

POTENZIALE HEBEN!

Fokus Verteilnetze

bne fordert Transparenz und Effizienz





Editorial



Liebe Leser,

mit einem Mal scheint parteiübergreifend klar zu sein: Atomkraftwerke sollten so bald wie möglich stillgelegt, Erneuerbare so schnell es geht ausgebaut werden. Insbesondere Verteilnetze geraten dadurch in den öffentlichen Fokus. Denn dort wird in Zukunft nicht nur Energie verteilt und ausgespeist, sondern auch dezentral erzeugte Energie aufgenommen. Dass die Netze dafür notwendigerweise ausgebaut werden müssen, ist Konsens. Doch entgegen der seit Jahren immer wieder vorgetragenen Forderung der Netzbetreiber nach mehr Geld muss die Handlungsmaxime lauten: So viel Ausbau wie nötig, so wenig Kosten wie möglich. Das erfordert – neben radikaler Transparenz im Monopolbereich Netz – eine tabulose Suche nach Bereichen, in denen Kostenkompensation durch Effizienzsteigerung möglich ist. Denn steigende Kosten werden den Bürgern nur vermittelbar sein, wenn gleichzeitig belegt wird, dass Ineffizienzen nicht mehr toleriert werden – weder aus politischen noch sentimental Gründen.

In dieser Ausgabe des bne-kompass nehmen wir die Verteilnetze ins Visier und zeigen ganz gezielt jene Potenziale auf, die auf Verteilnetzebene zu heben sind. In einem Grundsatzartikel belegt Dr. Thies Clausen, dass Kommunen beim Kauf von Energienetzen wenig zu gewinnen, aber viel zu verlieren haben (S. 4). Dass Städte und Gemeinden über die Konzessionsabgaben sehr viel Geld verdienen können, ohne Eigentümer der Netze sein zu müssen, erläutert Anne Köhler auf Seite 8. Dr. Andrea Schweinsberg vom Wissenschaftlichen Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) konstatiert: Es gibt viele Kleinstnetze, die zu teuer agieren und viele Landesregulierungsbehörden, die zu uneinheitlich entscheiden (S. 16). Die Mehrkosten zahlt am Ende der Verbraucher. In England und Frankreich ist man da besser aufgestellt, wie der Ländervergleich von Dr. Ferdinand Pavel vom DIW econ zeigt (S. 11). Wie sich diese Ungereimtheiten für Neue Energieanbieter auswirken, erklärt Dr. Thomas Mecke, Geschäftsführer der Iekker Energie GmbH. Er sieht die Lösung in einer Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber zu transparentem Handeln und rechtzeitiger Offenlegung der Daten (S. 9).

Auch der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) sieht Handlungsbedarf auf Verteilnetzebene: Erneuerbare Erzeuger sollten deshalb den Bau von Einspeisenetzen selbst in die Hand nehmen (S. 14). Zukunftsweisend ist der Vorschlag von Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer von der Technischen Universität Clausthal: Er sieht eine große Chance in verstärkten Kooperationen kommunaler Netzbetreiber (S. 12).

Ich wünsche Ihnen eine interessante und anregende Lektüre!


Robert Busch
Geschäftsführer

Inhaltsverzeichnis

bne spotlights

03

Kommentar: Fusion statt Fission

03

bne-Neujahrsempfang: Hoch hinaus

03

bne fokus

04

Rekommunalisierung: Mythos und Realität

05

Konzessionsabgaben: Cash Cow der Kommunen

08

Holpriger Wettbewerb durch undurchsichtige Netzstruktur

09

bne perspektive

11

Gastbeitrag von Dr. Ferdinand Pavel:

Verteilnetze im europäischen Vergleich

11

Interview mit Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer:

Die Chance für Kommunen liegt in Kooperationen

12

Gastbeitrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V.:

Windbranche kann Einspeisenetze schnell und kostengünstig realisieren!

14

Gastbeitrag von Dr. Andrea Schweinsberg:

Wie effizient sind deutsche Verteilnetze?

16

bne intern

18

bne-Fachtagung zur EnWG-Novelle:

Kartellamt warnt vor Balkanisierung der Verteilnetze

18

Fachtagung von bne und Britischer Botschaft:

Neuer Markt für Energieeffizienz

18

bne stellt vor

19

Köpfe der Energiepolitik

Folge 11: Fragen an Klaus Breil, MdB

19

Impressum

Herausgeber: Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.

Vereinsregister-Nr.: 23212Nz AG Charlottenburg

V.i.S.d.P.: Robert Busch (RB)

Redaktion: Kerstin Maria Rippel (KR)

Mitarbeit: Dr. Thies Clausen (TC), Anne Köhler (AK), Cornelia Nix (CN), Margrit Zubler Homuth

Gastautoren dieser Ausgabe: Hermann Albers, Dr. Thomas Mecke, Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, Dr. Ferdinand Pavel, Dr. Andrea Schweinsberg

Umsetzung: FORMZO GmbH, www.formzo.de

Produktion: Pinguin Druck GmbH

Fotos: Fotolia (S. 4,6,9,12,14,16), Nils Leiser (S.3), Sven Lambert (S.18)

Ausgabe: 01/2011 **Auflage:** 1.800

Redaktionsschluss: 7. April 2011

© bne (Nachdruck – auch auszugsweise – nur mit Genehmigung des Herausgebers)

Fusion statt Fission

Ein Kommentar von Robert Busch

Der geplante Umbau der Energielandschaft ist ein gewaltiges Unterfangen mit enormen Kosten: Übertragungsnetze, Verteilnetze und Kuppelstellen müssen leistungsfähiger werden. Auch auf den anderen Wertschöpfungsstufen sind steigende Kosten zu erwarten: Smart Metering verschlingt enorme Summen. Speichertechnologien müssen erforscht, gebaut und bezahlt werden. Die EEG-Umlage ist bereits hoch und wird tendenziell noch höher. CO₂-Zertifikate steigen durch den zusätzlichen Bedarf der Gas- oder Kohlekraftwerke, die – nun wohl wieder – als Ersatz für die Kernkraft und als Ergänzung der erneuerbaren Energien gebraucht werden. Auf eine Wiederkehr des niedrigen Börsenpreisniveaus kann nach dem forcierten Kernkraft-Ausstiegsszenario niemand mehr setzen.

