

Fundamente schaffen

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe: Juni 2014 – www.roedl.de

> Inhalt

Rödl & Partner Studien

- > „Preisfindung in der Wärmewirtschaft“ steht im Zentrum der Aufmerksamkeit 2
- > Kurzvorstellung Deutschland-Studie: Kommunale Infrastruktur – Wer übernimmt die zentrale Infrastrukturfunktion? 4

Regulierung

- > Ausbaubedarf in den Stromverteilernetzen erfordert eine Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) 7
- > Aktueller Diskussionsstand zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung in der dritten Regulierungsperiode 9
- > Regulierungsoptimale Finanzierungsmodelle im Rahmen einer Netzübernahme 11

Recht

- > Neue EU-beihilferechtliche Vorgaben hinsichtlich de-minimis-Beihilfen 15

Strom und Gas

- > EuGH urteilt über Preisänderungsbestimmungen der Grundversorgungsverordnungen Strom und Gas 17
- > Zur Ertragsbewertung von Energienetzen 19

Erneuerbare Energien

- > Eigenverbrauchsmodelle weiter auf dem Vormarsch – Mögliche Geschäftsfelder für Stadtwerke 22

Europäische Union

- > Der Europäische Energiebinnenmarkt – Neue Chancen für Stadtwerke? 25

Liebe Leserin, lieber Leser,

EEG-Novelle auf der Zielgerade?

Stündlich neue Meldungen zu Anpassungsvorschlägen im Gesetzgebungsverfahren zur EEG-Novelle halten die Marktakteure in Atem. Aber was ist in solch einer Phase anderes zu erwarten? An allen Stellen wird noch gezerrt und gebogen, insbesondere die umstrittene Eigenverbrauchsumlage erhitzt die Gemüter. Hinzu kommen überraschenderweise neuerliche „Querschläger“ aus Brüssel, obwohl vermutet worden ist, dass die ursprünglich monierte Subventionsthematik bereits vom Tisch war. So fordert nun der EU-Kommissar Almunia eine Gleichbehandlung der bereits in der Vergangenheit von der EEG-Umlage befreiten Eigenerzeuger mit den neuen, zukünftig anzuschließenden Anlagen. Dies bringt berechtigterweise die Industrieunternehmen auf die Barrikaden, welche bereits seit Jahren eigene Erzeugungsanlagen betreiben. Besonders in Anbetracht der Tatsache, dass jüngst rückwirkende Eingriffe der Gesetzgeber in die Fördersystematik bei einigen anderen EU-Ländern (beispielsweise in Spanien und Italien) zu beobachten waren.

Es bleibt abzuwarten, ob durch die „unübersichtliche Gefechtslage“, wie es der Ausschussvorsitzende für Wirtschaft und Energie im Bundestag Peter Ramsauer von der CSU kürzlich beschrieb, das EEG planmäßig zum 1. August 2014 umgesetzt werden kann. Die Wortwahl signalisiert sehr deutlich, welche Brisanz das Thema in der aktuellen Diskussion hat.

Gleichwohl müssen Stadtwerke und Energieversorger ihr operatives Geschäft bewältigen und stehen täglich vor neuen Herausforderungen. Zum Gelingen dieser Aufgaben leisten wir als Rödl & Partner gerne unseren Beitrag. In diesem Zusammenhang hoffen wir, Ihnen mit unseren Themen in der vorliegenden Ausgabe des Kursbuchs Stadtwerke wieder eine spannende Lektüre bieten zu können.

Viel Freude beim Lesen wünschen Ihnen



Martin Wambach
Geschäftsführender Partner



Anton Berger
Partner

Rödl & Partner Studien

> „Preisfindung in der Wärmewirtschaft“ steht im Zentrum der Aufmerksamkeit

Von Rafael Schmidt

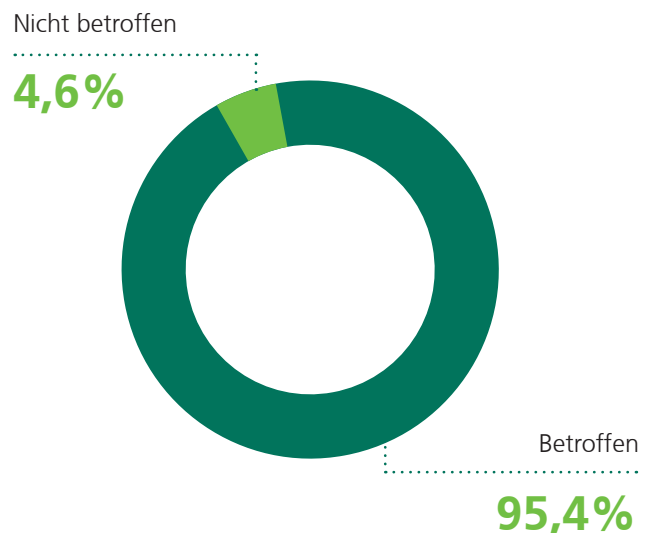
Rödl & Partner hat im April eine Studie¹ für die Wärmewirtschaft veröffentlicht. In diesem Sektor und weit darüber hinaus hat sie große Aufmerksamkeit erweckt. Viele bedeutende Akteure und Medien der Wärmewirtschaft haben die Studie angefordert, darüber berichtet und teilweise auch Stellung bezogen. Dies unterstreicht, dass Rödl & Partner mit der Thematik einen Nerv der Zeit getroffen hat.

Beschreibung und Ergebnisse der Studie

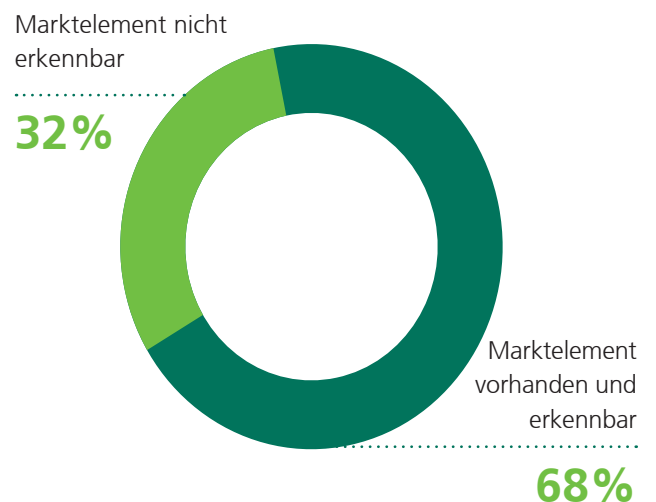
Aufgrund der Anpassung der Berechnungsgrundlage und der Nivellierung der Indexwerte durch das Statistische Bundesamt im Jahr 2013, die sogenannte „Umbasierung“, hat Rödl & Partner bundesweit die Situation von Energieversorgern im Fernwärmebereich analysiert, um den aktuellen Stand und die bevorstehenden Maßnahmen zur neuen Preisgestaltung sowie zur Anpassung der Verträge aus betriebswirtschaftlicher und rechtlicher Sicht einschätzen zu können. Die wichtigsten Ergebnisse wurden in die Studie übernommen und lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- > Mehr als 95 Prozent aller untersuchten Fernwärme- und Contracting-Anbieter verwenden Preisindizes des Statistischen Bundesamtes, die von der regelmäßigen Anpassung des Ausgangsjahres sowie der Berechnungsbasis für die Ermittlung des Index (sog. Umbasierung) betroffen sind.
- > Fernwärmelieferverträge und Preisgleitklauseln, die dementsprechende konkrete Indexwerte ausweisen, müssen nach einer Umbasierung regelmäßig angepasst werden.
- > Bei vielen Fernwärmelieferverträgen ist fraglich, ob entsprechende Anpassungsrechte bestehen. Deshalb sollten Fernwärmelieferverträge durch besondere Umbasierungsanpassungsklauseln ergänzt werden.
- > Fast ein Drittel der befragten Fernwärmeversorger nutzt eine Preisgleitklausel, die kein Wärmemarktelement enthält oder nicht ausdrücklich zwischen Kostenelement und Wärmemarktelement differenziert.
- > Vertragsanpassungen aus Anlass der Umbasierung können in diesem Fall auch Anlass zur Anpassung der gestiegenen Anforderungen an Kosten- und Marktelemente sein.
- > Einige Indizes sind signifikant von der Umbasierung betroffen oder werden teilweise nicht mehr veröffentlicht. Wesentlich betroffen sind die Fachserien 16 und 17, die Quelle für die am meisten verwendeten Indizes der Teilnehmer sind.

Von der Umbasierung betroffen (Anteil der Fernwärmeanbieter)



Verwendung des Marktelementes (Anteil der Fernwärmeanbieter)



¹Die Studie kann kostenlos auf unserer Homepage abgerufen werden: <http://www.roedl.de/medien/publikationen/studien/energieversorger-waermewirtschaft-preisfindung>

- > Soweit mit der Umbasierung weitere Änderungen (z. B. Referenzzeitraum) oder der Wegfall einzelner Indizes vorgenommen wurden, ist eine Neugestaltung der Preisgleitformel erforderlich. Im Rahmen der Anpassung sollte ein Nachweis geführt werden, dass die rechtlichen Vorgaben, insbesondere die Vorgabe, dass die Preisgleitung sich an den tatsächlichen Kosten bei der Bereitstellung der Fernwärme orientiert, eingehalten werden.

Im Fokus der Wärmewirtschaft

Die durch Rödl & Partner verfasste Studie schaffte es in kurzer Zeit ins Zentrum der Aufmerksamkeit der gesamten Wärmewirtschaft. Über 130 bedeutende Akteure in der Wärmewirtschaft haben die durch Rödl & Partner verfasste Studie seit Veröffentlichung angefordert. Unter den Interessenten finden sich alle großen Energieversorger, Ministerien, das Bundesamt für Statistik, Kartellämter, Forschungsinstitutionen und große Industrieunternehmen. Auch die Fachpresse, darunter namhafte Medien wie die „Zeitung für kommunale Wirtschaft“, der „energate messenger“ und „Dow Jones ENERGY WEEKLY“, hat über die Ergebnisse der Studie berichtet und auf ihre Brisanz hingewiesen. Auch das Handelsblatt hat die Thematik aufgegriffen.

Angestoßen durch die Studie von Rödl & Partner wurde das Thema zusätzlich vom AGFW – Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. aufgegriffen. Dieser erwähnte die Studie in seinem Newsletter „Blickpunkt aktuell“ und bestätigte die Ergebnisse.

Weiteres Vorgehen

Um das Thema weiter zu erläutern und den Versorgern praktische Tipps im Umgang mit der Umbasierung zu geben, bieten wir in Zusammenarbeit mit dem Branchenverband AGFW das Seminar „Zukunft der Preisgleitformeln in der Wärmewirtschaft?!“ am 31. Juli 2014 in unserer Niederlassung in Köln an. Für alle Wärmeversorger, die sich unsicher sind, ob sie von der Umbasierung betroffen sind, bieten wir einen kostenlosen Preisgleitformelcheck auf unserer Homepage² an.



Die vollständige Studie kann per E-Mail an stefanie.kugler@roedl.com bestellt werden.

Kontakt für weitere Informationen:



Rafael Schmidt

Dipl.-Wirtschaftsingenieur

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 71

E-Mail: rafael.schmidt@roedl.com

²Der kostenlose Preisgleitformelcheck kann auf unserer Homepage abgerufen werden: <http://www.roedl.de/wen-wir-beraten/energiewirtschaft/Fernwaerme-und-KWK>

Rödl & Partner Studien

> Kurzvorstellung Deutschland-Studie: Kommunale Infrastruktur – Wer übernimmt die zentrale Infrastrukturfunktion?

Von Heiko Pech und Tanja Martin

Die Schwierigkeiten bei der Finanzierung kommunaler Aufgaben sind so alt wie die Kommunen selbst. Daran wird sich auch in Zukunft wenig ändern. Hier sind Lösungen von Bund und Ländern gefragt und auch die Kommunen müssen sich strategisch neu aufstellen. Die Studie „Standortvorteil Straßeninfrastruktur – Kommunale Verantwortung zwischen Anspruch und Wirklichkeit“ kann Anregungen liefern und mögliche Wege aufzeigen, wie eine stabile Grundlage für die Zukunft ausgestaltet werden kann.

Lösungen auf kommunaler Ebene vorantreiben

Das Straßennetz in Deutschland mit einer Gesamtlänge von über 450.000 Kilometern ist zu mehr als zwei Dritteln ein kommunales Straßennetz. Damit kommt den kommunalen Straßen auch eine wesentliche volkswirtschaftliche Bedeutung zu. Ziel jeder Stadt, jeder Gemeinde und jedes Landkreises muss es sein, dieses bis dato leistungsfähige Straßennetz in den kommenden Jahren zu erhalten, zu sanieren und zu modernisieren, um somit einen Wettbewerbsvorteil für den jeweiligen Standort zu generieren. Diesen Standortvorteil zu pflegen und weiterzuentwickeln, ist eine Daueraufgabe, der viele Kommunen aufgrund der angespannten Haushaltssituation nicht mehr gewachsen sind. Aufgrund des Wegfalls der Entflechtungsmittel bis Ende 2019 sowie der derzeit offenen Frage der Zukunft der Regionalisierungsmittel ab 2014 und der Schuldenbremse wird sich die finanzielle Lage für einige Kommunen weiter verschärfen. Die Erwartungshaltung an Bund und Länder, zu einer angemessenen Finanzierung der Verkehrsinfrastruktur beizutragen, ist entsprechend hoch. Doch zumeist bewegt sich die Diskussion von Lösungsansätzen für eine nachhaltige Infrastrukturfinanzierung auf Bundes- oder Landesebene. Dabei wäre die Diskussion auf kommunaler Ebene mindestens genauso notwendig, wenn nicht sogar noch dringlicher.

Die Beratung der Öffentlichen Hand und des Öffentlichen Sektors genießt bei Rödl & Partner hohe Priorität. Daher ist es Rödl & Partner ein Anliegen, die Diskussion auf kommunaler Ebene voranzutreiben und bei der Entwicklung möglicher Lösungsansätze zu unterstützen. Denn wir sind überzeugt: Eine öffentliche Organisation kann auf Dauer nur dann erfolgreich sein, wenn es klare Zielvorstellungen gibt und Aufgaben wie Prozesse so gestaltet werden, dass die Finanzkraft gewahrt bleibt.

