

# InfrastrukturRecht

## Energie · Verkehr · Abfall · Wasser

### Geschäftsführende Herausgeber

Hans-Joachim Reck  
VKU  
Prof. Dr. Christian Theobald  
BBH

### Herausgeber

RiBVerfG Prof. Dr. Gabriele Britz  
Bundesverfassungsgericht  
Christian Held  
BBH, GEODE  
Prof. Dr. Georg Hermes  
Universität Frankfurt a.M.  
Folkert Kiepe  
Beigeordneter a.D. Deutscher Städtetag  
Prof. Dr. Christian Koenig  
Universität Bonn  
Dr. Carsten Kreklau  
BDI  
Prof. Dr. Jürgen Kühling  
Universität Regensburg  
Andrees Gentzsch  
BDEW  
Reiner Metz  
VDV  
Dr. Christiane Nill-Theobald  
TheobaldConsulting  
Detlef Raphael  
Deutscher Städtetag  
Prof. Dr. Jens-Peter Schneider  
Albert-Ludwigs-Universität Freiburg  
Adolf Topp  
AGFW

In Zusammenarbeit mit der  
Neuen Juristischen Wochenschrift

### Sonderausgabe „Kommunales Infrastruktur-Management“

Inhaltsverzeichnis	
<b>Editorial</b>	242
<b>Energie</b>	
<i>M. Rodi</i> : Kommunale Handlungsmöglichkeiten in der Energie- und Klimaschutzpolitik	242
<i>U. Scheele</i> : Stromnetze als NIMBY-Güter? Kompensationslösungen zur Verbesserung der Akzeptanz von Energieinfrastrukturen	247
<i>F. Kneuper/M. v. Kaler</i> : Bürgerbeteiligung als Geschäftsmodell für Stadtwerke	250
<i>N. Herrmann/J. Ecke</i> : Die Diskussion um ein neues Strommarktdesign aus Sicht der deutschen Stadtwerke	254
<i>T. Fecht/A. v. Leliwa</i> : Kooperation von Stadtwerken – Heute noch ein Erfolgsmodell?	257
<b>Verkehr</b>	
<i>R. Resch</i> : Europäische Regulierungen am Beispiel des ÖPNV	260
<i>H. Achenbach et al.</i> : Die Vergabe der Verkehrsdienstleistungen der S-Bahn Rhein-Main	263
<i>S. Pasold</i> : Deregulierung des öffentlichen Personennahverkehrs in Schweden	268
<i>A. Carrarini</i> : Modernes Infrastrukturmonitoring für ein effizientes Management der kommunalen Verkehrsinfrastruktur	270
<i>H. Knoflacher/H. Frey</i> : Langfristige Wirkungen des Infrastrukturmanagements	273
<i>K. Fischer/A. Leupold</i> : Herausforderungen für Kommunen bei der Umsetzung von Kooperationsmodellen in „Smart Cities“-Projekten	275
<b>Elektromobilität</b>	
<i>K. Hechtfischer/F. Pawlitschek</i> : Mobile Metering: Auf mobiler Messtechnik beruhende Ladeinfrastruktur	278
<i>Ch. de Wyl et al.</i> : Der rechtssichere Aufbau einer Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum	280
<i>S. Jenssen</i> : Revitalisierung des ländlichen Raums durch intelligente Mobilitätskonzepte	284
<b>Abfall</b>	
<i>H.-G. Baum</i> : Quo vadis Verpackungsverordnung – eine kritische Bestandsaufnahme	286
<i>A. Thürmer</i> : Das neue Kreislaufwirtschaftsgesetz	291
<b>Wasser</b>	
<i>E. Gawel</i> : Kostenkontrolle wasserwirtschaftlicher Entgelte zwischen Wettbewerbsrecht und Kommunalabgabenrecht	293
<i>M. Hellriegel/L. Teichmann</i> : Kartellrechtliche Preiskontrolle auch von Gebühren?	296
<i>P. Gussone/J. Siebeck</i> : Kartellrechtliche Wasserpreiskontrolle – Teil 1: Welche Behörde wie prüft	299
<i>K. Lederer</i> : Die 1999er Teilprivatisierung der Berliner Wasserbetriebe	302
<i>D. Ünüt</i> : Unternehmen in öffentlicher kommunaler Hand aus der Wasserwirtschaft als Ziel von aktuellen Liberalisierungsmaßnahmen	305
<i>S. Geyler et al.</i> : Nachhaltige Niederschlagswasserbewirtschaftung im Siedlungsbestand	308
<b>Telekommunikation</b>	
<i>N. Grove et al.</i> : Incentivierungsansätze zur Nutzung von Synergieeffekten des Infrastrukturausbaus	311
<b>PPP</b>	
<i>A. Bäuml</i> : Transparenz bei PPP-Projekten	314
<i>C.-F. Waßmuth</i> : Transparenz kann Infrastruktur schützen helfen	317
<i>Iding</i> : Öffentlich Private Partnerschaften im Hochbau	320
<i>H.-W. Käsewieter et al.</i> : Objektivität in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung	322
<b>Planung</b>	
<i>S. Trützsch/T. Schmidt</i> : Integrative Planung von Infrastrukturmaßnahmen	325
<i>A. Schliwen</i> : Methodenansätze und Konzepte zur Reform der ärztlichen Bedarfsplanung	328
<b>Öffentliche Unternehmen/Rekommunalisierungen</b>	
<i>J. Libbe</i> : Rekommunalisierung öffentlicher Dienstleistungen	331
<i>H. Tegner et al.</i> : Angemessenheit von Eigenkapitalrenditen öffentlicher Unternehmen	333