Wo also können Kosten kompensiert werden, wo können Effizienzen gehoben, wo alte Fehler beseitigt und neue vermieden werden? Hier lohnt ein Blick auf das letzte verbliebene Monopol der Energiewirtschaft: das Netz. Neben der umstrittenen Frage, wie viel Geld Netze verdienen dürfen, rückt als Konsequenz des Phänomens „Rekommunalisierung“ zusehends eine zweite Frage in den Fokus: Wie wird eine effiziente Struktur der Netze sichergestellt? Bislang wurde die Existenz eines jeden Netzes – ungeachtet seiner Größe – als

gegeben angesehen und allein die Netzentgelte und diskriminierende Verhaltensweisen untersucht. Das muss sich ändern!

Um nicht falsch verstanden zu werden: Gegen den Wunsch einer Kommune, Eigentümer von Infrastrukturnetzen zu sein, um eine risikoadäquate sichere Verzinsung zu erlangen, ist zunächst nichts einzuwenden. (Und dass für Neuanlagen mit 9,29 % vor Steuern eine verlockende Verzinsung gegeben ist, zeigt ein vergleichender Blick auf andere ebenfalls als risikoarm geltende Anlagen: Die Benchmark Bundesbank beträgt bei Restlaufzeit über sieben Jahre nicht einmal 3,5 % vor Steuern. Die Inhaberschuldverschreibungen auf kommunaler Ebene zur Finanzierung von Energieprojekten, die risikoreicher sind als bloßer Netzbetrieb, liegen bei 4 % vor Steuern.) Diese sichere Art der Geldanlage im Monopol bedarf im Gegenzug der Kontrolle – was uns zur Kernfrage zurückbringt: Wo kann mittels effizienterer Strukturen gegengesteuert werden, wo herrscht bisher noch keine ausreichende Transparenz? Nachdem auf der Übertragungsebene weitgehende Veränderungen stattgefunden haben, wendet sich der Blick aktuell wieder auf die Verteilnetze, auf deren Ebene alles andere als klare Sicht herrscht. Stattdessen leistet man sich an dieser zentralen Stelle unserer Wirtschaftsinfrastruktur hunderte von

Reservaten kleiner und kleinster Netze, integriert geführt mit den im Wettbewerb stehenden Vertriebsschwestern, durch mannigfache Ausnahmen geschützt vor Regulierung und Effizienzvergleichen. Und vor Transparenz „schützt“ man sich durch die Legende vom Geschäftsgeheimnis im Monopolbereich.

Man staunt: Stromnetze sind eine der volkswirtschaftlich wichtigsten Ressourcen und durch nichts zu ersetzen – ihr Umbau ist eine der größten und kapitalintensivsten Herausforderungen der Gegenwart. Doch statt eines straffen Effizienzkonzeptes bietet Deutschland das in Europa einmalige Bild einer überkommenen Mischung kleinteiligster Monopolstrukturen, eingebettet in integrierte Unternehmen. Solche Strukturen stehen längst in der Pflicht zu beweisen, dass sie für die effiziente Bewältigung der genannten Aufgaben geeignet sind. Sie müssen sich die Frage gefallen lassen, ob wirklich alles getan ist, um Netzentgelte – bei allen berechtigten Kosten für den Netzausbau – so niedrig wie möglich zu halten! Immer mehr Gutachten stellen dies in Frage. Die Antwort fällt einfach aus: Geld nur gegen Transparenz! Gerade weil der Netzausbau so viel Geld kosten wird, kann er nur mit zeitgemäßen effizienten und vor allem transparenten Strukturen gelingen.

bne-Neujahrsempfang 2011

Hoch hinaus

Über den Dächern Berlins hatte der bne zu seinem diesjährigen Neujahrsempfang geladen. Zum ersten Mal außerhalb der eigenen Geschäftsstelle feierten die Neuen Anbieter am 24. Februar mit 200 geladenen Gästen aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft, aus Verbänden, Ministerien und Medien. Die Sky-lounge im ewerk Berlin eröffnete den Blick

über das nächtliche Berlin, das gelungene Live-Cooking des österreichischen Chefkochs Harald Höllrigl regte die Geschmacksnerven an und die Jazzband Trikolos brachte am Ende sogar hartgesottene Energiewirtschaftler zum Tanzen. Als Ehrengast des Abends betonte der Präsident der Bundeskartellamtes, Andreas Mundt, in seiner Keynote ein-

mal mehr und sehr eindrucksvoll: Die Kartellwächter stehen hinter den Neuen Energieanbietern – der Kampf für weiter wachsenden Wettbewerb erfolgt Seite an Seite. Doch nicht nur Freude teilte er mit dem bne an diesem Abend, sondern auch ein wenig Leid: „Der Trend zu Rekommunalisierung“, so Mundt, „bereitet mir große Sorge!“ **KR**



Fokus Verteilnetze

bne fordert Transparenz und Effizienz

Zwei Zahlen genügen, um die Situation zu verstehen und den Handlungsbedarf zu erkennen: Während die Briten mit exakt 12 Verteilnetzbetreibern auskommen, leistet sich Deutschland 1.561 unterschiedliche Betreiber von Gas- und Stromverteilnetzen. Es kommt noch schlimmer: Über 90 Prozent dieser Netzbetreiber sind so klein, dass sie von jenen gesetzlichen Regeln ausgenommen sind, die für neutralen Netzbetrieb sorgen sollen.