Erkenntnisse der Studie als Basis für einen Masterplan „Straßeninfrastruktur“

In einer deutschlandweit angelegten Studie hat Rödl & Partner 341 Führungskräfte großer deutscher Städte und Landkreise kontaktiert, um festzustellen, welche Faktoren Einfluss auf die Qualität der Straßeninfrastruktur haben. 152 Personen haben sich beteiligt. Das Ergebnis ist eindeutig: Für viele Kommunen wird es notwendig sein, einen Masterplan „Straßeninfrastruktur“ aufzustellen, der als zentrales Instrument die Richtung beschreibt, wie die Qualität der Straßeninfrastruktur verbessert werden kann, um die zunehmenden Einschränkungen infolge von Geschwindigkeitsreduzierungen, Sperrungen und Umleitungen zu verringern.

Der Masterplan „Straßeninfrastruktur“ sollte zum Anlass genommen werden, die Organisation der Infrastrukturaufgaben, die häufig auf zu viele Organisationseinheiten verteilt sind, auf den Prüfstand zu stellen. Es ist nicht außergewöhnlich, wenn das Tiefbauamt die Verkehrsflächen und Ingenieurbauwerke betreut, der öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) im Verkehrsverbund organisiert ist, den Stadtwerken die Wasserversorgung obliegt, ein kommunaler Betrieb die Abwasserentsorgung erledigt und private Unternehmen die Lichtsignalanlagen sowie die Straßenbeleuchtung unterhalten. Effizienzverluste reduzieren das ohnehin schon knappe Finanzmittelbudget unnötig. Koordinationsbarrieren behindern ein ganzheitliches Infrastrukturmanagement in der smarter city.

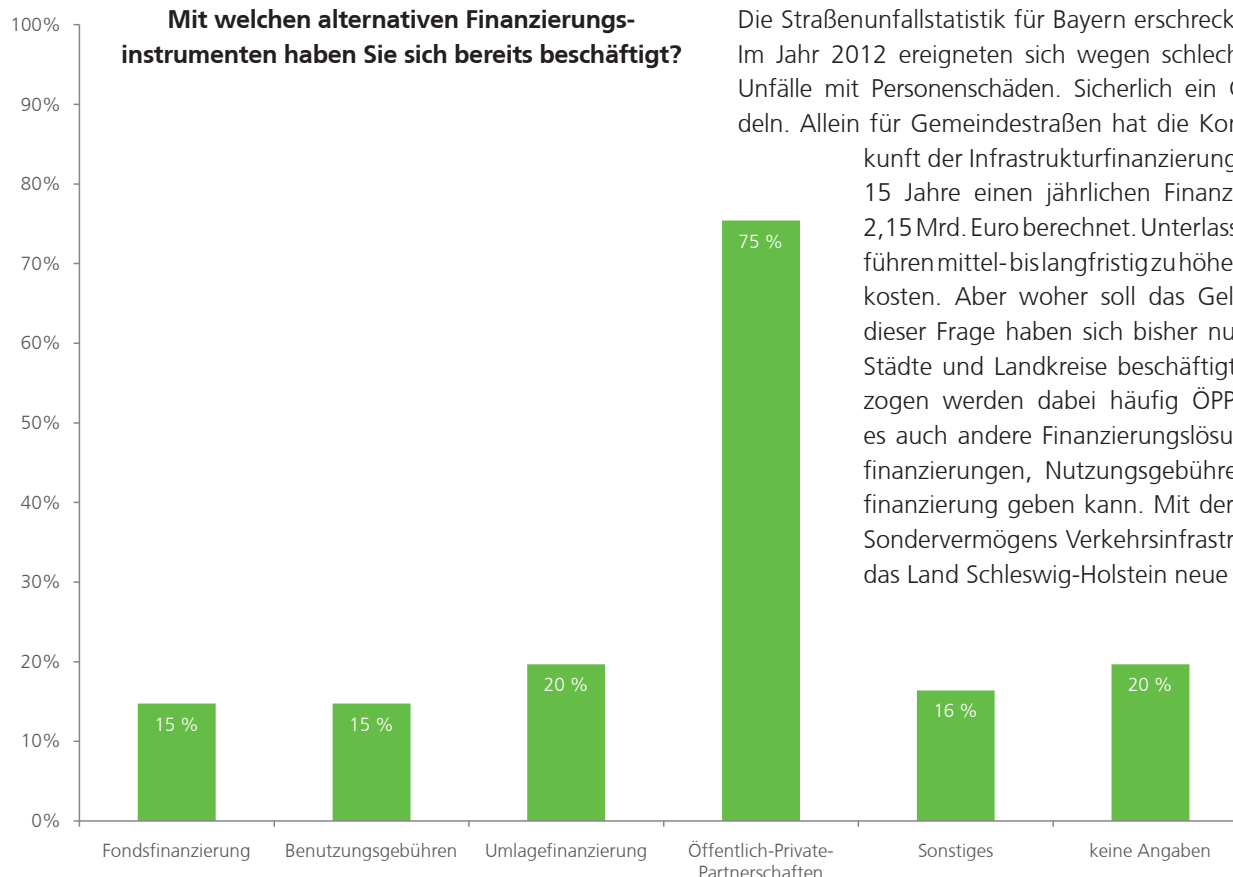


Konstante Finanzmittelausstattung und mangelhafte Straßen

Die Finanzmittelausstattung für die Straßeninfrastruktur bestimmt deren Qualität. In den letzten fünf Jahren standen in 31 der großen deutschen Kommunen konstante Budgets für die Erhaltung der Straßen, Wege und Plätze zur Verfügung. Konstanz schafft zwar grundsätzlich Planungssicherheit für die Straßenerhaltung, ist aber unbefriedigend, wenn Preissteigerungen den Handlungsspielraum reduzieren.

Ausbleibende Reparaturarbeiten haben in 57 Kommunen die Zahl der Schlaglöcher steigen lassen. Damit verbundene Einschränkungen in der verkehrlichen Nutzung sind störend und ärgerlich, ab einem bestimmten Zeitpunkt aber Gewohnheit. Die Straßenunfallstatistik für Bayern erschreckt da schon mehr. Im Jahr 2012 ereigneten sich wegen schlechter Straßen 236 Unfälle mit Personenschäden. Sicherlich ein Grund zum Handeln. Allein für Gemeindestraßen hat die Kommission zur Zukunft der Infrastrukturfinanzierung für die nächsten 15 Jahre einen jährlichen Finanzmittelbedarf von 2,15 Mrd. Euro berechnet. Unterlassene Investitionen führen mittel- bis langfristige zu höheren Lebenszykluskosten. Aber woher soll das Geld kommen? Mit dieser Frage haben sich bisher nur 40 Prozent der Städte und Landkreise beschäftigt. In Betracht gezogen werden dabei häufig ÖPP-Modelle, wobei es auch andere Finanzierungslösungen wie Fondsfinanzierungen, Nutzungsgebühren oder Umlagefinanzierung geben kann. Mit der Errichtung eines Sondervermögens Verkehrsinfrastruktur beschreitet das Land Schleswig-Holstein neue Wege.

Mit welchen alternativen Finanzierungsinstrumenten haben Sie sich bereits beschäftigt?



Gesamtblick für ein nachhaltiges Erhaltungsmanagement fehlt

Mit einem Vorurteil sehen sich die Planer in den Kommunen zwangsläufig konfrontiert: Bauprojekte der öffentlichen Hand werden häufig teurer als geplant. Die Studie zeigt, dass das Baukostencontrolling verbessert werden kann, denn 63 Prozent der Studienteilnehmer verzichten auf eine Kosten-Nutzen-Analyse zur Prüfung der Wirtschaftlichkeit geplanter Baumaßnahmen. Auch unterbleibt die regelmäßige Feststellung von Planabweichungen durch Soll-Ist-Vergleiche. Durch den Einsatz beider Instrumente ließen sich Baukostenabweichungen reduzieren.

Bedeutung von Verkehrskonzepten wird unterschätzt

Gedanken über den Verkehr der Zukunft machen sich 51 Prozent der Teilnehmer. Die Optimierung der Verkehrssicherheit sowie des Rad- und Fußgängerverkehrs sind wichtige Schwerpunkte. Steigende Verkehrsbelastungen machen es notwendig, die Verkehrsmittel Pkw, ÖPNV und Verkehrsverbünde, Car-Sharing, City-Bike und City-Car zu verbinden. Allerdings spielt diese Facette bisher nur bei 17 Prozent der Teilnehmer eine Rolle im Verkehrskonzept.

Kontakt für weitere Informationen:



Heiko Pech

Dipl.-Kaufmann

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 09

E-Mail: heiko.pech@roedl.com



Tanja Martin

Bachelor of Arts (Business Administration)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 21

E-Mail: tanja.martin@roedl.com



Die vollständige Studie kann gegen eine Schutzgebühr von 100 Euro zzgl. gesetzlicher USt. per E-Mail an peggy.kretschmer@roedl.com bestellt werden.

Regulierung

> Ausbaubedarf in den Stromverteilernetzen erfordert eine Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

Von Benjamin Schüssler

Die derzeitige Ausgestaltung der ARegV wird den im Kontext der Energiewende anstehenden Herausforderungen nur unzureichend gerecht. Daher sollte durch eine Änderung gewährleistet werden, dass Betreiber von Stromverteilernetzen auch in Zukunft trotz des gestiegenen Investitionsbedarfs eine auskömmliche Rendite erwirtschaften können.

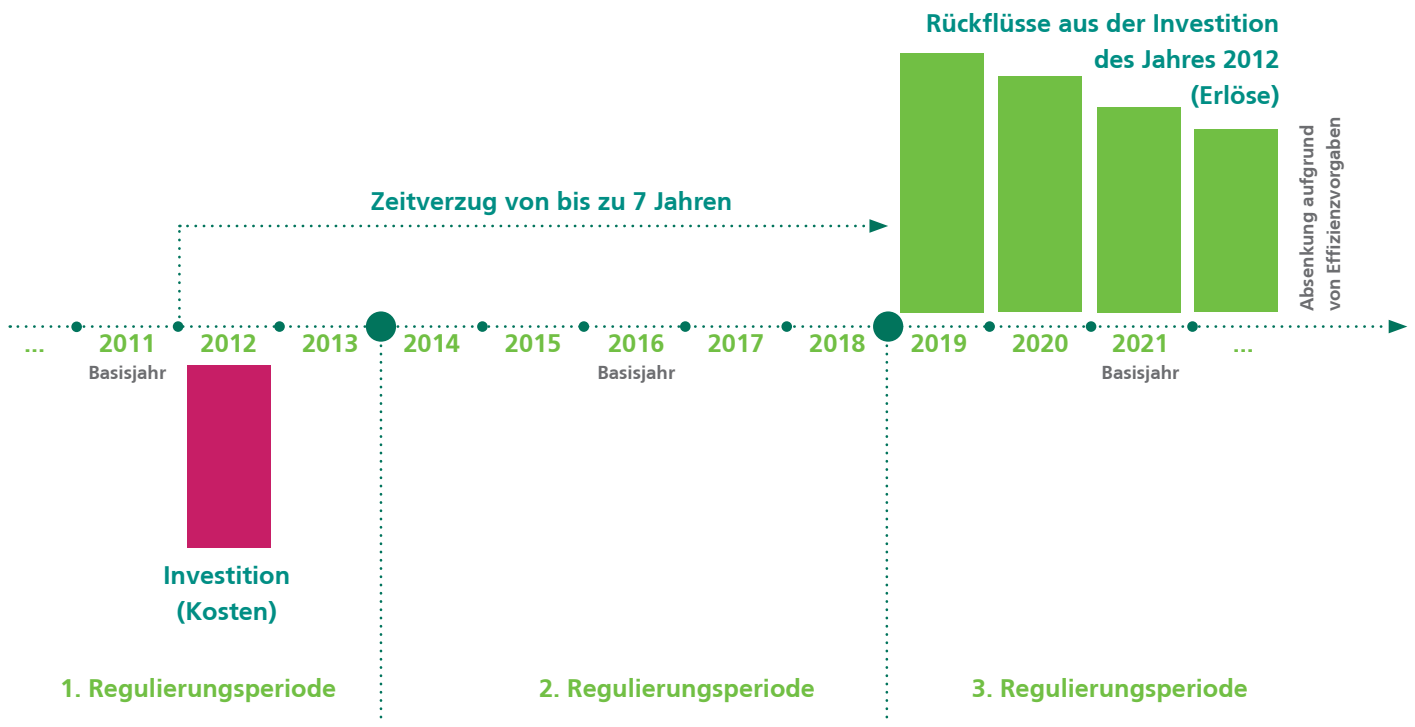
Die Deutsche Energieagentur hat in ihrer Verteilnetzstudie im Jahr 2013 den auf Verteilnetzebene bestehenden Aus- und Umbaubedarf vor dem Hintergrund der steigenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien ermittelt. Dabei kam sie zu dem Ergebnis, dass bis zum Jahr 2030 Leitungen mit einer Länge von ca. 135.000 km bis 193.000 km neu gebaut werden müssen. Darüber hinaus ist die Umrüstung bestehender Hochspannungsleitungen auf einer Länge von 21.000 km bis 24.500 km sowie die Installation zusätzlicher Transformatorleistung im Umfang von 69.000 MVA bis 93.000 MVA erforderlich. Die beschriebenen Maßnahmen bedingen einen Investitionsbedarf i.H.v. ca. 27,5 Mrd. Euro bis 42,5 Mrd. Euro.

Vor diesem Hintergrund stellt sich auch die Frage, ob die ARegV, die für ein Energiesystem mit gleichbleibender Versorgungsaufgabe entwickelt wurde, geeignet ist, auch bei einem dynamischen Ausbau erneuerbarer Energien und dem damit einhergehenden Investitionsbedarf in den Verteilernetzen die richtigen Investitionsanreize für Verteilnetzbetreiber zu setzen. Bei der Untersuchung dieser Frage kamen die Gutachter der Deutschen Energieagentur zu folgenden zentralen Ergebnissen:

- > Für deutsche Verteilnetzbetreiber mit einem hohen Gesamtinvestitionsbedarf ist die interne Kapitalverzinsung unter der aktuellen Ausgestaltung der Anreizregulierung nicht ausreichend.
- > Die Rückflüsse aus Altanlagen und die zu einem späteren Zeitpunkt zu erwartenden Rückflüsse aus den notwendigen Neuinvestitionen reichen in diesem Fall nicht aus, um die anstehenden Zusatzaufwendungen für Neuinvestitionen auszugleichen.
- > Der spezifische Investitionsbedarf der einzelnen Netzbetreiber ist sehr unterschiedlich und wird in der ARegV durch den Erweiterungsfaktor derzeit nicht geeignet berücksichtigt.