Nr. 11 • 8. November 2012

9. Jahrgang

Mit Internet-Volltext-Service [www.IR.beck.de](http://www.IR.beck.de) der besprochenen Entscheidungen

Verlag C.H.Beck München und Frankfurt a.M.

teilhaft sein, wobei das Darlehen der Absicherung der Projektfinanzierung dient und zugleich Möglichkeiten bietet, die Rendite der beteiligten Bürger zu optimieren<sup>25</sup>.

Die gelungene Umsetzung eines Bürgerbeteiligungsmodells erfordert eine Gestaltung, bei der sowohl die Interessen des Stadtwerks als auch der beteiligten Bürger bestmöglich zur Geltung kommen. Dies setzt in der Regel einen gewissen Gestaltungs- und Umsetzungsaufwand voraus. Gleichwohl dürfte ein individuelles Konzept in aller Regel größere Vorteile bieten als ein standardisiertes (Bank-)Produkt, das die Bürgerbeteiligung allein um ihrer selbst willen umsetzt.

---

## Die Diskussion um ein neues Strommarktdesign aus Sicht der deutschen Stadtwerke

*Dr. Nicolai Herrmann und Dipl.-Ing. Julius Ecke, Berlin*

*Für den deutschen Energiemarkt wurden langfristige Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung festgelegt. Vor diesem Hintergrund wird diskutiert, ob die heutige Ausgestaltung der Strommärkte als „energy-only-Markt“ (EOM) zukünftig noch ausreichende Investitionsanreize für neue Kraftwerkskapazitäten bereitstellen kann, oder ob es einer Anpassung des Strommarktdesigns bedarf. Ergänzende Marktinstrumente sollen Kraftwerksinvestoren zusätzlich zur heute üblichen alleinigen Vergütung von erzeugter Arbeit (EUR/MWh) eine kapazitätsbasierte Erlösponente („EUR/MW“) zur Verfügung stellen. Dieser Artikel fasst die laufende Diskussion um Kapazitätsmechanismen zusammen und stellt eine qualitative Einordnung vorliegender Marktdesignvorschläge aus der Perspektive deutscher Stadtwerke vor.*