Die komplexen Folgen dieser unguten Situation für Wettbewerb und Neue Anbieter schildern bne-Experten auf den folgenden Seiten des **bne fokus**:

bne fokus 1:

Rekommunalisierung - Mythos und Realität

Seite 05

bne fokus 2:

Konzessionsabgaben - Cash Cow der Kommunen

Seite 08

bne fokus 3:

Holpriger Wettbewerb durch undurchsichtige Netzstruktur

Seite 09



Rekommunalisierung

Mythos und Realität

In einem Grundsatzartikel räumt Dr. Thies Clausen, Netzexperte des Bundesverbandes Neuer Energieanbieter e.V., mit den gebetsmühlenartig vorgetragenen Mythen der Rekommunalisierungs-Jünger auf. Sein Fazit: Der Rückkauf der Energienetze bringt den Kommunen weder Einfluss auf den Energiemix noch auf die Energiepreise. Stattdessen werden sie als Netzbetreiber mit komplexen Anforderungen konfrontiert, denen sie umso weniger genügen können, je kleiner sie sind.

Was ist Rekommunalisierung?

In Deutschland schließen die Gemeinden Konzessionsverträge mit Unternehmen, die das Gas- oder das Stromverteilnetz betreiben – so sieht es das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vor. In diesen Konzessionsverträgen räumt die Gemeinde dem Verteilnetzbetreiber Wegenutzungsrechte ein, ohne die die Verlegung von Leitungen und der Betrieb der Netze nicht möglich sind (siehe zum Thema Konzessionsabgaben auch S. 8). Für maximal zwanzig Jahre dürfen Gemeinde und Verteilnetzbetreiber sich durch den Konzessionsvertrag aneinander binden.

Diese Regelung ist der rechtliche Hintergrund dessen, was unter Rekommunalisierung verstanden wird: Der aktuelle Trend, dass Gemeinden nach Ablauf eines Konzessionsvertrages ihren eigenen, kommunalen Unternehmen das Recht auf den Netzbetrieb einräumen. In Deutschland gibt es über 1.500 Gas- und Stromverteilnetzbetreiber, mit denen die Gemeinden schätzungsweise 20.000 Konzessionsverträge geschlossen haben. Einige Verteilnetzbetreiber unterhalten größere Verbundnetze, die den Netzbetrieb mehrerer Gemeinden auf sich vereinen. Im internationalen Vergleich ist die Fragmentierung der deutschen Verteilnetzlandschaft allerdings beträchtlich und weist eine steigende Tendenz auf. Ein weiterer Schub ist für das laufende und das kommende Jahr zu erwarten, denn knapp 3.000 Konzessionsverträge laufen in diesen beiden Jahren aus. Hält der Trend zur Rekommunalisierung an, wird die Zahl der Verteilnetze er-

heblich steigen: Kleinere Verteilnetze werden dann aus den größeren Verbundnetzen herausgelöst und von neu entstehenden kommunalen Netzbetreibern übernommen.

Wie ist der Rekommunalisierungstrend, wie die Fragmentierung der Verteilnetze zu bewerten? Sortieren wir die Argumente in einer von Missverständnissen geprägten Debatte.

Woran ist der Trend zur Rekommunalisierung grundsätzlich zu messen?

Sauber, preiswert und sicher soll die Energieversorgung der Zukunft sein. So sieht es das europäische und das nationale Energierecht vor und so ist es weitreichender gesellschaftlicher Konsens. Doch hält dieser Konsens weniger ein Ziel als einen Zielkonflikt fest. Zwei Eckpunkte des energiepolitischen Zieldreiecks lassen sich schon heute erfüllen – unter Aufopferung des jeweils dritten. Das lässt sich auch so wenden: Unsere Energieversorgung wird bis auf Weiteres nur in dem Maße sauber und sicher sein können, wie es gelingt, ihre Kosten unter Kontrolle zu halten. Und deshalb gehören sämtliche energiewirtschaftliche Strukturen auch auf den Prüfstand der Wirtschaftlichkeit. Das gilt vor allem für die Verteilnetze im Strom- und Gasbereich. Besondere Aufmerksamkeit verdienen sie, weil Energienetze natürliche Monopole darstellen und ihre Bewirtschaftung deshalb reguliert wird. Auf die disziplinierende Wirkung des Wettbewerbs kann man im Netzbereich also nicht hof-

fen. Hinzu kommt die besondere Funktion des Netzbetriebs im Rahmen der liberalisierten Energiewirtschaft. Netzen kommt die Rolle neutraler Plattformen für die wettbewerblich organisierten Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel und Vertrieb zu. Ist diese Neutralität im Netzbereich nicht gegeben, strahlt dies negativ auf alle anderen energiewirtschaftlichen Bereiche aus. Mit einem möglichst kostengünstigen Netzbetrieb und den Neutralitätserfordernissen sind wichtige Kriterien benannt, an denen sich der gegenwärtige Rekommunalisierungstrend messen lassen muss.

„Ein Neuer Anbieter muss für den Aufbau eines bundesweiten Vertriebes derzeit 1.561 Lieferantenrahmenverträge abschließen.“