Als zentraler Kritikpunkt der ARegV in ihrer derzeitigen Fassung wird in diesem Zusammenhang immer wieder der Zeitverzug zwischen Investitionen und den entsprechenden Rückflüssen genannt. In Ausnahmefällen kann es bis zu sieben Jahre dauern bis erste Erlöse aus einer Investition erzielt werden. Aus diesem Grund verringert sich neben der Wirtschaftlichkeit vieler Investitionen auch die durch § 7 Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV) zugestandene Eigenkapitalverzinsung merklich.





Problematik des Zeitverzugs am Beispiel einer Investition aus dem Jahr 2012 (Quelle: Rödl & Partner)

Mit dem Erweiterungsfaktor gibt es zwar aktuell ein Instrument in der Anreizregulierung, mit dem Kostenänderungen infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien oder Änderungen des Versorgungsgebietes bzw. der Stromnachfrage abgebildet und Erlöse der Verteilnetzbetreiber kurzfristig erhöht werden können. Allerdings ist der Erweiterungsfaktor nicht dazu geeignet, die zusätzlichen Erlöse entsprechend des tatsächlich auftretenden Ausbaubedarfs in den Stromverteilernetzen zu verteilen.

Auch die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat mittlerweile erkannt, dass die ARegV dem erhöhten Investitionsbedarf im Kontext der Energiewende nicht gerecht wird und möchte der Problematik mit einer Anpassung der Verordnung in der 3. Regulierungsperiode begegnen. Dazu soll laut Peter Franke, Vizepräsident der Bundesnetzagentur, eine ergebnisoffene Evaluierung angestrebt werden. Außerdem verweist er darauf, dass der Ausbau- und Investitionsbedarf auch von der jüngsten EEG-Novelle beeinflusst wird. Diese sieht erstmals Ausbaukorridore für alle Arten erneuerbarer Energien vor, was den zukünftigen Anlagenzubau und damit auch den anstehenden Ausbau- und Investitionsbedarf in den Verteilernetzen dämpfen könnte.

Dennoch ist eine Anpassung der ARegV dringend erforderlich, um die notwendigen Investitionsanreize zu schaffen und damit die Aufnahme des durch erneuerbare Energien erzeugten Stroms weiterhin in vollem Umfang zu gewährleisten, da ca. 97 Prozent der Anlagen auf Verteilnetzebene angeschlossen sind.

Vor diesem Hintergrund unterstützt Sie Rödl & Partner gerne bei der Abstimmung der optimalen Investitionszeitpunkte, der Optimierung ihrer Investitionsstrategie sowie der Überprüfung verschiedener Finanzierungsalternativen.

Kontakt für weitere Informationen:



Benjamin Schüssler

Diplom-Wirtschaftsingenieur, Diplom-Ökonom

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 35

E-Mail: benjamin.schuessler@roedl.com

Regulierung

> Aktueller Diskussionsstand zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung in der dritten Regulierungsperiode

Von Christoph Hausner

Das System der Anreizregulierung besteht in seiner jetzigen Form seit fünf Jahren. Über die zukünftige Ausgestaltung wird aktuell diskutiert – auf Verteilernetzbetreiber können erhebliche Einschnitte zukommen.

Untersuchungen zur Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

BNetzA-Bericht nach § 112a (3) EnWG

- > BNetzA-Bericht über die Erfahrungen mit der ARegV an die Bundesregierung
- > Bundesregierung kann eigene Stellungnahme hinzufügen (ist bisher aber nicht geschehen)
- > Bericht wurde vorab nicht von Netzbetreibern eingesehen und stellt ausschließlich die Sicht der BNetzA dar
- > Kritische Äußerungen zu vier Aspekten

Evaluierungsverfahren nach §33 (1) ARegV

- > Bericht zur Evaluierung der ARegV zum Ende 2014 (ein Jahr vorgezogen)
- > Erfassung der Daten der Netzbetreiber mittels Erhebungsbögen (bereits im Vorfeld geschehen)
- > Durchführung von Workshops zur Konsultation der Analysemethoden und -prozesse
- > Bisher keine konkreten Ergebnisse

Nachdem inzwischen die erste Regulierungsperiode – sowohl im Gas als auch im Strom – abgeschlossen ist und erste belastbare Zahlen und Erfahrungen vorliegen, findet aktuell ein intensiver, von der Bundesnetzagentur (BNetzA) initiiertes und begleiteter Informationsaustausch zur Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung in der dritten Regulierungsperiode statt. Neben einem Erfahrungsbericht nach § 112 a Abs. 3 EnWG, in dem die BNetzA zu den bisherigen Erfahrungen mit der operativen Umsetzung der Anreizregulierung Stellung bezieht, ist die BNetzA nach § 33 Abs. 1 ARegV dazu verpflichtet, einen Bericht mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung vorzulegen.

Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112 a Abs. 3 EnWG

Im Erfahrungsbericht nach § 112 a Abs. 3 EnWG – dieser ist bereits von der BNetzA an die Bundesregierung übergeben worden – stellt die Bonner Behörde ihre subjektive Einschätzung zur derzeitigen regulatorischen Praxis sowie zu potenziellem Änderungsbedarf dar.

Neben Daten und Fakten zur Anreizregulierung enthält der Bericht insbesondere zu vier Aspekten kritische Aussagen:

- > Zum einen plädiert die BNetzA für die Abschaffung des vereinfachten Verfahrens, da die Pauschalisierungen und Vereinfachungen aus ihrer Sicht Anreize für eine Zersplitterung der Netze schaffen und somit dem Ziel der Bürokratievermeidung und Effizienzsteigerung entgegenwirken.
- > Ebenso befürwortet die BNetzA die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte (vNNE). Die Regulierungsbehörde ist der Auffassung, dass durch diese Regelung eine doppelte Erhöhung der Netzentgelte erfolgt. Einerseits führen erhöhte Kosten auf Übertragungsnetzebene zu höheren vNNE auf Verteilernetzebene, da für die Vergütung die jeweils vorgelagerte Netzebene maßgeblich ist. Gleichzeitig werden durch die Zunahme an dezentraler Einspeisung die Kosten der vorgelagerten Netzebene auf eine geringere Menge verteilt, was wiederum zu höheren Preisen auf Verteilernetzebene und somit zu höheren vNNE führt.

- > Als dritter Punkt wird von der BNetzA eine Verschärfung des Effizienzvergleichs gefordert – insbesondere die Abschaffung der „best-of-four-Regelung“. Der Effizienzvergleich wurde bisher mit zwei verschiedenen statistischen Verfahren (parametrisiert und nicht parametrisiert) sowie zwei unterschiedlichen Kostenparametern (nach Netzentgeltverordnung und vergleichbaren Kosten nach § 14 ARegV) ermittelt. Hieraus resultieren vier verschiedene Effizienzwerte. Da bei diesem Vorgehen die statistischen Varianzen sowie die ermittelten Effizienzwerte sehr stark voneinander abweichen, wird das jeweils beste der vier Ergebnisse als maßgeblicher Effizienzwert herangezogen. Die Abschaffung dieser Regelung ginge somit mit einer Verschärfung des Effizienzvergleichs einher.
- > Als letzten Aspekt führt der Bericht eine Forderung nach einer höheren Transparenz des Effizienzvergleichs auf. Dies impliziert eine Offenlegung aller Kosten- und Strukturdaten der Verteilernetzbetreiber und somit ggf. die Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen.

Die von der BNetzA im Erfahrungsbericht genannten Forderungen stellen zwar keine gänzlich neue Sichtweise der Behörde dar, zeigen jedoch, in welche Richtung sich die Ausgestaltung der zukünftigen Anreizregulierung entwickeln könnte. Gleichzeitig zeichnet sich – insbesondere von den Verbänden VKU und BDEW – massiver Widerstand gegen die Auffassung der BNetzA ab.

Evaluierungsverfahren der Bundesnetzagentur nach § 33 Abs. 1 ARegV

Das Evaluierungsverfahren nach § 33 Abs. 1 ARegV bietet die Möglichkeit eines intensiven Gedankenaustauschs aller beteiligten Interessensgruppen. Hierzu erhebt und analysiert die BNetzA die Daten von ca. 200 Netzbetreibern, um die Ergebnisse in Workshops mit verschiedenen Teilnehmern aus Energieversorgungs- und Beratungsunternehmen, Verbänden, Forschung sowie Politik zu diskutieren.

Nachdem im Auftaktworkshop im November letzten Jahres v.a. die Themen Investitionsverhalten, Innovationsfähigkeit, Verfahrensvereinfachung und alternative Regulierungssysteme behandelt wurden, standen im zweiten Workshop insbesondere die Punkte Kosten und Erlöse sowie Effizienz auf der Tagesordnung. Folgende Leitfragen wurden in den Workshops thematisiert:

- > Wie können zukünftige Entwicklungen in einem auf retrospektiver Betrachtung basierenden System besser abgebildet werden (Berechnung des Produktivitätsfaktors, Berücksichtigung von Entwicklungen bei Smart Grids, Selbstversorgung, EEG-Entwicklung, etc.)?
- > Inwieweit sind höhere Kosten durch neue Aufgaben und Vorschriften für die Netzbetreiber im Regulierungsrahmen zu berücksichtigen (Ausbau der erneuerbaren Energien, Integration neuer Technologien, erweiterte regulatorische Vorschriften, etc.)?

- > Wie können regionale und strukturelle Unterschiede und damit die Heterogenität der Netzbetreiber bei der Analyse der Kosten und Erlöse bestmöglich berücksichtigt werden?
- > Sind bei der Betrachtung von Kostenentwicklungen über mehrere Jahre Verzerrungen durch die Fotojahre zu berücksichtigen/eliminieren?

Von den Teilnehmern wurde kritisiert, dass bisher wenig Greifbares seitens der Regulierungsbehörde veröffentlicht wurde und viele Fragen offen bleiben. Außerdem besteht lt. einzelner Interessensgruppen der Eindruck, dass der Input durch die Netzbetreiber zwar gewünscht, eine ergebnisoffene Diskussion allerdings nur bedingt möglich ist. Es bleibt somit abzuwarten, zu welchen Ergebnissen die weiteren Workshops in den nächsten Monaten führen.

Das weitere Vorgehen sieht für die Netzbetreiber die Möglichkeit vor, eine Stellungnahme zu den Inhalten der bereits durchgeführten Workshops abzugeben. Darauf aufbauend finden in den kommenden Wochen eine Wissenschaftskonferenz sowie ein weiterer Workshop zur Evaluierung der Anreizregulierung statt, der sich abermals mit den Themen Effizienz, Innovation und Investitionsverhalten sowie mit den Punkten Versorgungsqualität und alternative Regulierungssysteme beschäftigt. Rödl & Partner wird die weiteren Diskussionen intensiv verfolgen und Sie zeitnah über aktuelle Entwicklungen informieren.

Kontakt für weitere Informationen:



Christoph Hausner

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 58

E-Mail: christoph.hausner@roedl.com

Regulierung

> Regulierungsoptimale Finanzierungsmodelle im Rahmen einer Netzübernahme

Von Oliver Ganster und Dr. Matthias Koch

In den vergangenen Jahren haben Übernahmen von Versorgungsnetzen eine besondere Rolle in der Energiewirtschaft gespielt. Ein wesentlicher Grund ist das Auslaufen einer großen Zahl von Strom- und Gasnetzkonzessionsverträgen. Der Neukonzessionär erhält die Erlaubnis zur Wegenutzung (Konzession) und ist somit legitimiert, das Versorgungsnetz zu übernehmen. Die regulatorisch optimale Finanzierung der Netzübernahme hängt von den allgemeinen Rahmenbedingungen, der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung (Strom-/GasNEV) und der individuellen Ausgangslage des Netzübernehmers ab. Besonders für kleine und mittelgroße Stadtwerke und andere Netzbetreiber bedeutet die Übernahme eines Versorgungsnetzes oft eine substantielle Veränderung der wirtschaftlichen, finanziellen und bilanziellen Unternehmenssituation.

Vor dem Hintergrund des geltenden Systems der Anreizregulierung wird die Wirtschaftlichkeit einer Netzübernahme maßgeblich von der Finanzierung des Netzkaufpreises beeinflusst. Hierfür existieren unterschiedliche Umsetzungsmodelle, die wiederum stark von der finanziellen Situation und den damit einhergehenden Finanzierungsoptionen der Gesellschafter geprägt werden.

Das regulatorische Umfeld

Die Monopolstellung des Netzbetreibers erfordert einen regulatorischen Eingriff. Die Regulierungsvorschriften steuern die Erlöse der Netzbetreiber und limitieren die erzielbaren Renditen des Netzbetriebes auf das eingesetzte Kapital. Das seit 2009 geltende Regulierungsregime der Anreizregulierung deckelt die erzielbaren Umsatzerlöse der Netzbetreiber und verlangt eine Steigerung der Effizienz innerhalb einer fünfjährigen Zeitspanne, der sogenannten Regulierungsperiode. Das Ziel der Anreizregulierung besteht darin, den Netzbetreibern Anreize für Effizienzsteigerungen zu bieten. Ausgangsbasis zur Bestimmung der Erlöse sind die Kosten des Netzbetreibers im Basisjahr. Diese werden nach den Vorgaben der Netzentgeltverordnungen ermittelt und setzen sich aus Kapitalkosten (CAPEX) und operativen Kosten (OPEX) zusammen (vgl. Abb. 1), die unter Berücksichtigung der individuellen Effizienz und der Netzkosten den Erlöspfad der nächsten Regulierungsperiode festlegen.



Abb. 1: Berechnung der Kosten eines Netzbetreibers

Die Zinssätze der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung werden jeweils für eine Regulierungsperiode von der Regulierungsbehörde festgesetzt.

Das kalkulatorische Eigenkapital bildet die Grundlage zur Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in den Netzentgelten, die den Gewinnanspruch des Netzbetreibers darstellt. Vereinfacht wird die Verzinsungsbasis nach folgendem Schema ermittelt:



Dabei wird nach § 7 Strom- /GasNEV ein Maximum von 40 Prozent des betriebsnotwendigen Vermögens als kalkulatorisches Eigenkapital zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung berücksichtigt. Das über die 40 Prozent hinausgehende kalkulatorische Eigenkapital wird im Rahmen der Netzkostenermittlung wie Fremdkapital behandelt.

Netzübernahmemodelle

Im Rahmen einer Netzübernahme ist neben der Quelle der Kapitalbeschaffung auch über die Strukturierung der Finanzierung zu entscheiden. Zur wirtschaftlichen Umsetzung einer Netzübernahme ist im Regelfall die Orientierung an der regulierungsoptimalen kalkulatorischen Kapitalstruktur gemäß den oben genannten Regulierungsvorgaben geboten.