### I. Hintergrund der Diskussion um ein neues Strommarktdesign

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland sollen bis 2050 gegenüber 1990 um mindestens 80% reduziert werden. Bis 2022 wird Deutschland zudem aus der Kernenergienutzung aussteigen. Dies bedeutet für den Stromsektor eine Umstellung auf eine weitgehend von Erneuerbaren Energien (EE) dominierte Stromproduktion. Der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung führt zu einer Verdrängung konventioneller Erzeugung sowie zu einer Dämpfung der Strompreise. Problematisch ist, dass dies die Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks im Allgemeinen, insbesondere aber auch die der Spitzenlastkraftwerke (z.B. offene Gasturbinenkraftwerke) reduziert. Da die überwiegend dargebotsabhängig zur Verfügung stehenden EE jedoch naturgemäß einen niedrigeren Beitrag zur gesicherten Leistung beisteuern, als steuerbare (konventionelle) Kraftwerkskapazitäten, nimmt der Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung nicht in gleichem Maße ab, wie EE zugebaut werden, so dass auch zukünftig konventionelle Leistung benötigt wird.

Basierend auf diesen Herausforderungen wird häufig geschlossen, dass der Zubau konventioneller Leistung unter dem heutigen Marktdesign nicht in erforderlichem Umfang erfolgen wird und so langfristig eine Unterversorgung mit gesicherter Kapazität entsteht. In diesem Fall könnte zukünftig die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit gefährdet sein. Es sind deshalb Kapazitätsmechanismen in der Diskussion, die Kraftwerken ihre einsatzbereite Leistung vergüten nicht nur die erzeugte Arbeit. Eine solche Vergütung schafft einen Anreiz, zusätzliche Kraftwerksleistung ans Netz zu bringen und wirkt damit dem oben beschriebenen Problem einer Unterversorgung mit gesicherter Kapazität entgegen.

In den letzten Monaten wurden dazu mehrere Analysen vorgelegt. Sie untersuchen, ob ein Kapazitätsmechanismus im deutschen Strommarkt aus heutiger Sicht notwendig ist und wie er ausgestaltet werden sollte.

### II. Kurze Typisierung der Marktdesignvorschläge

Aus der Literatur sowie aus den o.g. Vorschlägen zum Strommarktdesign lassen sich insgesamt vier grundlegende Arten von Kapazitätsmechanismen ableiten, die nachfolgend kurz beschreiben werden.

#### 1. Umfänglicher Kapazitätsmarkt

Der umfängliche Kapazitätsmarkt ist ein Mechanismus, der auf der exogenen Vorgabe eines Ziels für die gesicherte zur Verfügung stehende Gesamtleistung basiert. Diese Zielvorgabe (bspw. 90 GW für Deutschland) wird von einer zentralen Stelle ausgeschrieben. Teilnahmeberechtigt an der Ausschreibung sind nicht nur Neu-, sondern auch Bestandskraftwerke. Es stehen also Bestandskapazitäten und potenzielle Neubauprojekte im Wettbewerb um einen Zuschlag. In der Ausschreibung wird anhand der kostengünstigsten Gebote eine Kapazitätsprämie ermittelt, die hoch genug ist, damit das vorgegebene Kapazitätsziel erreicht wird. Alle benötigten Kapazitäten erhalten sodann die in der Ausschreibung ermittelte Prämie für die über den Vertragszeitraum verbindlich zugesicherte Kapazität (EUR/MW).

Der Einsatz der kontrahierten Kraftwerke erfolgt weiterhin im Strommarkt anhand der kraftwerksspezifischen Grenzkosten (d.h. nach dem Merit-Order-Prinzip). Die durch den Kapazitätsmechanismus geförderten Kraftwerke erhalten demnach weiterhin auch Stromerlöse. Die Strommarkterlöse werden von den Kraftwerksinvestoren also wie bisher in der Investitionsentscheidung berücksichtigt, stellen eine Erlösponente zusätzlich zur Kapazitätsprämie dar und senken so tendenziell die notwendigen Kapazitätsprämien in der Ausschreibung.