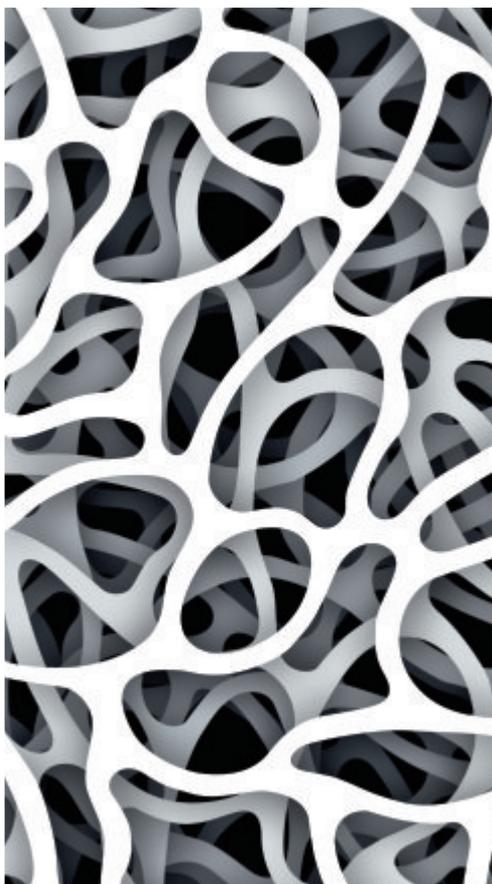
Begleiten wir mit diesen Kriterien im Hinterkopf gedanklich den Rekommunalisierungsprozess: Hat eine Gemeinde dem eigenen Stadtwerk den Zuschlag für den Verteilnetzbetrieb erteilt, sind teils erhebliche technische und leitungsbauliche Maßnahmen nötig, um die autonome Schaltbarkeit des Verteilnetzes herzustellen, das zuvor Bestandteil eines größeren Verbundnetzes war. Die anfallenden Ausbindungskosten werden über Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt, damit steigen die Energiepreise, ohne dass sich die Qualität der Versorgung verbessert. Durch Ausbindungen entstehen gleichzeitig relativ kleine Netze. Dadurch können Skaleneffekte beim Netzbetrieb nicht gehoben werden. Die Kosten für die Abwicklung der Betriebsprozesse, für Wartung, Einkauf und Planung des Netzausbaus sind höher, wenn sie nicht über größere Netze verteilt werden können. Aus diesen grundlegenden betriebswirtschaftlichen Gründen ist unbestreitbar, dass kleinere Netzbetreiber vergleichsweise ineffizient sind. Dieser Punkt sollte nicht bagatellisiert werden, er führt zu erheblichen Mehrkosten, die der Endkunde über die Netzentgelte zahlt (siehe dazu S. 16).



Auch die durch Rekommunalisierungen weiter wachsende Anzahl der Verteilnetzbetreiber ist wirtschaftlich problematisch. Sie stellt eine enorme Markteintrittsbarriere für Neue Energieanbieter dar und dämpft die Aktivitäten existierender Marktteilnehmer. Beim Aufbau eines deutschlandweiten Vertriebs von Energie entstehen extrem hohe Transaktionskosten. So muss beispielsweise ein Neuer Energieanbieter gegenwärtig für den Aufbau eines bundesweiten Strom- und Gasvertriebs allein 1.561 Lieferantenrahmenverträge abschließen. Wer sich von dieser überwältigenden Komplexität nicht abschrecken lässt, konzentriert sich zumeist auf die größeren Verteilnetze. Diese Verhältnisse führen zu generell geringerer Wettbewerbsintensität, insbesondere in kleinen Netzen (siehe dazu den Beitrag der lecker Energie S. 9). Dies wirkt wiederum kostentreibend für Endkunden. Aktuelle Schätzungen gehen von fünf Milliarden Euro (!) unnötiger Mehrkosten pro Jahr aus, die schon jetzt durch die kleinteilige Verteilnetzstruktur in Deutschland verursacht werden.

Diese nachteiligen Effekte der Rekommunalisierung werden dadurch verschärft, dass eine wirksame Entflechtung auf Verteilnetzebene nur ansatzweise stattgefunden hat. Damit Netzbetreiber wirklich neutral agieren, ist ihre Entflechtung von anderen Wertschöpfungsstufen von essentieller Bedeutung für die liberalisierte Marktordnung. Folgerichtig ist sie deshalb im EnWG als Normalfall vorgesehen. Für Verteilnetze mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden sieht das EnWG eine Ausnahmeregelung vor. Tatsächlich kann von einer Ausnahme allerdings keine Rede mehr sein: Heute fallen deutlich über neunzig Prozent der Verteilnetzbetreiber unter diese De-minimis-Regelung. Damit ist der eigentliche Ausnahmefall zum Normalzustand geworden. Netzbetreiber haben dadurch keinerlei Anreize, neutral zu agieren, das genaue Gegenteil ist der Fall: Vertikal integrierte kommunale Energieversorgungsunternehmen stellen sich nicht dann am besten, wenn sie ihr Netz diskriminierungsfrei betreiben, sondern wenn sie ihren verbundenen Vertrieb begünstigen. Hierzu die repräsentative Stimme eines unserer Mit-

gliedsunternehmen: „Die meisten Diskriminierungen im Netz erfahren wir von kommunalen integrierten Versorgern, oft mit obrigkeitlicher Anmaßung. Dort wo der Netzbetrieb auch gesellschaftsrechtlich entflochten ist und ein Netzbetreiber mehrere Grundversorger abdeckt (also keine 1:1 Beziehung mehr mit dem Vertrieb besteht), entwickelt sich zügig Professionalität und damit Fairness im Umgang mit Drittlieferanten.“



Es ließen sich an dieser Stelle weitere Probleme diskutieren, die der Trend zur Rekommunalisierung mit sich bringt oder verschärft. Da ist an die Frage nach der Innovationsfähigkeit und der Investitionskraft kommunaler Netzbetreiber in Zeiten der notwendigen Erhaltung der Verteilnetze zu denken; da ist die vom Bundeskartellamt verurteilte Diskriminierung von Drittlieferanten im Zusammenhang mit der Erhebung der Konzessionsabgabe (siehe auch hierzu S. 8); da sind die vielen Beispiele kommunaler Netzbetreiber, die schlichtweg zu klein zu sein scheinen, um den erforderlichen Professionalitätsgrad für die gestiegenen Anforderungen des Betriebs

moderner Verteilnetze zu erreichen; da ist die offenbar weniger strenge Regulierung kleiner Verteilnetzbetreiber durch Landesregulierungsbehörden (siehe auch hierzu S. 16). Zu all diesen Themen gäbe es noch viel zu sagen, um aber ein Zwischenfazit zu fällen, ist das nicht nötig: Die Tendenz zur Rekommunalisierung geht ganz klar zu Lasten des Wettbewerbs, zu Lasten volkswirtschaftlicher Effizienz und zu Lasten der Endverbraucher.