Sowohl Eigen- als auch Fremdkapital können allerdings auf unterschiedlichen Ebenen in das Gesamtkonstrukt eingebracht werden. Je nach Finanzierungsmodell ist eine vollständige Fremdfinanzierung des Netzkaufs möglich und durchaus wirtschaftlich sinnvoll. Zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten werden nachfolgend zunächst die beiden gängigsten Übernahmemodelle erläutert und anschließend deren Spezifika beschrieben.

Einstöckiges Modell

Im einstöckigen Modell wird das Versorgungsnetz direkt in die bestehende Unternehmensorganisation eingegliedert.

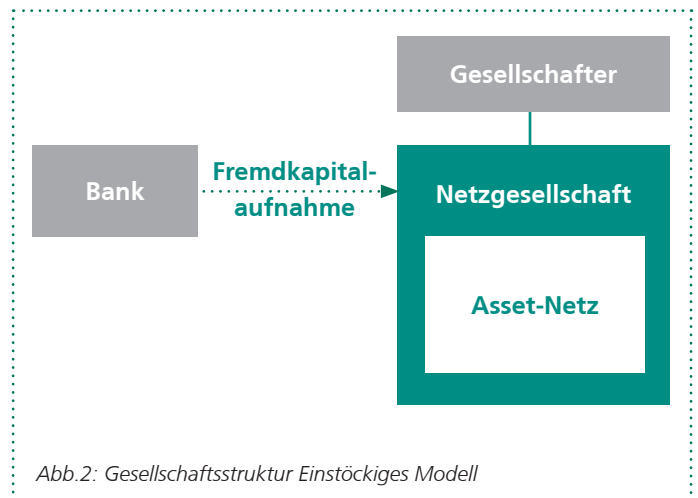


Abb.2: Gesellschaftsstruktur Einstöckiges Modell

Die Finanzierung des Kaufpreises sollte so gestaltet werden, dass durch die Netzübernahme und die dafür eventuell vorgesehene Fremdfinanzierung, die eine substantielle Veränderung der Bilanzstrukturen verursachen kann, die kalkulatorische Eigenkapitalquote der Netzsparte möglichst nicht unter 40 Prozent sinkt.

Doppelstöckiges Modell

Das doppelstöckige Modell wird typischerweise gewählt, wenn die überwiegende Fremdfinanzierung des Netzkaufs auf Ebene der Gesellschaft ohne zusätzliche Eigenkapitalaufbringung der Gesellschafter angestrebt wird und trotzdem eine regulierungsoptimale Kapitalstruktur erreicht werden soll.

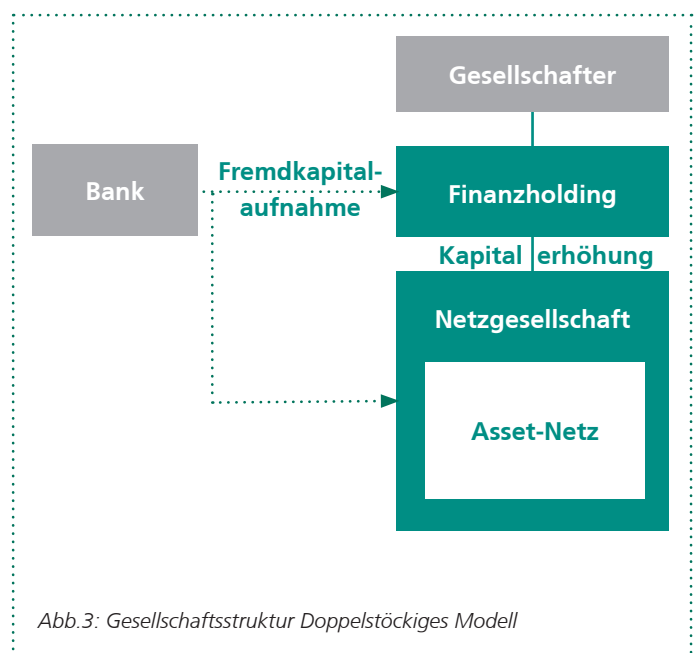


Abb.3: Gesellschaftsstruktur Doppelstöckiges Modell

Zur Finanzierung des Netzkaufpreises wird das aufgenommene Fremdkapital der Finanzholding als Eigenkapital in die Netzgesellschaft eingebracht und dort als Basis zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung herangezogen. Hierdurch kann jede beliebige kalkulatorische Eigenkapitalquote der Netzgesellschaft erreicht werden.

In diesem Modell sind insbesondere die individuellen Kreditvertragskonditionen zu prüfen, denn nicht jeder Kreditvertrag lässt eine entsprechende Umwidmung bzw. Übertragbarkeit auf eine andere Gesellschaft zu. Insbesondere bei Förderdarlehen ist diese Übertragbarkeit oftmals nicht gegeben.

Einstöckiges vs. doppelstöckiges Modell

Die Wahl des Finanzierungsmodells hängt von diversen Einflussfaktoren ab, die jeweils im Einzelfall zu bewerten sind. Maßgeblich zur Entscheidungsfindung sind das zur Verfügung stehende „echte“ Eigenkapital sowie die Frage, ob die übernehmende Gesellschaft bereits über Netzeigentum verfügt.

Im einstöckigen Modell lässt sich eine im Bestandsnetz nicht optimale Kapitalstruktur entsprechend optimieren, da im Zuge der Netzübernahme die Bilanzstruktur neu gestaltet werden kann. Durch die Umsetzung eines doppelstöckigen Modells besteht die Möglichkeit, den Kauf eines Versorgungsnetzes ausschließlich mit Fremdkapital auf Ebene der Gesellschaft (ohne zusätzliches Eigenkapital der Gesellschafter) zu finanzieren und trotzdem eine kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 Prozent zu erreichen.

Ausgestaltung der Kapitalstruktur

Neben der Modellwahl ist weiterhin die Höhe der Eigenkapitalquote zu diskutieren. Auch ein Abweichen von der regulatorisch optimalen Kapitalstruktur kann sich unter bestimmten Konstellationen vorteilhaft auswirken.

Gemäß Strom/GasNEV wird das über 40 Prozent hinausgehende Eigenkapital wie Fremdkapital verzinst (vgl. Abb. 4). Um die Auswirkungen unterschiedlicher Kapitalquoten auf die Kapitalverzinsung zu verdeutlichen, erfolgt nachstehend eine vereinfachte Beispielrechnung. In Anlehnung an die aktuelle Regulierungspraxis wird ein Fremdkapitalzinssatz in Höhe von 3,98 Prozent p.a. und ein Mischzins (Alt- und Neuanlagen) für die Eigenkapitalverzinsung in Höhe von 8,00 Prozent p.a. unterstellt:

Bei einer regulatorisch optimalen Kapitalstruktur (Fall 1) kann unter identischen Rahmenbedingungen eine deutlich höhere Rendite erzielt werden. Die nominelle Höhe der Kapitalverzinsung fällt hier jedoch geringer aus als bei der vollständigen kalkulatorischen Eigenfinanzierung (Fall 2). Aus Sicht eines Unternehmens mit hohen Eigenkapital- und Liquiditätsreserven ist zu beurteilen, ob eine vollständige Eigenfinanzierung des Netzes aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein kann.

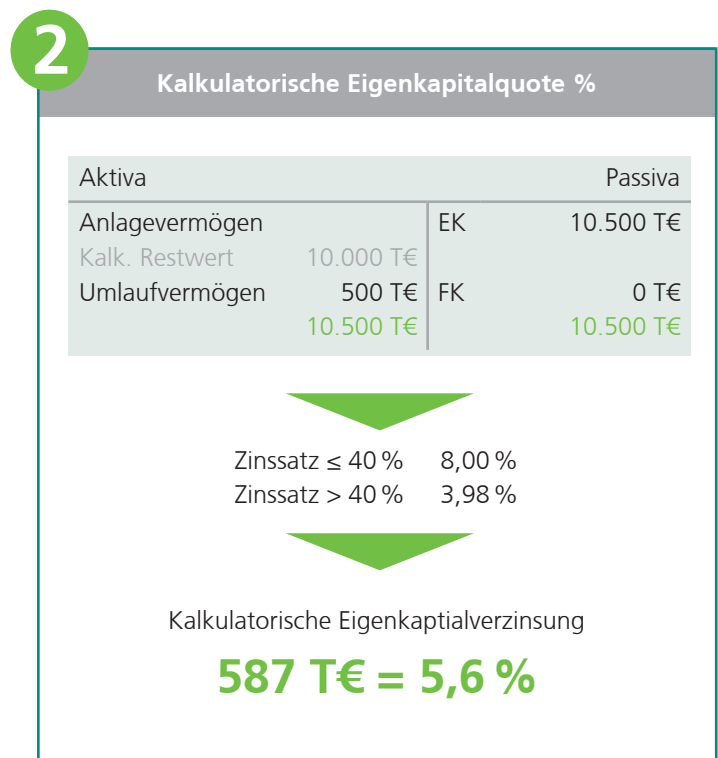
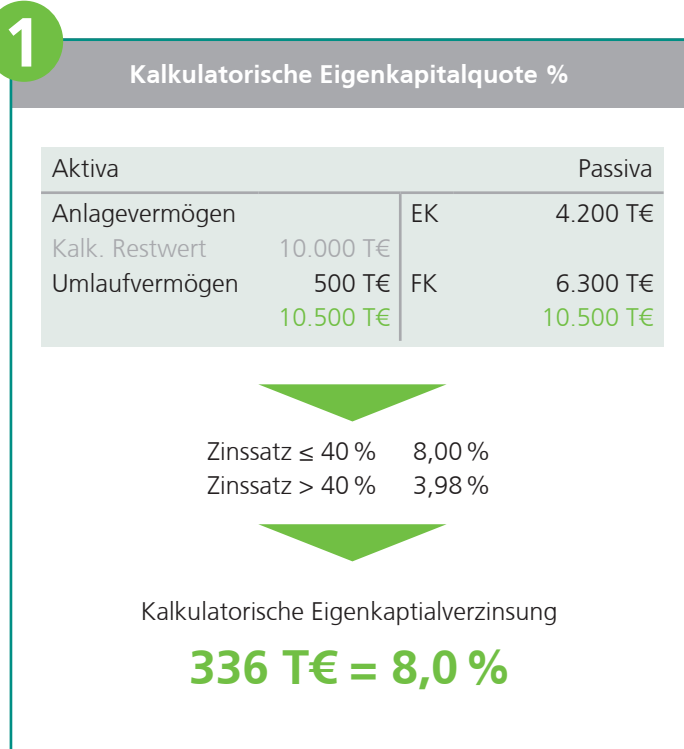


Abb.4: Auswirkungen der Kapitalstruktur auf die kalk. Kapitalverzinsung



Fazit

Die regulatorisch optimale Finanzierung einer Netzübernahme ist maßgeblich von den individuellen Zielvorgaben des Netzübernehmers sowie seiner finanziellen Ausgangssituation abhängig. Sowohl das einstöckige als auch das doppelstöckige Übernahmmodell bieten dem Netzerwerber Möglichkeiten, die Kapitalstruktur und somit die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahme zu optimieren. Der den kalkulatorischen Restwert übersteigende Kaufpreisanteil muss mit „echtem“ oder umgewidmetem Eigenkapital finanziert werden. Ist dies nicht möglich, kann keine optimale kalkulatorische Eigenkapitalquote erreicht werden, die letztlich die Wirtschaftlichkeit der Netzübernahme beeinflusst.

Aktuell ist zu beobachten, dass die Beschaffung von Fremdkapital vor dem Hintergrund einer strengeren Bankenregulierung zunehmend schwieriger wird. So führen beispielsweise stärkere Eigenkapitalunterlegungsvorschriften zu einer restriktiveren Kreditvergabe. Selbst Kommunen oder rein kommunale Stadtwerke müssen steigende Fremdkapitalzinsen und erhöhte Anforderungen an die Kreditsicherheiten akzeptieren. Somit rückt das Thema der Kapitalbeschaffung immer stärker in den Fokus. Hier bieten unter Umständen Förderprogramme Abhilfe, deren Anwendbarkeit und Vorteilhaftigkeit jedoch im Detail geprüft werden muss.

Letztlich ist ein maßgeschneidertes Finanzierungskonzept notwendig, das mit dem jeweiligen Kreditinstitut umzusetzen ist.

Kontakt für weitere Informationen:



Oliver Ganster

Wirtschaftsingenieur (M.Sc.)

Energie- und Rohstoffmanagement

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-225

E-Mail: oliver.ganster@roedl.com



Dr. Matthias Koch

Dr.-Ing. MBA

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-216

E-Mail: matthias.koch@roedl.com

Recht

> Neue EU-beihilferechtliche Vorgaben hinsichtlich de-minimis-Beihilfen

Insbesondere kommunale Bürgschaften als de-minimis-Beihilfen können zukünftig nur noch unter erschwerten Bedingungen gewährt werden.

Von Lukas Kostrach

Im Vorfeld von Investitionen stellt sich oft die Frage nach den Finanzierungsmöglichkeiten. Nicht selten müssen größere Investitionen im Bereich der Daseinsvorsorge fremdfinanziert werden. In der Regel sind hierbei Sicherheiten zu stellen. Großer Beliebtheit bei Stadtwerken erfreuen sich insbesondere Kommunalbürgschaften, die in der Regel zu vergünstigten Konditionen durch die Kommune als Gesellschafter des Stadtwerks gewährt werden. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der jüngsten Änderungen der europarechtlichen Vorgaben ist stets eine genaue beihilferechtliche Prüfung angezeigt.“



Keine unzulässige Beihilfe bei Eingreifen der de-minimis-Verordnung

Eine EU-Beihilfekonformität liegt dann vor, wenn Kommunalbürgschaften unter die de-minimis-Verordnung fallen. Die Europäische Kommission hat im Rahmen von de-minimis-Verordnungen Konstellationen geregelt, die nach ihrer Vorstellung Bagatellfälle darstellen und damit beihilferechtlich unbedenklich sind. Der maßgebliche Vorteil bei Eingreifen der de-minimis-Verordnung ist, dass ein aufwändiges Notifizierungsverfahren nicht durchgeführt werden muss. Insbesondere ist auch ein Betrauungsakt nicht erforderlich. Die europäischen de-minimis-Rahmenbedingungen haben sich jedoch jüngst geändert. Im Folgenden werden die de-minimis-Neuerungen hinsichtlich der in der Praxis relevanten Kommunalbürgschaften sowie Kommunaldarlehen näher beleuchtet.

de-minimis-Verordnung 1998/2006

Die bisherige de-minimis-Verordnung 1998/2006 (Verordnung (EG) Nr. 1998/2006 der Kommission vom 15. Dezember 2006 über die Anwendung der Artikel 87 und 88 EG-Vertrag auf „de-minimis“-Beihilfen, Abl. L 379/5) sah im Wesentlichen vor, dass Kommunalbürgschaften, die insbesondere eine Darlehenssumme bis zu 1,5 Mio Euro besichern, als beihilfefrei gewertet werden können und von der Anmeldepflicht bei der Kommission befreit sind.

de-minimis-Verordnung 1407/2013

Bereits am 18. Dezember 2013 hat die Europäische Kommission die de-minimis-Verordnung 1407/2013 (Verordnung (EU) Nr. 1407/2013 der Kommission vom 18. Dezember 2013 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrages über die

Zuwendungen von Kommunen an Stadtwerke können unzulässige Beihilfen darstellen

Bereits früh hat die Europäische Kommission entschieden, dass die Zuwendung staatlicher Mittel in Form einer Kommunalbürgschaft eine unzulässige Beihilfe darstellen und damit europarechtswidrig sein kann.