---

<sup>25</sup> Diese Kombination empfiehlt etwa der Genossenschaftsverband Bayern in dem Papier „Gestaltung der Energiewende nach genossenschaftlichen Prinzipien“ (2011), 7.

## 2. Ausschreibung von Neuanlagen

Auch die Ausschreibung von Neuanlagen reizt zusätzliche gesicherte Kraftwerkskapazität durch einen Ausschreibungsmechanismus an. Ausgeschrieben wird jedoch nur die in einem Vorschauzeitraum zusätzlich benötigte Kapazität des Systems (z.B. 10 GW für Deutschland). Die Ausschreibung zielt, im Gegensatz zum umfänglichen Kapazitätsmarkt, primär auf Neuanlagen ab. Interessierte Investoren bieten in diese Ausschreibung mit einer Angabe zu ihrem Mindestzuschuss, d.h. dem Betrag, der ihnen mindestens zur Rentabilität fehlt. Die Ausschreibung ermittelt die Kapazitätsprämie, die notwendig ist, um die vorgegebene Kapazität an Neuanlagen zu realisieren.

Die durch die Ausschreibung zusätzlich in den Markt gebrachten Kapazitäten werden entsprechend der Merit-Order ihrer Grenzkosten im Strommarkt eingesetzt. Die durch den Kapazitätsmechanismus geförderten Kraftwerke erhalten somit weiterhin auch Strommarkterlöse, die grundsätzlich durch die Kraftwerksinvestoren antizipiert werden und so die notwendige Kapazitätsprämie reduzieren können (analog zum umfänglichen Kapazitätsmarkt).

## 3. Strategische Reserve

Die Strategische Reserve stellt einen Kapazitätsmechanismus dar, der vorwiegend auf die Sicherung bestehender Kapazitäten abzielt. Im Fokus stehen dabei insbesondere Bestandskraftwerke, die im aktuellen Marktdesign dauerhaft nicht mehr wirtschaftlich eingesetzt werden könnten und ohne einen Kapazitätsmechanismus aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt würden. Um dem entgegenzuwirken, werden durch eine zentrale Stelle (Regulator, Netzbetreiber o.ä.) entsprechende Kapazitäten im notwendigen Umfang kontrahiert. Diese erhalten dafür eine Kapazitätsprämie. Die Auswahl geeigneter Kraftwerke kann entweder in einer Ausschreibung oder basierend auf bilateralen Verhandlungen erfolgen. Sollten die Kapazitäten unwirtschaftlicher Bestandskraftwerke nicht genügen, um das geplante Reserveniveau zu erreichen, so ist auch durch die Strategische Reserve die Anreizung von Neuanlagen denkbar.

Die in der Strategischen Reserve kontrahierten Kraftwerke nehmen im Gegensatz zum umfassenden und selektiven Kapazitätsmarkt (s.o.) nicht mehr direkt am Strommarkt teil, d.h. sie erwirtschaften keine regelmäßigen Markterlöse. Nur in Situationen, in denen ein physikalischer Bedarf an zusätzlicher Kapazität besteht (z.B. wenn die Netzstabilität gefährdet ist), erzeugen die Reserveanlagen Strom. Die Erlöse, die Kraftwerke in der Strategischen Reserve in einem solchen Fall erzielen, werden den Anlagenbetreibern normalerweise nicht ausgezahlt, da diese durch die Kapazitätszahlung vergütet wurden.

