments aussehen, das sich später auch in den Kontext eines europäischen Binnenmarktes einfügt?

Diese Fragen müssen zeitnah untersucht und vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Kernenergie beantwortet werden.

Anmerkungen

[1] Die in diesem Artikel dargestellten Analysen wurden mit dem linearen Optimierungsmodell „enervis Market Power“ für den europäischen Strommarkt erstellt. Das Fundamentalmodell bildet den aktuellen Kraftwerkspark, zukünftige Ersatz- und Neubauoptionen, die Leistung und Struktur der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der Last und der Elektromobilität stundenscharf für die wesentlichen europäischen Strommärkte inkl. ihrer jeweiligen Kuppelkapazitäten ab. Weiterführende Informationen hierzu finden sich unter www.enervis.de (Downloadrubrik „Vorträge & Präsentationen“). Die Prämissen für das vorgestellte Szenario basieren auf den Energie- und CO₂-Preisen des World Energy Outlook 2010 (IEA: World Energy Outlook 2010. OECD/IEA, Paris, 2010, darin: Szenario „new policy“) sowie einem Ausbau der EE nach dem Energiekonzept vom Herbst 2010 (siehe in der Studie EW; GWS; Prognos: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10. Basel, Köln, Osnabrück, 27.8.2010, Szenario II A). Es wurde ein moderater Lastzuwachs von +0,1 % p. a. unterstellt.

[2] Die Annahmen basieren auf Veröffentlichungen der jeweiligen Kraftwerksbetreiber, ergänzt durch Kraftwerksdaten des VKU und des BDEW.

[3] Investitionsentscheidungen werden modellendogen auf Basis des Stromgroßhandelspreises getroffen. Kraftwerke werden dabei nur errichtet, wenn zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung eine Vollkostendeckung zu erwarten ist, d. h. wenn das Strompreisniveau ausreichend hoch ist, um das Kraftwerk wirtschaftlich darzustellen. Die Einsatzentscheidung erfolgt, wie im Energy-Only-Markt üblich, auf Basis der Deckung variabler Kosten. Ein Zubau an Kraftwerken alleine aus dem Grund, die Stromversorgung in Deutschland sicherzustellen, erfolgt in dem Modell nicht.

[4] Durch den Zubau von EE wird die von konventionellen Kraftwerken zu bedienende residuale Last zunehmend volatil, der Grundlastbedarf sinkt und damit die Auslastung der betreffenden Kraftwerke. Dies macht den Zubau von Kohlekraftwerken wirtschaftlich unattraktiver.

[5] Grundlage dieser indikativen Zahlen ist die Annahme eines typischen GuD-Blocks mit 450 MW elek-

trischer Nettoleistung. Es ist zunehmend üblich, an geeigneten Standorten mindestens zwei GuD-Blöcke zu errichten (d. h. 800-900 MW zu installieren), so dass der Bedarf an neuen Kraftwerksstandorten nicht der Zahl der neu zu errichtenden GuD-Blöcke entspricht. Zudem ist es möglich und sinnvoll, bestehende Kraftwerksstandorte für Neubauten zu nutzen. Dies gilt insbesondere für Standorte in Lastnähe. Nicht berücksichtigt wurde weiterhin der Umstand, dass es Potenziale auch für kleinere Gas-Anlagen gibt, die im Einzelfall ebenfalls über eine Wärmeauskopplung verfügen können. Diese können gedanklich in den größeren GuD-Blöcken subsummiert werden.

[6] Eine starke Nachfrage nach Kraftwerken kann relativ kurzfristig zu einer starken Steigerung der Investitionskosten führen, wie es z. B. im Zeitraum 2005-2008 für Steinkohlekraftwerke im deutschen Markt zu beobachten war. Preissteigerungen von bis zu 100 % waren die Folge, allerdings in Kombination mit steigenden Roh- und Werkstoffpreisen. Dies führte teilweise zur Rücknahme von geplanten Investitionen.

[7] Dies schließt alleine die am Strommarkt sichtbaren Kosten ein, externe Kosten sind für die einzelwirtschaftliche Einsatzentscheidung aufgrund des derzeitigen Marktdesigns nicht relevant, da sie von der Allgemeinheit zu tragen sind.

[8] Insbesondere bei der Risikostreuung über größere Erzeugungspotfolios, der (Projekt-) Finanzierung und der Gasbeschaffung werden große Kraftwerksbetreiber auch weiterhin strukturelle Vorteile realisieren können.

[9] Die Fördersumme beträgt max. 5 % des jährlichen Volumens des Energie- und Klimafonds für 2013 bis 2016. Gefördert werden Unternehmen mit einem Kapazitätsanteil kleiner 5 %, die hocheffiziente und CCS-fähige Kraftwerke – vorrangig mit KWK – errichten (vgl. BMU/BMWi: „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, 28.9.2010, S. 16). Die genaueren Parameter der Mittelvergabe und die EU-Kompatibilität sind derzeit noch unklar.

[10] Vgl. [enervis](http://www.enervis.de): Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung. Gutachten v. 9.5.2011.

[11] Vgl. z. B. Matthes, F. Chr.; Ziesing, H.-J.: Beschleunigter Verzicht auf die Kernenergie in Deutschland: Elemente eines flankierenden Einstiegsprogramms. Kurzanalyse für die Ethikkommission „Sichere Energieversorgung“. Berlin, Mai 2011.

Dr. N. Herrmann, enervis energy advisors GmbH, Berlin; Dr. B. Praetorius, RA J. Schilling, Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin
nicolai.herrmann@enervis.de
praetorius@vku.de
schilling@vku.de