Arbeitsweise der Europäischen Union auf de-minimis-Beihilfen, Abl. L 352/1) verabschiedet. Aufgrund einer Übergangsregelung war die „de-minimis-Verordnung 1998/2006 jedoch noch bis zum 30. Juni 2014 anwendbar. Mit der de-minimis-Verordnung 1407/2013 werden die bei der Gewährung von de-minimis-Beihilfen – z. B. Kommunalbürgschaften – einzuhaltenden Voraussetzungen jedoch deutlich verschärft.

Die de-minimis-Verordnung 1407/2013 sieht vor, dass staatliche Beihilfen (u.a. Kommunalbürgschaften) unter 200.000 Euro innerhalb eines Zeitraums von drei Steuerjahren nach wie vor nicht der EU-Beihilfekontrolle unterliegen. Sie bedürfen daher weiterhin keiner vorherigen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Die Berechnung des Beihilfewertes kann sich im Einzelfall sehr schwierig gestalten. Aus diesem Grund sieht die de-minimis-Verordnung 1407/2013, wie auch schon die de-minimis-Verordnung 1998/2006, pauschale Berechnungsmethoden – die folgende Darstellung ist nicht abschließend – des Beihilfewertes vor:

Beschränkung der Laufzeiten der Bürgschaften und Höchstwerte

Nach der de-minimis-Verordnung 1407/2013 fallen insbesondere nur noch solche Kommunalbürgschaften in den Anwendungsbereich, die nicht mehr als 1,5 Mio. Euro des zugrundeliegenden Darlehens besichern und deren Laufzeit nicht mehr als fünf Jahre beträgt.

Alternativ sind auch solche Kommunalbürgschaften erfasst, die einen Darlehensbetrag von 750.000 Euro absichern und eine Laufzeit von höchstens zehn Jahren nicht überschreiten.

Entsprechendes gilt für Darlehen von nicht mehr als 1 Mio. Euro, die eine Laufzeit von höchstens fünf Jahren aufweisen und durch Sicherheiten unterlegt sind, die sich auf mindestens 50 Prozent des Darlehensbetrags belaufen. Erfasst sind auch Darlehen von nicht mehr als 500.000 Euro, die ebenfalls eine Laufzeit von höchstens zehn Jahren aufweisen und durch Sicherheiten unterlegt sind, die sich auf mindestens 50 Prozent des Darlehensbetrags belaufen.

SAFE-HARBOUR-Prämien

Die „de-minimis-Verordnung“ regelt weiterhin, dass eine Beihilfefreiheit dann gegeben ist, wenn die jeweils einschlägigen SAFE-HARBOUR-Bürgschaftsprämien eingehalten werden. Diese Regelung richtet sich jedoch lediglich an KMU. In der Regel wird die KMU-Eigenschaft bei Stadtwerken nicht greifen, da bei einer Beteiligung eines öffentlichen Trägers von mehr als 25 Prozent die KMU-Eigenschaft nicht gegeben ist.

Unternehmen in Schwierigkeiten

Unternehmen in Schwierigkeiten sind nicht mehr vom Anwendungs- bzw. Geltungsbereich der de-minimis-Verordnung ausgeschlossen. Allerdings findet sich bei den Garantien die Einschränkung, dass Beihilfen in Form von Garantien nur dann als transparente de-minimis-Beihilfen und damit in den Anwendungsbereich der Verordnung fallen, wenn sich der Beihilfegünstigte weder in einem Insolvenzverfahren befindet noch die im nationalen Recht vorgesehenen Voraussetzungen für die Eröffnung eines Insolvenzverfahrens auf Antrag seiner Gläubiger erfüllt. Im Falle eines großen Unternehmens muss sich der Beihilfegünstigte in einer Situation befinden, die einer Bewertung mit einem Rating von mindestens B entspricht.

Folgen eines Verstoßes

Bei Nichteinhaltung der beihilferechtlichen Vorgaben ist das jeweilige Rechtsgeschäft (z. B. die Kommunalbürgschaft) unwirksam, was sich nachteilig auf die Finanzierung auswirken und die Projektumsetzung gefährden kann.

Fazit

Um Investitionen im Bereich der kommunalen Aufgabenwahrnehmung zu ermöglichen, muss der Zugang zu einer verlässlichen und langfristigen Finanzierung sichergestellt werden. Sicherungsmittel spielen hierbei eine wesentliche Rolle. Der de-minimis-Handlungsspielraum wird durch die de-minimis-Verordnung 1407/2013 stark eingeschränkt. Unter Umständen wird daher – weil etwa die nach der de-minimis-Verordnung 1407/2013 vorgeschriebenen Laufzeiten nicht eingehalten werden können – eine Betrauung des Beihilfeempfängers erforderlich sein, um kommunale Sicherungsmittel beihilferechtlich konform auszugestalten. Gegebenenfalls wird auf kommunaler Ebene wegen des geänderten de-minimis-Rahmens eine neue Bürgschaftsregelung erforderlich sein.

Jedenfalls ist stets eine genaue beihilferechtliche Prüfung angezeigt, da das Beihilferecht in der Praxis zunehmend an Bedeutung gewinnt.

Kontakt für weitere Informationen:



Lukas Kostrach

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 72

E-Mail: lukas.kostrach@roedl.com

Strom und Gas

> EuGH urteilt über Preisänderungsbestimmungen der Grundversorgungsverordnungen Strom und Gas

Von Thomas Lübking und Heike Viole

Nach den Preisänderungsbestimmungen in (Norm-) Sonderkundenverträgen im Jahr 2013 stehen beim EuGH in Kürze nun auch die Preisänderungsbestimmungen der deutschen Grundversorgungsverordnungen Strom/Gas auf dem Prüfstand. Sollte der EuGH – was nicht unwahrscheinlich ist – die Unvereinbarkeit mit Unionsrecht und damit die Unwirksamkeit feststellen, hat dies nicht nur Auswirkungen auf die Versorgungsunternehmen, sondern wird auch den deutschen Verordnungsgeber noch beschäftigen.

Der Europäische Gerichtshof (EuGH) wird anlässlich von zwei Vorabentscheidungsersuchen des Bundesgerichtshofs (BGH) in Kürze über die Vereinbarkeit der Preisänderungsbestimmungen der deutschen Grundversorgungsverordnungen Strom/Gas mit Unionsrecht und damit über deren Wirksamkeit entscheiden.

Konkret wird der EuGH über die Frage urteilen, ob die genannten Preisänderungsbestimmungen die Anforderungen an das erforderliche Maß an Transparenz erfüllen, wenn in ihr Anlass, Voraussetzungen und Umfang einer Preisänderung zwar nicht wiedergegeben sind, jedoch sichergestellt ist, dass das Energieversorgungsunternehmen seinen Kunden jede Preisänderung mit angemessener Frist im Voraus mitteilt und den Kunden ein Kündigungsrecht zusteht.

Die betreffenden Regelungen (§ 5 StromGVV und § 5 GasGVV) enthalten lediglich Bestimmungen zum Verfahren bei Preisänderungen (Bekanntgabe, Fristen), jedoch keine Vorgaben zu Anlass und Modus der Preisänderungen selbst.

Der Generalanwalt beim EuGH hat am 08. Mai 2014 in den genannten Verfahren für die Feststellung eines Verstoßes gegen das Transparenzgebot der Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt-richtlinie durch die Preisänderungsbestimmungen der Grundversorgungsverordnungen und damit für die Feststellung der Unwirksamkeit dieser Bestimmungen plädiert. Nach Ansicht des Generalanwalts müssten Anlass, Voraussetzungen und Umfang von Preisänderungen für grundversorgte Kunden zwar anders als bei Sondervertragslieferverhältnissen nicht bereits bei Vertragsschluss bekannt sein, allerdings seien Grundversorger zu verpflichten, dem Kunden Informationen zum Anlass, zu Voraussetzungen und zum Umfang spätestens mit der Mitteilung der Preisänderung zur Verfügung zu stellen. Diese Anforderung erfüllten die Regelungen in § 5 StromGVV/GasGVV in derzeitiger Fassung nicht. Auch eine durch den Generalanwalt thematisierte verpflichtende Information gegenüber grundversorgten

Kunden über deren Sonderkündigungsrecht bei Preisänderungen ist in § 5 StromGVV/GasGVV nicht enthalten.

In seinen Schlussanträgen hat der Generalanwalt den EuGH jedoch um eine zeitliche Begrenzung der rechtlichen Wirkungen des Urteils erst ab Verkündung (noch nicht terminiert) ersucht. Die diesbezüglichen Ausführungen im Plädoyer lassen erkennen, dass sich der Generalanwalt der wirtschaftlichen Tragweite der gerichtlichen Feststellung einer Unionsrechtswidrigkeit und Unwirksamkeit von § 5 StromGVV/GasGVV für die deutschen Grundversorger vor allem bei zeitlicher Rückwirkung durchaus bewusst ist.

Bei seinen Entscheidungen folgt der EuGH zwar häufig den Schlussanträgen der Generalanwälte, gleichwohl muss der Ausgang der Verfahren aufgrund der Komplexität der zu entscheidenden Rechtsfragen vorliegend noch als offen betrachtet werden. Offen ist auch, welchen Spielraum der EuGH dem BGH und letztendlich auch dem deutschen Verordnungsgeber bei der Umsetzung seiner Entscheidungen in nationales Recht einräumen wird. Sollte der EuGH dem Plädoyer des Generalanwalts vollumfänglich folgen, wird der EuGH § 5 StromGVV/GasGVV jedenfalls für unionsrechtswidrig und für unanwendbar ab Urteilsverkündung erklären. In der Vergangenheit im Rahmen von Grundversorgungsverhältnissen erfolgte Preisänderungen wären dann zumindest nicht unter Berufung auf eine vom EuGH festgestellte Unionsrechtswidrigkeit der Preisänderungsbestimmungen der Grundversorgungsverordnungen angreifbar. Verzichtet der EuGH indessen auf eine zeitliche Begrenzung der Urteilswirkungen ab Verkündung ergäbe sich ggf. eine Unwirksamkeit zurückliegender Preisänderungen in der Grundversorgung Strom/Gas mit dem Risiko der Geltendmachung von Rückforderungen durch Kunden, wobei jeder Fall einer Einzelfallprüfung, insbesondere im Hinblick auf eine ggf. eingetretene Verjährung zu unterziehen wäre.

Die generelle „Marschrichtung“ in Luxemburg in Bezug auf die Anforderungen an rechtliche und vertragliche Grundlagen für einseitige Preisänderungen durch Energielieferanten ist grundsätzlich bekannt. Bereits im Jahr 2013 hatte der EuGH auf der Grundlage der sog. Klauselrichtlinie für Normsonderverträge zur Belieferung von Haushaltskunden entschieden, dass eine § 4 AVBGasV entsprechende Standardvertragsklausel, mit der sich ein Versorgungsunternehmen das Recht vorbehält, die Entgelte für die Lieferung von Gas zu ändern, nicht den Anforderungen der Klauselrichtlinie an Treu und Glauben, Ausgewogenheit und Transparenz genügt, da Anlass und der Modus der Änderung dieser Entgelte in dem Vertrag nicht ausreichend transparent dargestellt werden, sodass der Verbraucher die etwaigen Änderungen der Entgelte nicht anhand klarer und verständlicher Kriterien absehen kann. Inhaltlich entsprechen die Regelungen in § 5 StromGVV/GasGVV im Wesentlichen den Regelungen des durch den EuGH im Sonderkundenbereich verworfenen § 4 AVBGasV, sodass sich hieraus bereits eine Tendenz der Luxemburger Richter auch im Hinblick auf die quasi inhaltsgleichen Regelungen in § 5 StromGVV/GasGVV ablesen lassen dürfte.

Die bevorstehenden Entscheidungen des EuGH in den aktuellen Verfahren entfalten eine strikt formale Bindungswirkung zunächst nur für das nationale Gericht (vorliegend somit den BGH), das die Auslegungsfrage vorgelegt hat. Die Bindung erstreckt sich jedoch selbstverständlich auch auf alle nationalen Gerichte und Behörden, die sich mit denselben Rechtsfragen befassen.

Vorbehaltlich dessen, wie die Entscheidungen des EuGH und hiernach des BGH zur Umsetzung der Vorgaben des EuGH in nationales Recht konkret ausfallen werden, ist jedenfalls im Ergebnis dieser Entscheidungen damit zu rechnen, dass der deutsche Verordnungsgeber § 5 StromGVV/GasGVV um detaillierte Informationspflichten der Grundversorger gegenüber ihren grundversorgten Kunden anlässlich der Mitteilung von Preisänderungen wird ergänzen müssen. Bis zum Inkrafttreten von Neufassungen der Preisänderungsbestimmungen in den Grundversorgungsverordnungen besteht für die Wirksamkeit von Preisänderungen in der Grundversorgung eine erhebliche Rechtsunsicherheit, der derzeit nur eingeschränkt dadurch begegnet werden kann, dass Grundversorger ihre Kunden transparent, umfassend und nachvollziehbar über Anlass, Voraussetzungen und Umfang einer mitgeteilten Preisänderung informieren und auf das sich hieraus ergebende Sonderkündigungsrecht verweisen, wobei dies die Wirksamkeit bzw. Unwirksamkeit der der Preisänderung zugrundeliegenden Verordnungsbestimmung grundsätzlich unberührt lassen dürfte. Weitergehende Handlungsempfehlungen erscheinen jedoch gegenwärtig noch schwierig. Erwogen werden könnte die Aufnahme ausführlicher Informationspflichten bei Preisänderungen in die ergänzenden Bedingungen zur Grundversorgung, was allerdings ebenso wie Preisänderungen ein Sonderkündigungsrecht des Kunden auslöst (§ 5 Abs. 3 StromGVV/GasGVV). Die

Mitteilung zur Änderung der ergänzenden Bedingungen sollte daher nur zusammen mit einer Preisänderungsmitteilung erfolgen, um eine zeitliche Übereinstimmung der durch die Preisänderung einerseits und die AGB-Änderung andererseits ausgelösten Sonderkündigungsrechte zu erreichen.