Was spricht für Rekommunalisierungen?

Oder besser: Welche Argumente bringen ihre Befürworter vor? Eine Analyse offenbart, dass weder im öffentlichen, noch in Teilen des politischen Diskurses, noch unter kommunalen Entscheidungsträgern bisher ausreichend durchgedrungen ist, was Rekommunalisierung unter den Bedingungen des liberalisierten Energiemarktes tatsächlich bedeutet. Die meisten Bürger überschätzen die Gestaltungsmöglichkeiten, die mit dem Rückkauf von Netzen verbunden sind. Kämmerer schielen oft neidvoll auf die Einnahmen von Kommunen mit eigenen Stadtwerken, ohne nach der Art der Einnahmen zu differenzieren. Gemeinderäte, die nur alle zwanzig Jahre mit dem Konzessionsvertrag befasst sind, müssen häufig auf Berater und deren Interpretation des Gemeindegewohls zurückgreifen.

Um zumindest den meistverbreiteten Rekommunalisierungsmythen entgegenzutreten, nachfolgend einige Feststellungen zum Netzbetrieb in der liberalisierten Energiewelt:

1. Bei der Übernahme der Netze werden **keine Endkunden übernommen**. Der Kauf eines Netzes berührt die Vertragsverhältnisse zwischen Energielieferanten und Endkunden in keiner Weise. Der kommunale Netzbetreiber ist verpflichtet, den Lieferanten das Netz für die Endkundenbelieferung zur Verfügung zu stellen. Ein neu gegründetes Stadtwerk muss seinen Vertrieb, insbesondere seinen Kundenstamm, mit ungewissen Erfolgsaussichten vollständig neu aufbauen.



2. Durch die Rekommunalisierung kann die Kommune **keinen Einfluss auf die Energiepreise** nehmen. Die Kosten für Strom- und Gaslieferung sind Gegenstand von Verträgen zwischen Lieferanten und Endverbrauchern. Energie- und Umsatzsteuer, EEG- und KWK-Umlage sowie die Konzessionsabgabe sind unabhängig vom Eigentum am Netz. Die Netzentgelte werden von der Bundesnetzagentur reguliert. Dass ein neuer Netzbetreiber zu Gunsten der Kunden die behördlich genehmigten Netznutzungsentgelte unterschreitet, ist bisher nicht vorgekommen. Würden mit Profite aus dem Netzbetrieb die Energiepreise eines ggf. ebenfalls vorhandenen kommunalen Vertriebs gesenkt, läge sogar ein Fall illegaler Quersubventionierung vor.
3. Durch die Übernahme der Netze erhält die Kommune **keinen Einfluss auf den Energiemix** – insbesondere die Förderung dezentraler und erneuerbarer Erzeugung lässt sich durch den Netzkau nicht erreichen. Die tatsächlich und rechtlich vorgesehene Rolle des Verteilnetzbetreibers besteht ausschließlich darin, Energie diskriminierungsfrei zu transportieren. Statt vom Netzbetrieb ist der Energiemix von Investitionsentscheidungen im Erzeugungssektor und im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes abhängig, vom Handel und vom Vertrieb der Energieprodukte an die Endkunden. In diesen vom Netz unabhängigen energiewirtschaftlichen Bereichen können und sollen sich kommunale Unternehmen betätigen – mit dem Netzbetrieb haben solche Aktivitäten nichts zu tun.
4. Kommunen haben ohnehin das **Recht zur Erhebung von Konzessionsabgaben**, unabhängig davon, ob die Kommune selbst oder ein Dritter das Netz betreibt. Auch in diesem Bereich bringt die Rekommunalisierung damit keine Vorteile (siehe dazu S. 8).
5. Der Netzbetrieb stellt heute höhere Anforderungen an den Betreiber als noch zu gebietsmonopolistischen Zeiten: Die Koordination der Akteure auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen und der für die Integration erneuerbarer

erer Energien nötige Netzausbau erfordert den Aufbau von Systemen und Know-how. Dies ist **komplex und kostspielig**, im Falle eines Misserfolgs drohen regulatorische Sanktionen: Die in der Netzregulierung festgelegte Maximalrendite, mit der bei Rekommunalisierungsprojekten gerne gerechnet wird, erhalten nur effiziente Netzbetreiber. Die Kommune geht mit dem Netzbetrieb also ein unternehmerisches Risiko ein.

Es sollte deutlich geworden sein: Die von Befürwortern der Rekommunalisierung zu meist vorgebrachten Argumente verfehlen die Realitäten des Verteilnetzbetriebs. Vor der Liberalisierung wurde in den Konzessionsverträgen das ausschließliche Recht zur Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet konzessioniert. Heute ist die Konzession ausschließlich netzbezogen und die Netzentgelte, die durch den Netzbetrieb erzielt werden, sind auch noch reguliert. Besteht tatsächlich der ernsthafte politische Wille zu kommunalem Engagement in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien, muss und sollte er sich auf andere Weise als ausgerechnet durch den Kauf des Verteilnetzes manifestieren.

„Die Zersplitterung der Netze und die Umgehung von Entflechtungsvorschriften sind ineffizient und wettbewerbsfeindlich.“

Gelegentlich wird Rekommunalisierung auch als sozial geboten oder besonders gemeinwohlorientiert dargestellt, oft spielt dann der Begriff der Daseinsvorsorge eine wichtige Rolle. Gerne wird argumentiert, nur der kommunale Besitz der Netze garantiere die Versorgung mit dem existentiellen Gut Energie. Das ist schlichtweg falsch: Denn für kommunale und nicht-kommunale Netzbetreiber gelten exakt die gleichen Regeln. So ist beispielsweise jeder Netzbetreiber verpflichtet, Endkunden an sein Netz anzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht gem. § 18 Abs. 1 EnWG). Es gibt keinerlei Hinweis darauf, dass kommunale Unternehmen diese Rolle besser wahrnehmen als nicht-kommunale.