## 4. Knappheitspreise

Alternativ zur Einführung marktflankierender Kapazitätsmechanismen sollte sich in einem funktionierenden Strommarkt (EOM) grundsätzlich auch eine marktinterne Reaktion auf Kapazitätsknappheit einstellen: Knappheitspreise. Diese entstehen, wenn nicht mehr die Grenzkosten der Stromerzeugung den Marktpreis setzen, sondern Stromverbraucher ab einer bestimmten Preishöhe ihren Stromverbrauch reduzieren und damit die Nachfrage sich flexibilisiert oder reduziert. Flexibilitäten auf der Lastseite können daher insbesondere in einer Übergangsphase den Bedarf an Kraftwerkskapazitäten senken. Um diese Potenziale zu heben, müssten sich jedoch für eine ausreichend lange Dauer Strompreise einstellen, die deutlich über den Grenzkosten des letzten zur Lastdeckung eingesetzten Kraftwerks liegen.

Die Entstehung von Knappheitspreisen ist ein Ergebnis der Fortführung des aktuellen Marktdesigns und führt daher zu keinen grundsätzlichen Änderungen im Strommarktdesign. Kraftwerke werden weiterhin im Grenzkosten-Regime eingesetzt, es gibt keine Kapazitätszahlungen. Bisher ist der deutsche Strommarkt jedoch nicht von Lastflexibilität gekennzeichnet, und Strompreise deutlich über den variablen Grenzkosten der Spitzenlastkraftwerke sind nur selten zu beobachten.

## III. Bewertung der Marktdesignvorschläge

Im Folgenden wird eine vergleichende Bewertung von Marktdesignvorschlägen durchgeführt. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Vorschlägen herzustellen, wird deren Bewertung anhand der im Vorfeld beschriebenen vereinfachenden Typisierung durchgeführt.

### 1. Bewertungskriterien

Für eine Bewertung der aus den Studien resultierenden Kapazitätsmechanismen werden Bewertungskriterien benötigt. Die folgende Aufzählung von Kriterien ist dabei exemplarisch und dient einer vergleichenden Diskussion der Eigenschaften der Marktdesignvorschläge. Dabei werden besondere Ausgestaltungsvarianten nicht betrachtet.

- *Energiewirtschaftliche Effizienz des Kapazitätseinsatzes:* Dieses Kriterium wertet die Kosteneffizienz des Kraftwerkseinsatzes in den einzelnen Mechanismen. Als kosteneffizient wird dabei ein Einsatz betrachtet, der entsprechend der Grenzkosten des Kraftwerksparks erfolgt und somit das „günstigste“ Kraftwerk zuerst abrufen.
- *Energiewirtschaftliche Effizienz der Kapazitätsbereitstellung:* Dieses Kriterium bewertet, inwiefern die Marktdesignvorschläge kosteneffizient gesicherte Kapazität bereitstellen können. Als kosteneffizient wird die Kapazitätsbereitstellung bewertet, wenn Marktsignale für den Zubau von Kapazitäten weitgehend erhalten bleiben. Dabei sollten möglichst unterschiedliche Optionen zur Sicherung von Kapazität einbezogen und miteinander in Wettbewerb gestellt werden.

\* Die Autoren sind Berater bei enervis energy advisors GmbH, Berlin.

- *Reduktion von Risikoprämien:* In der energiewirtschaftlichen Diskussion wird es als vorteilhaft angesehen, wenn neuen Kraftwerken planbare Erlös-komponenten zur Verfügung stehen. Dies reduziert die Risikoprämien der Investoren.
- *Steuerbarkeit des Kapazitätsniveaus:* Grundsätzlich ermöglichen Mechanismen, die auf einer mengenbasierten Ausschreibung beruhen, eine exakte Steuerung des Kapazitätsniveaus und damit auch der Versorgungssicherheit. Die Steuerbarkeit kann sich dabei auch auf die regionale Verteilung der Kapazitäten beziehen und wird mit diesem Kriterium bewertet.