Im Übrigen werden die bevorstehenden Entscheidungen keinen Einfluss auf die durch den BGH in zahlreichen Entscheidungen konkretisierten Anforderungen an die zulässige Ausübung „billigen“ Ermessens bei einseitigen Preisbestimmungsrechten im Sinne von § 315 BGB entfalten. Eine billigem Ermessen entsprechende Preiserhöhung erfordert nach der Rechtsprechung des BGH, dass die den Anlass für die Preiserhöhung bildende Verteuerung in einem oder mehreren Bereichen nicht durch rückläufige Kosten in anderen Bereichen ausgeglichen wird (Gesamtkostenbetrachtung) und die Preisänderung auch nicht der Gewinnsteigerung des Lieferanten dient. Der Lieferant muss bei der Weitergabe von Preiserhöhungen und Preissenkungen zudem dieselben zeitlichen Maßstäbe anwenden und insbesondere Kostensenkungen nicht später weitergeben als Kostensteigerungen.

Sobald die Entscheidungen des EuGH vorliegen, werden wir selbstverständlich ausführlich hierüber informieren und – soweit möglich – auch konkrete Handlungsempfehlungen geben.

Kontakt für weitere Informationen:



Thomas Lübking

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-233

E-Mail: thomas.luebking@roedl.com



Heike Viole

Rechtsanwältin

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 60

E-Mail: heike.viole@roedl.com

Strom und Gas

> Zur Ertragsbewertung von Energienetzen – Was ist der objektivierte Erwerber?

Von Peer Welling und Dr. Matthias Koch

Im Zuge vieler Konzessionsvergabeverfahren kommt es zu einem Wechsel des Konzessionsnehmers. Dabei steht nach der Vergabe der Konzession folgerichtig die Übernahme des Versorgungsnetzes durch den neuen Konzessionär an. Dies ist Anlass zahlreicher Bewertungen für Strom- und Gasnetze zur Ermittlung eines Kaufpreises. Dabei lässt die Formulierung der „angemessenen Vergütung“ des § 46 Abs. 2 S. 2 EnWG erhebliche Spielräume zu. In vielen Altkonzessionsverträgen ist der Sachzeitwert als Kaufpreis fixiert. Jedoch manifestiert sich zunehmend die Erkenntnis, dass eigentlich der Ertragswert als Barwert der Nettozuflüsse an die Unternehmenseigner als wirtschaftlich angemessene Vergütung anzusehen ist. Berechnet wird der Ertragswert auf Grundlage der Zahlungsflüsse eines „objektivierten Erwerbers“.

Zur Ermittlung des Ertragswertes von Strom- und Gasnetzen wird üblicherweise auf die vom Institut deutscher Wirtschaftsprüfer im „IDW Standard: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen (IDW S1 i.d.F. 2008)“ festgesetzten Grundsätze zur Bewertung von Unternehmen abgestellt. Doch auch nach einer Einigung von Alt- und Neukonzessionär auf den Ertragswert im Sinne des IDW S1 als Kaufpreis herrscht oftmals Uneinigkeit in Bezug auf einzelne Ansätze. Wesentliche Unterschiede in den Bewertungen basieren letztlich auf unterschiedlichen Standpunkten zur Interpretation des „objektivierten Erwerbers“ und seinen Charakteristika.

Grundlegendes Vorgehen bei der Bewertung nach IDW S1

Eine Bewertung nach IDW S1 wird üblicherweise in zwei unterschiedlichen Schritten vorgenommen. Im ersten Schritt erfolgt die Planung der zukünftigen Zahlungsflüsse, die im zweiten Schritt auf den Bewertungsstichtag diskontiert werden. Folgende Abbildung 1 zeigt schematisch den Aufbau einer Ertragsbewertung:

Voraussetzung für eine Ertragsbewertung ist eine aufeinander abgestimmte integrierte Planungsrechnung, um die Zahlungsflüsse eines Detailplanungszeitraumes (Phase 1) prognostizieren zu können. An den Detailplanungszeitraum schließt sich Phase 2 an, die Planung der nachhaltigen Zahlungsflüsse (Terminal Value). Die ermittelten Zahlungsflüsse werden anschließend mit einem geeigneten Kapitalisierungszinssatz auf den Bewertungsstichtag diskontiert. Es wird somit der heutige Wert (Barwert) der zukünftigen Zahlungen ermittelt.

Prämissen bei der Bewertung von Energienetzen

Bei der Bewertung von Energienetzen sind sowohl die regulatorischen Vorgaben insbesondere aus StromNEV bzw. GasNEV und ARegV als auch die Interpretation des Kaufering-Urteils von entscheidender Bedeutung. So wie IDW S1 verschiedene Bewertungsperspektiven des Gutachters und unterschiedliche Blickwinkel unterscheidet, weichen auch in der Bewertungspraxis die subjektiven Sichtweisen von Käufer und Verkäufer des jeweiligen Netzes regelmäßig voneinander ab. Einige wesentliche Fragestellungen werden im Folgenden kurz beleuchtet.

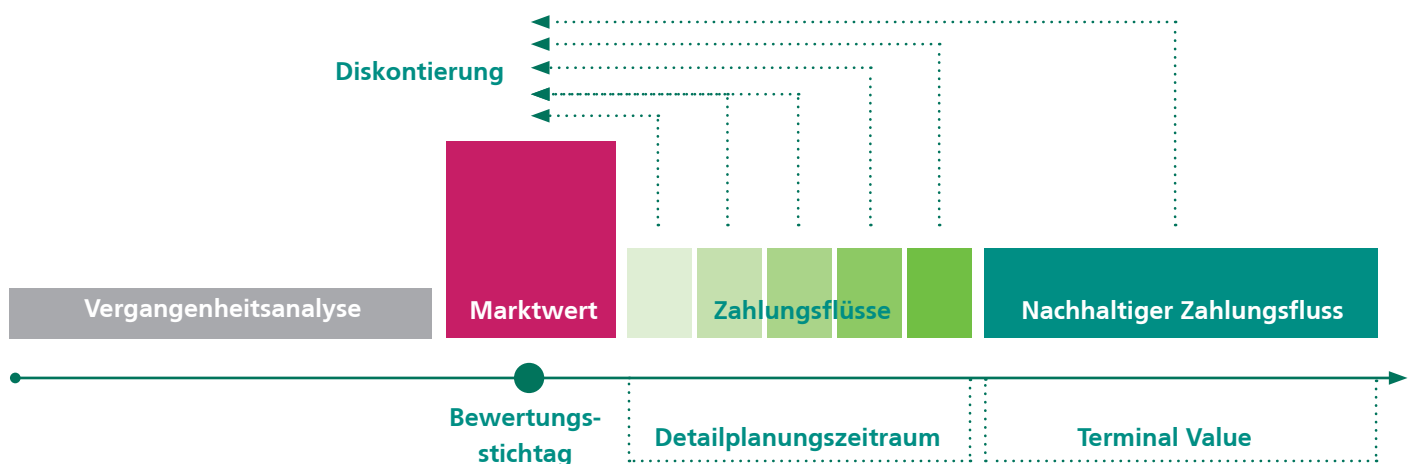


Abb. 1: Schematischer Aufbau einer Ertragsbewertung

Fotojahroptimierung

Bei geschicktem Ausnutzen von zeitlichen Effekten in der Kostenprüfung ist es möglich, durch zeitliche Bündelung operativ aufwändiger Maßnahmen in den Fotojahren eine Überrendite im Laufe der folgenden Regulierungsperiode zu erzielen (vgl. Abb. 2).

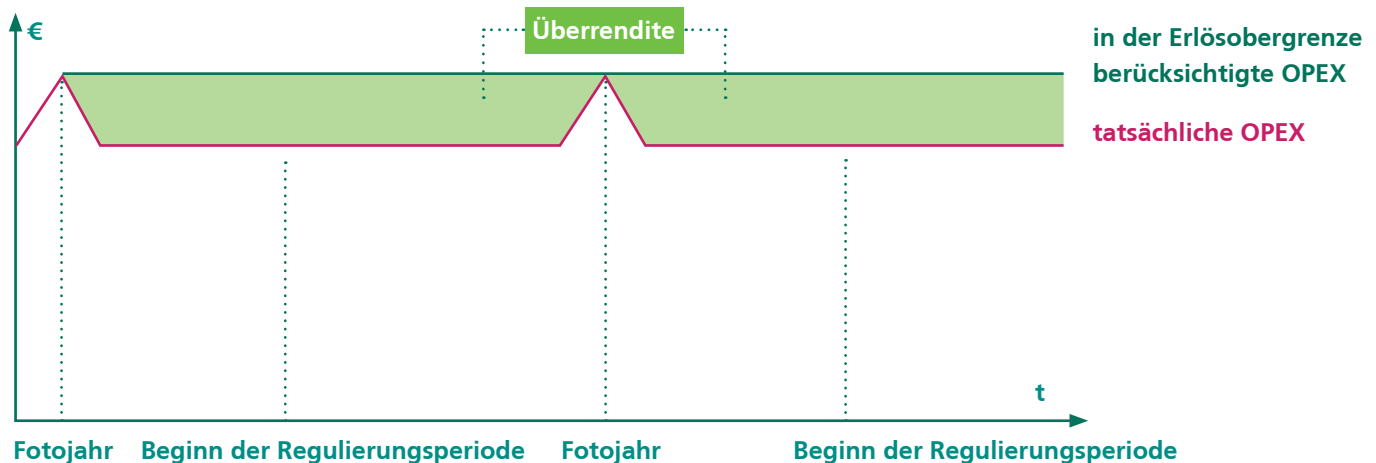


Abb. 2: Überrenditen durch fotojahroptimierte OPEX

Die Berücksichtigung dieser Überrenditen im Planungszeitraum der Bewertung ist in der Praxis regelmäßig umstritten. Für die Zukunft ist absehbar, dass diese Fotojahrstrategie von den Regulierungsbehörden zunehmend unterbunden wird. Die Unterstellung, dass nachhaltige Überrenditen durch Fotojahroptimierung realisiert werden können, ist daher mehr als fraglich.

Kapitalstruktur

Die Netzentgeltverordnung sieht eine Kapitalstruktur mit einer kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40 Prozent vor. Der über die 40 Prozent hinausgehende Anteil des Eigenkapitals ist bei der Netzkostenermittlung wie der Fremdkapitalanteil, also niedriger als der Eigenkapitalanteil, zu verzinsen.

Für die Wertermittlung empfiehlt sich im Rahmen einer objektivierte Bewertung eine synthetische kalkulatorische Kapitalstruktur, die die regulierungsoptimale Kapitalstruktur abbildet, damit der Verkäufer nicht durch die nachteilige Prämisse einer suboptimalen Kapitalstruktur belastet wird.

Effizienzwert

Die Prognose zur Effizienzentwicklung des Netzbetriebes beeinflusst maßgeblich den Wert des Netzes. Hier ist regelmäßig zu prüfen, ob auf die Effizienz des abgebenden Netzbetreibers oder auf die Effizienz des aufnehmenden Netzbetreibers abzustellen ist. Ein nachvollziehbarer Alternativansatz kann die Anwendung der durchschnittlichen Effizienz aller Netzbetreiber in Deutschland sein.

Zu übertragender Erlösanteil nach § 26 Abs. 2 ARegV

Im Falle von Teilnetzübergängen muss für einen gewissen Zeitraum ein Teil der beim Altnetzbetreiber genehmigten Erlösobergrenze an den neuen Netzbetreiber übergeben werden. Auf die Höhe des zu übertragenden Anteils haben sich die beteiligten Parteien zu einigen. Es kann daher nicht ausgeschlossen werden, dass ein neuer Netzbetreiber mit der übertragenen Erlösobergrenze das Netz nicht kostendeckend bewirtschaften kann, was sich entsprechend wertsenkend auf den Ertragswert auswirken würde. Insofern ist die Höhe des zu übertragenden Erlösanteils folgerichtig vor der Ertragswertermittlung festzulegen.

Zukünftige Entwicklung des Gesetzesrahmens

Gemäß IDW S1 sind im Zuge der Bewertung solche Marktgegebenheiten zu berücksichtigen, die „bereits eingeleitet“ oder aber „hinreichend konkretisiert“ sind. „Mögliche, aber noch nicht hinreichend konkretisierte Maßnahmen [...] sind danach bei der Ermittlung objektiver Unternehmenswerte unbeachtlich“.

Dementsprechend sollten noch nicht beschlossene Änderungen des Regulierungsregimes, wie beispielsweise ein oft diskutierter Wegfall des durch das Regulierungsperiodensystem bedingten Zeitverzugs, im Normalfall nicht abgebildet werden.

Berücksichtigung von Synergien

Im Hinblick auf die Berücksichtigung von Synergien werden in der Literatur unterschiedliche Ansichten vertreten. Genau genommen lassen die Vorgaben des IDW S1 an dieser Stelle jedoch wenig Interpretationsspielraum. So sind Synergien im Falle der objektivierten Bewertung nur dann berücksichtigungsfähig, wenn sie sich auch „ohne Durchführung der dem Bewertungsanlass zugrunde liegenden Maßnahme realisieren lassen“. Dementsprechend sollten sich ansatzfähige Synergien lediglich aus dem betrachteten Teilnetz heraus, nicht jedoch unter Berücksichtigung anderer Netz- oder gar Vertriebsparten des Übernehmers ergeben.

Terminal Value

Ein nicht unerheblicher Anteil am Unternehmenswert leitet sich aus dem sogenannten Terminal Value (TV) ab, der sich aus dem nachhaltigen Zahlungsfluss ergibt. Dieses normierte, nachhaltige Planjahr spiegelt bewertungstechnisch einen zeitlich unbegrenzten, „ewigen“ Zahlungsfluss durch Fortführung des Unternehmens nach Ablauf des Detailplanungszeitraums wider. Ein gangbarer Weg ist hier die Modellierung eines plausiblen Gleichgewichtszustandes zur Ermittlung einer sog. ewigen Rente.