Darüber hinaus herrscht offenbar die diffu-

se Vorstellung, ein kommunaler Netzbetreiber würde sich sozialer verhalten, beispielsweise die Lieferung von Energie im Fall von Zahlungsverzug nicht so schnell einstellen wie etwa ein privates Unternehmen. Das ist aber schon deshalb unzutreffend, weil nicht der Netzbetreiber, sondern der Energielieferant diese Entscheidung trifft. In solchen Fällen sorgen in Deutschland die Grundversorgungspflicht und die Sozialgesetzgebung grundsätzlich dafür, dass Endverbraucher nicht ohne Strom und Gas dastehen können; die besonderen Schutzanforderungen, die mit dem Begriff der Daseinsvorsorge gerne in Verbindung gebracht werden, sind schon allein durch diese Rechtsvorschriften erfüllt. Vor allem aber gilt: Die Frage, wer das Netz betreibt, hat mit all dem nichts zu tun.

Die Zersplitterung der Netze und die Umgehung von Entflechtungsvorschriften sind schlichtweg ineffizient und wettbewerbsfeindlich. **Die Mittel, die hier verschwendet werden, müssen die Endkunden zahlen.** Das engt den Spielraum für mögliche nächste Schritte hin zu einer sauberen und sicheren Energieversorgung der Zukunft ein.

Was also ist zu tun?

Unternehmerische Entscheidungen orientieren sich im Bereich der Netze nicht an den Strukturen und Prozessen der erfolgreichsten Wettbewerber, sondern richten sich an den Regeln und Anreizen der staatlichen Netzregulierung aus. Die Anreizregulierung und sonstige einschlägige Normen müssen deshalb so ausgestaltet werden, dass die Netzbetreiber nur dann die gesetzlich festgelegte Maximalrendite erreichen, wenn sie effizient, neutral und mit hoher Qualität operieren. Die gegenwärtigen Regeln, die auf die „nachsichtigeren“ Regulierung oder geringere Entflechtungsanforderungen kleiner Netzbetreiber hinwirken, weisen in die falsche Richtung. Es wäre fatal, die Standards des Netzbetriebs weiter an die geringe Leistungsfähigkeit kleiner Verteilnetze anzupassen. Stattdessen müssen sich die Standards an den besten Netzbetreibern orientieren und sukzessive gesteigert werden.

TC



Anzeiger

Konzessionsabgaben Cash Cow der Kommunen

Die Konzessionsabgabe auf Strom- und Gaslieferungen spülte nach Angaben des Landesrechnungshofes Schleswig-Holstein 2008 mit 3,9 Milliarden Euro rund 400 Millionen Euro mehr als im Jahr 2006 in die Kassen von Städten und Gemeinden – und das völlig unabhängig von der Frage, ob diese Kommunen Eigentümer der Netze waren.

Bezahlt wird die Abgabe von Verbrauchern, denen mit ihrer Strom- und Gasrechnung nicht nur der Transport (Netzentgelte), die Erzeugung und der Einkauf (Energiepreis) der Energie in Rechnung gestellt werden, sondern zusätzlich noch Steuern, Umlagen und eben jene Konzessionsabgabe. Die Höhe der zu zahlenden Konzessionsabgabe legen Gemeinde und Netzbetreiber in einem Konzessionsvertrag fest, in dem sie sich in der Regel auf die in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) definierten Höchstsätze einigen. Der Lieferant des Kunden muss die Abgabe mit der Netznutzungsabrechnung an den Netzbetreiber überweisen.

„Reduzierter Energieverbrauch ist nicht kompatibel mit einer verbrauchsabhängigen Abgabe!“

Doch statt – vor dem Hintergrund beständig steigender Energiepreise – über eine Senkung dieser willkürlich festgelegten Abgabe nachzudenken, wird in Gemeinderäten und Landtagen über die „Gefahr“ sinkender Konzessionsabgabeneinnahmen debattiert. Dabei gäbe es eine Menge zu verbessern und grundlegende Strukturen zu erneuern: Denn die heute geltende KAV stammt größtenteils noch aus dem Jahr 1992 – und damit aus einer Zeit, in der die Trennung von Netz und Vertrieb noch Zukunftsmusik war. Damals beherrschten Energieversorgungsunternehmen als integrierte Monopolisten die Szenerie, für die es einerlei war, ob Netz oder Vertrieb handelte. Heute, 13 Jahre nach der Liberalisierung, und sechs Jahre nach Einführung einer Regulierungsbehörde, ist der Grundgedanke des neutralen Netzes allgemein an-

erkannt. Dennoch bezieht sich die KAV – die heute ausschließlich das Netz betrifft – auf Vertragsangebote des Vertriebes. Ein anachronistischer Zustand.

Darüber hinaus besteht ein konzeptionelles Problem: Die Konzessionsabgabe entfällt im Grundsatz auf die Menge der durchgeleiteten Energie. Doch die Höhe der Abgabe variiert je nach Vertragsart und Verbrauchsstruktur des Kunden sowie Einwohnerzahl der Gemeinde. Daraus resultiert eine schier unüberschaubare Situation: Während die Höchstsätze für Stromlieferungen zwischen 2,39 Cent und 0,11 Cent je Kilowattstunde (kWh) und im Gasbereich zwischen 0,72 und 0,03 Cent je kWh liegen, zahlen industrielle Größtabnehmer von Strom und Gas gar keine Konzessionsabgabe. Auch der Verbrauch während der Schwachlastzeit wird mit einer geringeren Abgabe abgerechnet. Die individuelle Belastung durch die Konzessionsabgabe fällt damit sehr unterschiedlich aus. In der Folge setzt diese extreme Spreizung der Abgabesätze große Anreize, über die Anpassung von Verbrauch, Leistung oder Vertragsverhältnis in die Gruppe eines niedrigeren Höchstsatzes wechseln zu können. Entsprechend ist die Auslegung der Höchstsätze zwischen den (Endkunden beliefernenden) Lieferanten und Netzbetreibern häufig umstritten.