## 2. Bewertung der Kapazitätsmechanismen

Anhand der oben ausgeführten Kriterien werden die vorgestellten Mechanismen nachfolgend bewertet.

a) *Energiewirtschaftliche Effizienz des Kapazitätseinsatzes.* Sowohl beim umfänglichen Kapazitätsmarkt als auch bei der Ausschreibung von Neuanlagen werden alle kontrahierten Kapazitäten weiterhin effizient nach Grenzkosten im Strommarkt eingesetzt. Knappheitspreise stellen eine idealtypische Fortschreibung des aktuellen, grenzkostenbasierten Marktdesigns dar. Die Strategische Reserve setzt Kraftwerke nicht im Strommarkt bzw. nicht in der Merit-Order ihrer Grenzkosten ein. Dies stellt grundsätzlich eine Ineffizienz im Verhältnis zu den anderen drei Mechanismen dar.

b) *Energiewirtschaftliche Effizienz der Kapazitätsbereitstellung.* Der Umfängliche Kapazitätsmarkt adressiert breit verschiedene Optionen zur Sicherung von Kapazität. Es können sowohl unwirtschaftliche Bestandsanlagen durch eine Kapazitätsprämie in Betrieb gehalten als auch neue Kraftwerke angereizt werden. Ebenfalls möglich wäre der Einbezug von lastseitigen Maßnahmen. Da alle Kapazitätstypen weiterhin im Strommarkt nach Grenzkosten zum Einsatz kommen, erhält der Umfängliche Kapazitätsmarkt die Strommarktanreize grundsätzlich weitgehend. Die vorgegebene Kapazität wird daher grundsätzlich kosteneffizient bereitgestellt.

Ähnliches gilt für die Ausschreibung für Neuanlagen, wobei diese auf die Kapazitätsbereitstellung durch neue Kraftwerke begrenzt ist. Der Erhalt von unwirtschaftlichen Altanlagen wird nicht einbezogen, was grundsätzlich als weniger effizient gelten kann.

Neue Kraftwerke, die innerhalb der Strategischen Reserve zugebaut werden, antizipieren keine Marktpreissignale. Das heißt, dass in der Strategischen Reserve mutmaßlich nur die Kraftwerksart mit den geringsten Kapital- und Fixkosten (d.h. Gasturbinen) zugebaut wird, selbst wenn möglicherweise ein Bedarf auch an Mittellastkraftwerken besteht. Zumindest langfristig ist der Zubau von Kapazität in einer Strategischen Reserve daher nicht als effizient zu bewerten.

Knappheitspreise entstehen basierend auf Lastflexibilität und repräsentieren eine (theoretisch) marktliche Opti-

malloösung. Wenn durch Knappheitspreise also genügend Lastflexibilität aktiviert wird, um die Entstehung von physikalischen Versorgungsempässen zu vermeiden, dann ist ein Strommarktdesign mit Knappheitspreisen auf Kostenbasis grundsätzlich effizient.

c) *Reduktion von Risikoprämien.* Sowohl beim Umfänglichen Kapazitätsmarkt als auch bei der Ausschreibung von Neuanlagen erhalten neue Kraftwerke zusätzlich zu ihren zukünftigen (unsicheren) Stromerlösen durch die Kapazitätszahlung eine gesicherte und vorab planbare Erlös-komponente. Daher sind beide Mechanismen grundsätzlich geeignet, die Risikoprämien der Investoren zu reduzieren.

Da im Fokus der Strategischen Reserve Altanlagen stehen, die keine Investitionsentscheidungen treffen und für die daher Risikoprämien nur bedingt von Relevanz sind, ist auch die Absenkung von Risikoprämien durch eine Strategische Reserve gegenüber den Ausschreibungsmodellen nur reduziert gegeben, aber auch nicht unbedingt notwendig.

Die Entstehung von Knappheitspreisen ist für potenzielle Kraftwerksinvestoren unsicher und nur schwer prognostizierbar. Im Gegensatz zu den anderen Mechanismen kommt es daher nicht zu einer Reduktion von Risikoprämien, sondern eher zu einem gegenläufigen Effekt.

d) *Steuerbarkeit des Kapazitätsniveaus.* Der Umfängliche Kapazitätsmarkt weist das höchste Maß an Steuerbarkeit auf, denn hier wird das gesamte für die Versorgungssicherheit gewünschte Kapazitätsniveau direkt ausgeschrieben und durch Bestandskraftwerke bzw. ggf. durch Kraftwerkszubaute auch sicher erreicht.