Fazit und Ausblick

Bei der Bewertung von Energieversorgungsnetzen kann es je nach Interpretation des „objektivierten Erwerbers“ zu erheblichen Abweichungen des Ertragswertes kommen. Verschiedene Ansätze wurden hier aufgegriffen und einer kurzen Analyse unterzogen. Weitere wertbeeinflussende und für Versorgungsnetze spezifische Punkte wären noch zu diskutieren. Dabei sei exemplarisch die Höhe der Wachstumsrate oder des anzusetzenden Betafaktors speziell für Energieversorgungsnetze genannt. Auch allgemeine Parameter der Ertragsbewertung wie beispielsweise der Diskontierungszeitpunkt (mid-year-discounting) oder die steuerliche Ausgestaltung können Teil der Kaufpreisverhandlung sein. Auf diese weiteren Punkte möchten wir zu einem späteren Zeitpunkt in einem ergänzenden Artikel eingehen.

Kontakt für weitere Informationen:



Peer Welling

Diplom-Kaufmann

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-224

E-Mail: peer.welling@roedl.com



Dr. Matthias Koch

Dr.-Ing. MBA

Tel.: +49 (2 21) 94 99 09-216

E-Mail: matthias.koch@roedl.com



Erneuerbare Energien

> Eigenverbrauchsmodelle weiter auf dem Vormarsch – Mögliche Geschäftsfelder für Stadtwerke

Von Christian Marthol und Benjamin Hufnagel

Neue Marktentwicklungen und Auswirkungen der EEG-Novelle erfordern ein Umdenken bei Stadtwerken. Es ergeben sich neue Geschäftsmodelle, jedoch bringt der zunehmende Eigenverbrauch auch sinkende Mengen und Margen im Stromvertrieb mit sich.

Die Entwicklungen der Technologien und besonders der Preise im Bereich der Photovoltaik (PV) haben in den vergangenen Jahren alle Expertenmeinungen übertroffen. Seit 2011 war bereits der durch die PV-Anlagen erzeugte Strom günstiger als der Strom des Endverbrauchers, die Zeit davor wurde im Rahmen des EEG 2009 der PV-Eigenverbrauch sogar gefördert. Da die EEG-Vergütung für PV-Strom seit der PV-Novelle 2012 durch eine Vielzahl an Degressionsstufen unattraktiv geworden ist, ist es spätestens seit 2012 vorteilhafter, den Strom selbst zu nutzen, als ihn im Rahmen des EEG in das Netz einzuspeisen. Dass diese Entwicklung im Wesentlichen durch die Besonderheit der hohen Umlagenbelastung des Strompreises in Deutschland begünstigt wird, ist für den Endverbraucher unerheblich.

Die nicht ganz unberechtigte Befürchtung einiger Verbände und der Regierung geht bei Extrapolation dieser Entwicklung in die Richtung der „Entsolidarisierung“ der Energiewende sowie der Netzinfrastrukturkosten. Momentan dürften diese Effekte (der PV-Eigenverbrauch macht ca. 0,5 Prozent des deutschen

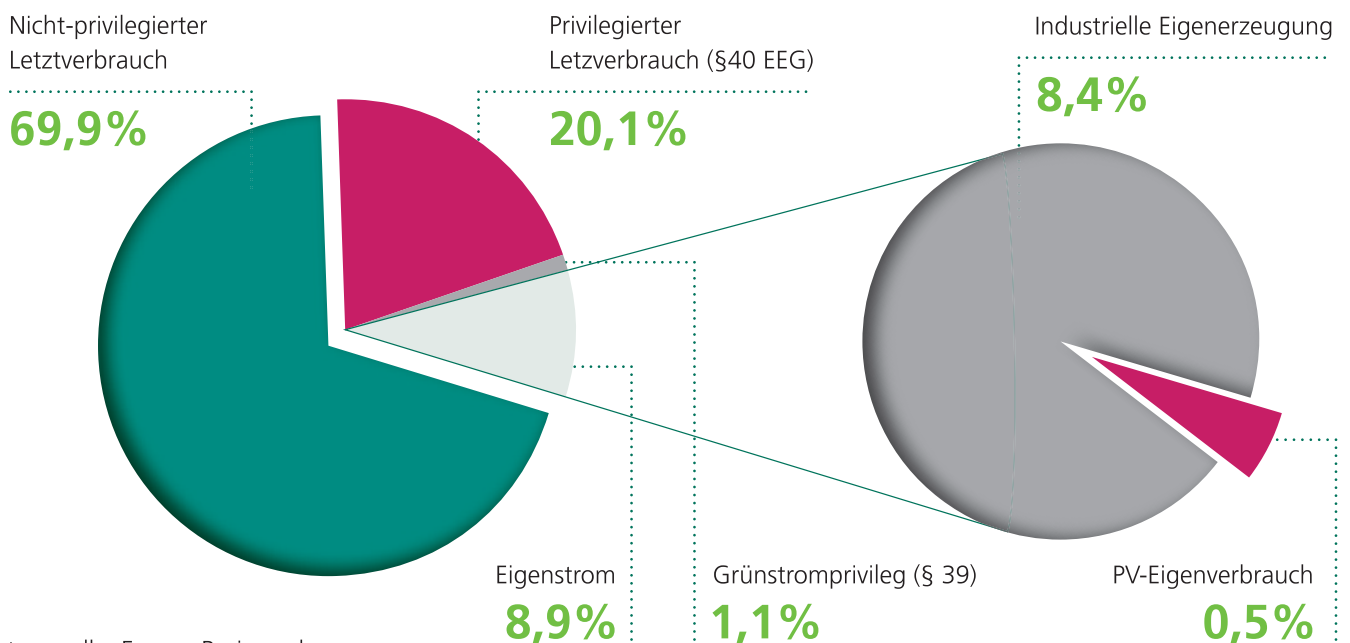
Strombedarfs aus) sich noch in Grenzen halten, wie die folgende Darstellung zeigt.

Nicht von der Hand zu weisen ist jedoch das Kostenszenario, wenn der PV-Eigenverbrauch nicht mehr die Ausnahme sondern die Regel darstellt. Diese Gedanken dürften auch den Bundeswirtschaftsminister beim Verfassen der Eckpunkte zur EEG-Novelle sowie bei der Erstellung des neuen EEG (voraussichtliches Inkrafttreten: 01.08.2014) beschäftigt haben. Die Regelungen, die sich daher in der Gesetzesnovelle finden, bedeuten für neue PV-Eigenverbrauchsmodelle (auch für neue BHKW-Eigenverbrauchsmodelle) eine Belastung des eigenverbrauchten Stromes mit 50 Prozent¹ der geltenden EEG-Umlage (aktuell 6,24 ct/kWh), insofern die Bagatellgrenze² von 10 kWp überschritten wird.

Auch wenn dies von Experten als verfassungsrechtlich kritisch eingestuft wird und die messtechnische Erfassung aller eigenverbrauchten Strommengen noch nicht abschließend geklärt ist, so ist der Gesetzgebungsprozess doch im Zeitplan und mittlerweile weit fortgeschritten.

Es lohnt daher, sich mit den Auswirkungen näher zu beschäftigen.

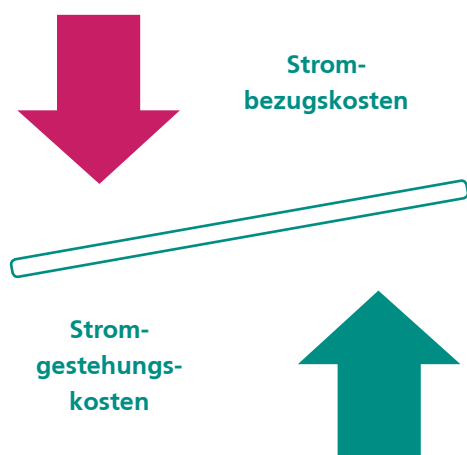
Strombedarf 2014



Datenquelle: Energy Brainpool

Eigenverbrauchsmodelle nach der EEG-Novelle

Die Erstindikation, ob sich ein Eigenverbrauchsmodell rechnet oder nicht, kann überschlägig ermittelt werden, indem der Strombezugspreis mit den Stromgestehungskosten verglichen wird. In der Praxis sind entsprechende Bewertungsprozesse facettenreicher und besitzen ein hohes Maß an Komplexität.



Bezug

Die Endkundenstrompreise (Netto) betragen für Privathaushalte in der Grundversorgung zwischen 22 und 24 ct/kWh, für mittlere Gewerbetreibende häufig durchschnittlich deutlich unter 20 ct/kWh (insbesondere zu NT-Zeiten) und für produzierende Unternehmen oder Unternehmen mit höheren Verbräuchen im Schnitt meist unter 15 ct/kWh.

Erzeugung

Die Gestehungskosten der Stromerzeugung über den Betriebszeitraum der Anlage (LCOE = Levelized Costs of Energy) betragen je nach Technologie und Art der Aufstellung für PV-Anlagen und je nach Prämissen-Annahme (Betriebszeit, Finanzierungskosten, etc.) nach heutigem Stand 9 bis 13 ct/kWh.

Die Auswirkungen der Eigenstrombelastung sind einfach darzustellen. Je nach Höhe der EEG-Umlage (je Jahr unterschiedlich, aktuell bei 6,24 ct/kWh) liegen die Kosten der Eigenstromerzeugung nun nicht mehr bei bspw. 13 ct/kWh sondern bei 16,12 ct/kWh.

Auch, wenn die Eigenstromerzeugung besonders im Gewerbebereich (oder anderen Bereichen mit niedrigen Strombezugs-kosten) deutlich weniger rentabel sein wird, die Nutzung des eigenerzeugten Stromes wird möglicherweise zunehmen.

Privathaushalte werden von dieser Regelung im Übrigen voraussichtlich kaum betroffen sein, da im vorliegenden Regierungsentwurf der EEG-Novelle eine Bagatellgrenze² festgelegt wurde. Hier wird die Rechnung somit nach wie vor mit 23 ct/kWh

Bezugspreis gegen 13 ct/kWh Eigenerzeugungskosten eindeutig aussehen, solange die installierte Leistung der Anlage 10 kWp nicht übersteigt und der Eigenverbrauch unter 10 MWh pro Jahr bleibt. Dass diese Bagatellgrenze die Mehrzahl der Einfamilienhäuser betrifft, kann aus dem typischen Jahresverbrauch von ca. 4 MWh geschlussfolgert werden. Ohne Zuhilfenahme eines Stromspeichers werden in der Praxis kaum Autarkiegrade über 35 Prozent erreicht und die Bagatellgrenzen nicht überschritten.

Hieraus folgt, dass das Segment der privaten Aufdachanlagen demnach eine weitere steigende Nachfrage erfahren wird. Carsten König (Bundesverband Solarwirtschaft) sieht für das Jahr 2015 bereits „jede dritte neu installierte PV-Anlage auf einem (privaten) Hausdach“.

Wie aber sehen die Auswirkungen für Stadtwerke und Energieversorgungsunternehmen aus?

Im Falle steigender Eigenverbrauchs-zahlen werden mindestens die verkauften Strommengen in den entsprechenden Kundensegmenten (Privathaushalte, ggfs. Gewerbetreibende) abnehmen, dies ist im Normalfall auch durch eine Preissenkung nicht umkehrbar, da, wie eingangs erwähnt, der Strompreis mit umfangreichen staatlichen Umlagen und Abgaben beaufschlagt ist. Stadtwerke sind jedoch nicht dazu gezwungen, der Energiewende als Beobachter beizuwohnen und im Falle einer steigenden Zahl von Eigenerzeugern die Jahr für Jahr abnehmenden Strommengen festzustellen.

Welche Optionen bieten sich demnach den Energieversorgungsunternehmen?

Einer der ersten Schritte sollte die Prüfung der betriebseigenen **Stromeigenverbrauchspotenziale** sein. Außerdem gilt es zu analysieren, welche Strommengen in Wasserwerk, Kläranlage oder Betriebsgebäude selbst erzeugt werden könnten.

Die strategisch weitreichendere Option in diesem Feld aktiv zu werden, ist das sogenannte **PV-Pachtmodell**, ein Modell das bundesweit mittlerweile von über 40 Stadtwerken angeboten wird. Das Stadtwerk investiert und installiert die PV-Anlage, durch einen entsprechenden Pachtvertrag betreibt sie der Endkunde jedoch selber als Eigenverbraucher. Durch einen Betriebsführungsvertrag bleiben die technischen und kaufmännischen Abwicklungstätigkeiten beim Stadtwerk, ebenso kann über die Reststromlieferungen die Kundenbindung langfristig aufrecht erhalten werden. Wichtig sind bei der Vertragskonstruktion neben den Anforderungen an die Betreiberstellung die Beachtung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Kalkuliert werden muss der Margenverlust durch die Eigenerzeugung und der für die Abwicklung und Investition anfallende Aufwand gegenüber den Erlösen aus der Anlagenverpachtung und der Betriebsführung.

¹Die Prozentsätze stehen aktuell noch in der Diskussion: Kurz vor Redaktionsschluss (12.06.14) wurde ein Wert von 40 Prozent kommuniziert

²Die Bagatellgrenze steht aktuell noch in der Diskussion: Kurz vor Redaktionsschluss (12.06.14) wurde kommuniziert, dass es eine Bagatellgrenze nicht geben soll

Die andere Option, die von einigen Stadtwerken bereits geprüft wird, ist die **PV-Lokalvermarktung**. Hierbei investiert das Stadtwerk in die PV-Anlage auf dem Dach des Endverbrauchers und betreibt diese selbst. Dem Endkunden wird der Strom vom eigenen Dach ohne die Strompreisbestandteile Netzentgelte w(+ Umlagen), Konzessionsabgaben und Stromsteuer, jedoch mit EEG-Umlage verkauft. Ertragreich erscheint ein solches Modell dann, wenn sich die für Investition, Betrieb und Abwicklung anfallenden Kosten aus der Differenz der Stromgestehungskosten (+EEG-Umlage) und dem Endkundenstrompreis abdecken lassen.

Fazit

Auch das bislang stabile Geschäftsmodell der klassischen Energieversorger unterliegt durch Energiewende und neuen Marktentwicklungen einem Wandel. Die EEG-Novelle wird ein weiteres Ansteigen des PV-Eigenverbrauchs mit sich bringen. Demnach stellt sich die Frage für Stadtwerke, beobachten oder teilhaben?