Problematisch ist etwa die Einordnung der Gaskunden: Für Gasverbrauch zum Kochen oder zur Warmwasserbereitung wird mehr als die doppelte Konzessionsabgabe fällig als zu Heizzwecken. Kunden mit Sonderverträgen nach § 2 Abs. 3 Nr. 2 KAV zahlen im Vergleich zu Kunden mit Tarifverträgen im Schnitt nur ein Zehntel der Konzessionsabgabe. Was gesetzlich eigentlich geregelt scheint, wird durch Nebenabreden zwischen Kommune und Netzbetreiber oft außer Kraft gesetzt: Um ein Mindestaufkommen aus der Konzessionsabgabe für die Kommune abzusichern, werden in diesen Nebenabreden zum Konzessionsvertrag eigene Regelungen zu Kunden- oder Mengenabgrenzungen zwischen Tarif- und Sondervertragskunden getroffen – und

das ohne Rechtsgrundlage. Den Preis für dieses eigenmächtige Verhalten zahlen zum einen die Verbraucher, die eine höhere Abgabenbelastung zu schultern haben, zum anderen die konkurrierenden Lieferanten, die Wettbewerbsnachteile aufgrund nicht veröffentlichter Nebenabreden erleiden. Vollständige Transparenz könnte die Nachteile der Lieferanten in diesem Bereich zwar zunächst heilen – grundsätzlich bedarf es jedoch der Schaffung eindeutiger, messbarer und bundesweit einheitlicher Bezugsgrößen für die Konzessionsabgaben.

„Wir brauchen eindeutige, messbare und bundesweit einheitliche Bezugsgrößen!“

Die KAV stößt also schon heute an ihre Grenzen. Betrachtet man die zukünftigen Herausforderungen des Energiemarktes, wie etwa die Steigerung der Energieeffizienz und die Einführung lastvariabler Tarife, wird deutlich: Ein reduzierter und intelligenter Energieverbrauch auf der einen und eine verbrauchsabhängige Abgabe auf der anderen Seite sind völlig inkompatibel. Was würde etwa bei einem Ansturm auf zeitvariable Stromtarife passieren, zu deren Angebot Lieferanten seit Jahresbeginn gesetzlich verpflichtet sind? Die Konzessionsabgabe für Stromverbrauch in der Schwachlastzeit beträgt teilweise nur ein Viertel des Höchstsatzes für den Stromverbrauch außerhalb dieser Zeit. Oder wie wird sich die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen im Gebäudebereich auf den Gasabsatz im Wärmemarkt und damit auf das Aufkommen der Konzessionsabgabe auswirken? Der Gasverbrauch eines Passivhauses ist etwa so niedrig wie der Verbrauch eines Kochgaskunden.

Als Ergebnis bleibt festzuhalten, dass die KAV in ihrer jetzigen Fassung die Energieeinsparanstrengungen der Kunden geradezu torpediert. Es wird höchste Zeit, das Konzessionsrecht an die Herausforderungen der künftigen Energieversorgung anzupassen.

AK



Holpriger Wettbewerb durch undurchsichtige Netzstruktur

Dass die kleinsten unter den Netzen weder niedlich noch schützenswert sind, macht der Artikel von Dr. Thomas Mecke, Geschäftsführer der lekker Energie GmbH, deutlich. Ineffizienz, Intransparenz und enormer administrativer Aufwand prägen die Situation auf Verteilnetzebene. Die einfachste Lösung ist nach Ansicht Meckes auch die naheliegendste: Netzbetreiber müssten schlicht gesetzlich zu transparentem Handeln und rechtzeitiger Offenlegung der Daten verpflichtet werden.

Die lekker Energie hat ihre Wurzeln als ehemalige Nuon Deutschland in den Niederlanden. Dort ist die Liberalisierung des Energiemarktes schon wesentlich weiter fortgeschritten. Hierzu gehört eine durchgehende, mithin eigentumsrechtliche Trennung der Übertragungs- und Verteilnetze von den wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen. Zu diesem Schritt hatte sich die niederländische Politik entschlossen, um die Grundvoraussetzung für eine neutrale Netznutzung zu schaffen – und das, obwohl die dortige Struktur der Verteilnetze homogener und weniger kleinteilig ist als hierzulande.

Die Situation in Deutschland mit einigen sehr großen, aber auch einer Vielzahl kleinster integrierter Netze hat die lekker Energie davon abgehalten, einen Vertrieb mit einer flächendeckenden Belieferung aufzubauen, da dieser weder effizient noch konkurrenzfähig wäre. Konkret hat sich diese kritische Bewertung in unserem Metropolenkonzept niedergeschlagen. Das heißt, wir gehen gezielt in Ballungsräume, innerhalb derer die einzelnen Netzentgelte und Konkurrenzangebote den maßgeblichen Rahmen bilden für die Gestaltung unserer

Tarife im Strom- und Gasmassenmarkt. Auf diese Weise können wir über eine begrenzte Anzahl von gut zehn Prozent der Netze eine maximale Anzahl von potenziellen Kunden zielgerichtet ansprechen, nämlich mehr als 60 Prozent aller deutschen Verbraucher. Die kleinen Netze und den damit verbundenen hohen administrativen Aufwand, der in keinem Verhältnis zu den potenziell wenigen Kunden und Erträgen steht, umgehen wir bewusst.