Die Strategische Reserve oder die Ausschreibung von Neuanlagen zielen hingegen nur auf einen kleineren Anteil der zur Lastdeckung notwendigen Kapazitäten. Daher ist die Steuerbarkeit des Gesamtkapazitätsniveaus gegenüber dem Umfassenden Kapazitätsmarkt vergleichsweise reduziert einzuschätzen. Die Entstehung von Knappheitspreisen geschieht aus dem Markt heraus und ohne Kapazitätsvorgaben. Diese Marktprozesse gehen im Gegensatz zu den anderen Mechanismen mit einem niedrigeren Niveau an Steuerbarkeit der Kapazität einher.

## IV. Fazit aus Sicht der kommunalen Unternehmen

Die diskutierten Markt-designvorschläge unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Wirkungsweise, sondern auch in ihren einzelwirtschaftlichen Konsequenzen für verschiedene Kraftwerksbetreiber (z.B. Neuanlage vs. Bestandskraftwerk). Bisher ist noch weitgehend unklar, welche konkreten Verteilungseffekte sich durch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus für Bestandsanlagenbetreiber, Investoren in Neuanlagen und Stromverbraucher ergeben. Diese Verteilungseffekte werden jedoch auch Auswirkungen auf die politische Durchsetzbarkeit der Mechanismen haben. Die Designoptionen sollten daher auch

basierend auf einer Analyse ihrer Verteilungswirkungen differenzierter diskutiert werden.

Aus den Verteilungseffekten der verschiedenen Kapazitätsmechanismen ergeben sich wiederum strategische Implikationen für die kommunalen Unternehmen (KU). Hier ist zu klären, welche Auswirkungen die Mechanismen auf die Ertragslage des Anlagenbestandes und auf geplante Investitionen haben. Die Präferenzen in Hinsicht auf die Einführung eines spezifischen Kapazitätsmechanismus sind daher ganz direkt vom jeweiligen Anlagenportfolio eines Stadtwerks beziehungsweise dem Umfang der Investitionsabsichten abhängig. Für die KU kann somit in Hinsicht auf die Einführung eines Kapazitätsmechanismus kein homogenes wirtschaftliches Interesse formuliert werden.

Geht man aber davon aus, dass die KU grundsätzlich Interesse an einem wettbewerblich orientierten Markt-design haben, in dem das Geschäftsmodell „Stromerzeugung“ weiterhin lukrativ ist, aber auch volkswirtschaftliche Kosteneffizienz eine Rolle spielt, so ist daraus eine Präferenz für Marktmodelle abzuleiten, die möglichst umfassend und technologieneutral ausgestaltet sind. Insbesondere für kleinere Marktakteure ist darüber hinaus die transparente und einfache Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen ausschlaggebend.

Bei einer Abwägung der Vor- und Nachteile der Mechanismen für die kommunalen Unternehmen ist auch zu berücksichtigen, welche Auswirkungen die Mechanismen auf deren direkten Wettbewerber haben. So könnte z.B. die Auszahlung von Kapazitätsprämien aus einem umfassenden Kapazitätsmarkt zwar die Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken der KU verbessern, jedoch würden auch ihre Wettbewerber im Erzeugungsmarkt hiervon ggf. überproportional profitieren. Ein Mechanismus nur für Neuanlagen bietet demgegenüber eventuell die Chance, einen größeren Anteil der Kapazitätzahlungen auf die KU zu vereinen, sofern man davon ausgeht, dass in bedeutendem Umfang kommunale Investitionen in Neuanlagen erfolgen.

Weiterhin sind Stadtwerke insbesondere im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aktiv, so dass aus ihrer Sicht ein Kapazitätsmechanismus vorteilhaft wäre, der auch für die Förderung der KWK geeignet ist. Dies ist zumindest bei den Modellen Umfassender Kapazitätsmarkt und Förderung von Neuanlagen der Fall.