Es kann mit einem überschaubaren investivem Aufwand ein neues Geschäftsfeld geschaffen werden, das neben der Diversifizierung und dem Imagegewinn mindestens eine lange Kundenbindung mit sich bringt. Zunächst sind hierfür auch keine zusätzlichen Fachkräfte nötig, da die meisten Dienstleistungen aktuell bereits von Energieversorgungsunternehmen abgebildet werden oder über örtliche Kooperationen mit Handwerkern angeboten werden können.

Der Beitrag zu Klimaschutz und Energiewende kann demnach einhergehen mit einer dezentralen nachhaltigen Energieversorgung für die besonders lokale Stadtwerke prädestiniert sind. Wir unterstützen Sie mit unseren Experten der Energiewirtschaft gerne bei der Lösung kaufmännischer und rechtlicher Fragestellungen im Zusammenhang mit der Entwicklung und Prüfung entsprechender Geschäftsmodelle.

Kontakt für weitere Informationen:



Christian Marthol

Rechtsanwalt

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 55

E-Mail: christian.marthol@roedl.com



Benjamin Hufnagel

Wirtschaftsingenieur (B.Eng)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 70

E-Mail: benjamin.hufnagel@roedl.com



Europäische Union

> Der Europäische Energiebinnenmarkt – Neue Chancen für Stadtwerke?

Von Benjamin Richter

Seit Gründung des europäischen Binnenmarktes in den 90er Jahren ist die europäische Energiepolitik von der Idee der Schaffung eines einheitlichen Energiebinnenmarktes geprägt. Zuletzt wurde im Mai 2014 ein großer Meilenstein auf dem Strommarkt erreicht, da sich 17 EU-Mitgliedstaaten zu einer Marktkopplung der „Day-Ahead-Strommärkte“ zusammengeschlossen haben. Klare Vorteile eines vollendeten Energiebinnenmarktes sehen wir insbesondere für kommunale Stadtwerke, für die es dann z. B. die Möglichkeit gäbe, Strom aus Erneuerbaren Energien an andere Mitgliedstaaten weiterzuverkaufen bzw. Erzeugungsanlagen in anderen Mitgliedstaaten selbst zu errichten, um den Strom in Deutschland zu vermarkten. Bereits jetzt kann es vorteilhaft sein, sich entsprechende EU-weit vorhandene Projektrechte zu sichern.

Die Energiepolitik der Europäischen Union basiert auf den Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Seit der Gründung des europäischen Binnenmarktes in den 90er Jahren ist die europäische Energiepolitik von der Idee der Schaffung eines Energiebinnenmarktes geprägt. Der Energiebinnenmarkt ist gleichermaßen Mittel, um diese drei Ziele zu erreichen, als auch das Ergebnis daraus. Dabei bezieht er sich hauptsächlich auf den Elektrizitäts- und den Gasmarkt, also auf leitungsgesundene Energieträger. Allerdings bestehen große nationale Unterschiede zwischen den Elektrizitäts- und Gasmärkten der Mitgliedstaaten. Der Entwicklungsprozess hin zu einer gemeinsamen Linie ist zähflüssig, da aktuell zunächst viele verschiedene Systeme und Ansichten angeglichen werden müssen. Nach der Neubesetzung des EU-Parlaments wird sich in den nächsten Monaten herausstellen, wie das neue Parlament und die Kommission mit ihrem zukünftigen Präsidenten die Entwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes vorantreiben werden und ob schon entwickelte Pläne und Regelungen nochmals verworfen werden oder nicht.

Schritte zur Implementierung des Energiebinnenmarktes

Der wichtigste Schritt zur Implementierung des Energiebinnenmarktes ist die Liberalisierung der Märkte und die Ermöglichung von Wettbewerb. Um dies zu erreichen, wurde zunächst versucht, die Eigentumsverhältnisse der Netze und des Stromvertriebs europaweit zu trennen. Die bisherigen Anläufe dazu waren allerdings nur teilweise erfolgreich. Es steht zu befürchten, dass durch eine etwaige Verweigerung des Netzzugangs, überhöhte Netzentgelte oder die selektive Weitergabe von wichtigen Informationen neuen Anbietern der Zugang zum Markt erschwert oder gar unmöglich gemacht wird.¹ Bereits seit den 90er Jahren versucht die EU mit ihrer Energiepolitik genau das zu ändern.

Um die Liberalisierung der Energiemärkte voran zu treiben, wurde bereits ein Großteil der nationalen Regulierungsbehörden umstrukturiert oder verstärkt. Zudem soll die europäische Regulierungsagentur „ACER“ („Agency for the Cooperation of Energy Regulators“) die Zusammenarbeit der nationalen Energieregulierungsbehörden besser koordinieren und grenzüberschreitend Aktivitäten von Versorgern regulieren.² Ziel dieser ist unter anderem, Endverbrauchern in allen Ländern die Möglichkeit zu geben, ihren Anbieter für Strom und Gas frei wählen und möglichst kurzfristig und unkompliziert wechseln zu können.³ Aufgrund der großen Unterschiede in der Energiepolitik und der Erzeugungsstruktur der EU-Mitgliedstaaten ist die Schaffung eines einheitlichen Energiebinnenmarktes in Europa jedoch einfach nicht in einem Schritt umzusetzen.⁴ Verschiedene Nachbarstaaten arbeiten schon seit längerem in eigenständigen Initiativen zusammen und versuchen jeweils einen „lokalen Binnenmarkt“ einzurichten, um die Unterschiede zwischen den Energiestandards der beteiligten Länder anzupassen. Für Strom gibt es mittlerweile sieben Initiativen, für Gas sind es derzeit drei.⁵

Aktuelle Meilensteine

Auf dem Strommarkt wurde zuletzt am 13. Mai 2014 ein großer Meilenstein erreicht: 17 EU-Mitgliedstaaten (Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Schweden, Großbritannien, Spanien, Frankreich, Portugal), sowie Norwegen haben sich zu einer Marktkopplung der „Day-Ahead-Strommärkte“ zusammengeschlossen.⁶ Durch die Marktkopplung werden alle Kauf- und Verkaufsangebote der Region zusammengefasst, wodurch sich ein großer integrierter Strommarkt bildet, der über 75 Prozent des derzeitigen Stromverbrauchs der EU abbildet. Daraus resultiert zwar zunächst lediglich ein europaweiter Preisbildungsmechanismus, die tatsächliche technische Anpassung

und genaue Ausgestaltung der Nutzung der Übertragungsnetze ist damit allerdings noch nicht geregelt. Aktuell handelt es sich bei der Kopplung noch um ein Pilot-Projekt, doch die EU-Kommission arbeitet bereits an einer Verordnung, die zumindest die Marktkopplung für ganz Europa verbindlich machen soll.⁷ Zuletzt haben nach Meldung der Bundesnetzagentur vom 05. Juni 2014 die Regulierungsbehörden der Länder Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, der Niederlande und Österreichs mit einer gemeinsamen Konsultation die erste Phase des Genehmigungsverfahrens zur lastflussbasierten Marktkopplung begonnen.⁸

Zukünftige Entwicklung

Der Energiebinnenmarkt soll nach Mitteilung der EU vom 15. Dezember 2012 im Jahr 2014 vervollständigt werden.⁹ Obwohl viele der gesetzlichen Fristen bereits verstrichen sind, wurden nicht alle Rechtsvorschriften von den Mitgliedstaaten umgesetzt. Entsprechende Verfahren wegen Vertragsverletzungen wurden bereits durch die EU-Kommission eingeleitet. Aktuell ist zudem der Entwicklungsprozess des Strom-Binnenmarktes ins Stocken geraten, ein sogenanntes „Komitologie-Verfahren“.¹⁰ Die vom Verband der Übertragungsnetzbetreiber „Entso-E“ („European Network of Transmission System Operators for Electricity“) entworfenen Regeln (sog. „Netzkodizes“¹¹) für den grenzüberschreitenden Stromhandel sollen jetzt zusätzlich durch grenzüberschreitende Kapazitätsmechanismen ergänzt werden, was von einigen Experten jedoch kritisch gesehen wird, da daraus eine Gefahr für eine schnelle Abwicklung des Verfahrens entstehen könnte.

Es gibt noch viele Herausforderungen, die nicht allein auf politischer Ebene zu lösen sind, wie beispielsweise der Bau neuer Stromtrassen. Hier kann die EU lediglich Anreize zum Netzausbau geben, die Entscheidung für den Bau von neuen Strom- oder Gastrassen treffen am Ende in den meisten Staaten aber privatwirtschaftliche Unternehmen.¹²

Chancen für Stadtwerke

Klare Vorteile eines vollendeten Energiebinnenmarktes sehen wir insbesondere für kommunale Stadtwerke. Durch einen diskriminierungsfreien grenzüberschreitenden Handel gäbe es die Möglichkeit, z. B. Wind-, Solar- oder Tiefengeothermiestrom in andere Mitgliedstaaten weiterzuverkaufen. Kommunale Stadtwerke könnten somit zukünftig Solar-, Wind- oder Tiefengeothermieanlagen an geeigneten Standorten, beispielsweise in Spanien, direkt selbst errichten, um den Strom nach Deutschland zu leiten und hier zu vermarkten. Weiterhin wäre der Kauf und die Weitergabe z. B. von Solarstrom aus Spanien oder Tiefengeothermiestrom aus Italien möglich und damit eine effiziente Möglichkeit, die vielerorts vorhandenen politischen Vorgaben der jeweiligen Gesellschafter einzuhalten.

Bislang bestehen eine Reihe von Konzepten, bei denen sich deutsche Stadtwerke finanziell an Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien beteiligen, um über diesen Umweg entsprechende Vorgaben umzusetzen. Dies kann allerdings bis dato nur innerhalb Deutschlands erfolgen. Bereits jetzt kann es in einzelnen Fällen vorteilhaft sein, sich entsprechende EU-weit vorhandene Projektrechte zu sichern. Wir unterstützen Sie gerne bei der Identifikation solcher Chancen und werden zukünftig weiter über den Stand des Verfahrens informieren.

Kontakt für weitere Informationen:



Benjamin Richter

Dipl.-Betriebswirt (FH)

Tel.: +49 (9 11) 91 93-36 10

E-Mail: benjamin.richter@roedl.com

¹http://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/Kurzanalysen/Cep-Kompass_Energiepolitik/cepKompass_EU-Energiepolitik.pdf, 17.10.13

²<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiepolitik/europaeische-energiepolitik,did=281898.html>, 16.10.13

³http://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/Kurzanalysen/Cep-Kompass_Energiepolitik/cepKompass_EU-Energiepolitik.pdf, 17.10.13

⁴<http://www.bpb.de/internationales/europa/europaeische-union/42855/binnenmarkt>, 16.10.13

⁵http://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/Kurzanalysen/Cep-Kompass_Energiepolitik/cepKompass_EU-Energiepolitik.pdf, 17.10.13

⁶http://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/press/South-Western_and_North-Western_Europe_day-ahead_markets_successfully_coupled, 05.06.2014

⁷http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/internal_market_de.htm, 19.2.14

⁸<http://www.zfk.de/politik/recht-regulierung/artikel/schritt-zum-eu-binnenmarkt-fuer-strom.html>, 05.06.2014

⁹http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_jem_0663_de.pdf, 05.06.2014

¹⁰Der Begriff „Komitologie“ bezeichnet das System der Verwaltungs- und Expertenausschüsse innerhalb der EU. Verantwortlich für den Erlass von EU-Richtlinien sind die sogenannten Komitologie-Ausschüsse.

¹¹„Netzkodizes“ sind Europäische Anwendungsvorschriften für Netzbetreiber und Erzeuger.

¹²<http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152515/energiebinnenmarkt-der-eu>, 16.10.13

Rödl & Partner intern

> Veranstaltungshinweise

Thema	Erfolgreiche Übernahmen und Kommunalisierungen von Energieversorgungsnetzen – Best Practice Projekte
Termin / Ort	15. Juli 2014 / Nürnberg

Thema	Zukunft der Preisgleitformeln in der Wärmewirtschaft?!
Termin / Ort	31. Juli 2014 / Köln

Thema	Aktuelle Herausforderungen und Trends im Stadtwerkevertrieb
Termin / Ort	28. August 2014 / Köln

Thema	Breitband – Entwicklungsperspektiven, Chancen und Risiken in der Umsetzung
Termin / Ort	4. November 2014 / Nürnberg 13. November 2014 / Köln

Thema	4. Branchentreffen Erneuerbare Energien
Termin / Ort	19. November 2014 / Nürnberg

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen:



Peggy Kretschmer

B.Sc. Wirtschaftswissenschaften

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 02

E-Mail: peggy.kretschmer@roedl.com



Fundamente schaffen

„Ob ein guter Plan, eine genaue Analyse oder eine stabile Finanzierung – nur mit einem soliden Fundament kann wahrhaft Großes entstehen.“

Rödl & Partner

„Es ist wie bei einem Baum: Spektakuläre Menschentürme wachsen nur, wenn die Basis am Boden fest verwurzelt ist.“

Castellers de Barcelona



„Jeder Einzelne zählt“ – bei den Castellers und bei uns.

Menschentürme symbolisieren in einzigartiger Weise die Unternehmenskultur von Rödl & Partner. Sie verkörpern unsere Philosophie von Zusammenhalt, Gleichgewicht, Mut und Mannschaftsgeist. Sie veranschaulichen das Wachstum aus eigener Kraft, das Rödl & Partner zu dem gemacht hat, was es heute ist.

„Força, Equilibri, Valor i Seny“ (Kraft, Balance, Mut und Verstand) ist der katalanische Wahlspruch aller Castellers und beschreibt deren Grundwerte sehr pointiert. Das gefällt uns und entspricht unserer Mentalität. Deshalb ist Rödl & Partner eine Kooperation mit Repräsentanten dieser langen Tradition der Menschentürme, den Castellers de Barcelona, im Mai 2011 eingegangen. Der Verein aus Barcelona verkörpert neben vielen anderen dieses immaterielle Kulturerbe.

Impressum Kursbuch Stadtwerke

Herausgeber:

Rödl & Partner GbR

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Tel.: +49 (9 11) 91 93-35 03 | pmc@roedl.de

Verantwortlich

für den Inhalt:

Martin Wambach – martin.wambach@roedl.com

Kranhaus 1, Im Zollhafen 18 | 50678 Köln

Anton Berger – anton.berger@roedl.com

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Layout/Satz:

Katharina Muth – katharina.muth@roedl.com

Äußere Sulzbacher Str. 100 | 90491 Nürnberg

Dieser Newsletter ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Newsletters und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl & Partner übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieses Newsletters trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt der Newsletter und der fachlichen Informationen im Internet nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.