Ein Marktdesign, welches nicht unnötig komplex gestaltet wird, ermöglicht auch den kleineren Marktakteuren den Markteintritt und stärkt damit den Wettbewerb und die Diversität. Einfachheit und Transparenz stellen daher wichtige Eigenschaften eines Marktdesign aus energiewirtschaftlicher Perspektive dar, die auch für die KU von zentralem Interesse sind. Es bleibt abzuwarten, inwieweit sich die KU in den kommenden Monaten hierzu positionieren werden.

## Kooperation von Stadtwerken – Heute noch ein Erfolgsmodell?

*Dipl.-Kfm. Thomas Fecht und Dipl.-Ing. Alexander von Leliwa, Berlin\**

*Die andauernde Liberalisierung der europäischen Energiewirtschaft hat auch unter deutschen Stadtwerken zu einem steigenden Druck zu Effizienz und Marktkonformität geführt. Kooperationen sind dabei eine strategische Option der Stadtwerke, um den neuen Anforderungen gerecht zu werden. Die Experten von PwC haben den Kooperationsprozess vielfach begleitet und mehrfach Marktstudien zu Stadtwerke-Kooperationen erstellt. Diese stellen die Grundlage für die folgenden Ergebnisse dar.*

*Das Kooperationsklima ist nach wie vor gut. Besonders kleine Stadtwerke konzentrieren sich zunehmend auf ihre Kernkompetenzen und ziehen sich aus den Bereichen Handel und (Smart) Metering zurück. Kooperationen werden v.a. in neuen, komplexen Geschäftsfeldern angestrebt. Besonders erfolgreich sind Kooperationen in den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb. Besonders schwierig gestalten sich Kooperationen in den Kernkompetenzen der Stadtwerke, wie dem Asset Management und dem Asset Service. Als häufigste Ursache für das Scheitern von Kooperationen werden die unterschiedlichen Vorstellungen der Kooperationspartner angeführt.*

### I. Kooperationen als strategische Option im Spannungsfeld der Energiewirtschaft

„Nichts ist beständiger als der Wandel!“ Dies gilt nicht erst seit Neuerem für die Energiewirtschaft. Die Stadtwerke kommen ursprünglich aus der sog. „alten Welt“ mit Gebietsmonopol und vertikal integriertem Verteilnetz, Vertrieb und Messwesen. Ein Wettbewerb um Endkunden und ausreichende Anreize zur Effizienzsteigerung existierten eher weniger. Mit der Novellierung des EnWG im Jahre 1998 wurde der Grundstein für die Liberalisierung der Energiewirtschaft gesetzt. Das Modell des integrierten Stadtwerks wurde in Frage gestellt und das Verteilnetz von Vertrieb und Messwesen entflochten. Während die so entstandenen Vertriebe und Messdienstleister direkt in den Wettbewerb zueinander gestellt wurden, unterstellte der Gesetzgeber die Verteilnetzbetreiber der Anreizregulierung und damit einem künstlichen Wettbewerb unter der Aufsicht eines Regulierers.

Stadtwerke gingen aus dieser Entwicklung in aller Regel geschwächt hervor, da zum einen die Verbundvorteile (Economies of Scope) des vertikal integrierten Unternehmens durch das Unbundling größtenteils eliminiert wurden und zum anderen eben diese Effizienz durch die wurde. Angesichts dieser Situation sehen sich Stadtwerke bis heute zum Handeln gezwungen. Vertikale Kooperationen sind eine der strategischen Optionen, um Effizienzgewinne mit Hilfe von Skaleneffekten (Economies of Scale) zu realisieren. Die Vorteile sind u.a.: Konzepte müssen nur einmal entwickelt, IT-Systeme nur einmal

\* Der Erstautor ist Manager, der Zweitautor ist Senior Consultant bei PricewaterhouseCoopers WPG, Berlin.