„Je kleiner ein Netz ist, desto weniger Wettbewerb scheint zu herrschen und desto weniger können diese Netzkunden vom Wettbewerb profitieren.“

Dieses Verhältnis der kleinen Netze mit wenigen Verbrauchern verdeutlicht auch der Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur (dort S.85 u. 144): Mit 87 Prozent der Stromnetzbetreiber (749) können 98 Prozent aller Letztverbraucher erreicht werden, d.h. um die letzten, lediglich zwei Prozent der Verbraucher zu erreichen, wären vertragliche Vereinbarungen mit weiteren 117 (!) Netzbetreibern nötig.

Hinter vorgehaltener Hand bestätigen auch flächendeckend agierende Mitbewerber, dass die Lieferung ins letzte kleine Netzgebiet lediglich aus Markengesichtsgründen erfolgt – und nicht aus kommerziellen Erwägungen. Folgerichtig herrscht in kleineren Netzen weniger Wettbewerb. Auch diese These wird im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur bestätigt: Im Durchschnitt sind 43 Anbieter im Verteilnetz tätig, maximal aber bis zu 400 Anbieter. Da die großen Netze mehr Netzkunden/Einwohner haben, hat die Bundesnetzagentur eine „Anbietergewichtung je Einwohner“ durchgeführt und ist zu dem Schluss gekommen, dass der durchschnittliche Bundesbürger zwischen 124 Stromanbietern wählen kann. Folglich müssen die kleinen Netze mit wenigen Kunden/Einwohnern wesentlich weniger Anbieter aufweisen, das heißt, es muss auch sehr viele Netze geben, in denen deutlich weniger als 40 Anbieter tätig sind, oder anders gesagt: in denen fast kein (aktiver) Wettbewerb herrscht. Je kleiner ein Netz ist, desto weniger Wettbewerb scheint zu herrschen und desto weniger können diese Netzkunden vom Wettbewerb profitieren.



Dieses ökonomisch-rationelle Verhalten der Lieferanten kann alleine durch die Skaleneffekte der Netzgrößen begründet werden. Faktisch trägt zu einer Entscheidung für eine selektive Lieferung auch das potenzielle bzw. systemimmanente, wie auch das tatsächlich diskriminierende Verhalten der Netzbetreiber bei.

Kein anderer EU-Staat hat eine solch heterogene, wettbewerbsfeindliche und ineffiziente Verteilnetzstruktur. Und dennoch hatte sich ausgerechnet die Bundesregierung auf EU-Ebene dafür stark gemacht, innerhalb des 3. EU-Binnenmarktpaketes die vereinfachten Regulierungsanforderungen einer sogenannten De-minimis-Regelung aufrecht zu erhalten. Diese eigentliche Ausnahmevorschrift ist jedoch mittlerweile zum Regelfall mutiert, der offensichtlich auch in der anstehenden Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes nicht angetastet werden soll. Die Auswirkungen: 90 Prozent der Stromnetze und 95 Prozent der Gasnetze haben unter 100.000 Netzkunden und fallen damit unter die Begünstigung dieser De-minimis-Regel. Jene Netzbetreiber sind etwa von Veröffentlichungs- und Ausschreibungspflichten, als auch vom Führen eines Differenzbilanzkreises für die Standardlastprofile und für die EEG-Einspeisung befreit. Reguliert werden diese Netze in der Regel von den Landesregulierungsbehörden, die eine weniger strenge Regulierungspraxis verfolgen.

Damit hat sich ein regelrechter „Regulierungswettbewerb“ um die „bessere Behörde“ entwickelt. Netzdienstleistungen, Beteiligungen oder Übernahmen von großen Netzen für kleine Netze werden von Netzbetreibern nur dann als wirtschaftlich eingestuft, wenn damit nicht die De-minimis-Schwelle überschritten wird bzw. die Zuständigkeit der Regulierung nicht zur Bundesbehörde wandert. Die Auswirkungen dieser Transparenz- und Wettbewerbs-Behinderungs-Politik bekommen Netzkunden und Verbraucher in den kleinen, ländlichen Netzen schon heute zu spüren: Eine Auswertung durch das Verbraucherportal Verivox ergab für diese Kleinstnetze um acht Prozent höhere Netzentgelte, was 18 € pro Jahr für den durchschnittlichen Haushaltskunden bedeutet (Quelle: Berliner Zeitung am 5.2.2011).

Ob das Netz kommunal oder von einer größeren Verbundgesellschaft betrieben wird, ist für uns als Lieferant grundsätzlich nebensächlich. Von besonderem Interesse sind jedoch die damit verbundenen Kosten, da wir diese an unsere Kunden weiterreichen und im Zweifelsfall auch die Höhe der Entgelte bzw. die lokalen Unterschiede erklären müssen. Hier gibt es großen Nachholbedarf. Es fehlen transparente und belastbare Vergleichsgrößen, insbesondere vor dem Hintergrund der notwendigen Netzinvestitionen und damit verbundenen Verbraucherkosten durch erneuerbare Energien, z.B. über die Prozesskosten in den einzelnen Netzen. Tatsächlich werden Effizienzwerte der Anreizregulierung veröffentlicht, die mehr verschleiern als erklären.

„Eine konsequente und rechtzeitige Veröffentlichung der relevanten Monopoldaten könnte auf einfachem Wege Abhilfe schaffen.“

Darüber hinaus gibt es im Markt hinreichende Indizien für eine systematische, informatorische Diskriminierung Dritter. Die allermeisten verbundenen Vertriebe haben ihre allgemeinen Tarife für den Januar mit der gesetzlichen Frist von sechs Wochen Mitte November des Vorjahres bekanntgegeben. Die ab Januar des Folgejahres gültigen Netzentgelte wurden jedoch fast ausnahmslos erst im Dezember des Vorjahres bekannt gegeben. Wie zufällig passten diese Tarifierhöhungen jedoch fast immer mit EEG-Änderung plus Netzentgeltpassung zusammen. Daraus ergab sich für den Markt die absurde Situation, dass wir uns mehr an der Konkurrenz als an den regulierten Entgelten orientieren mussten, um marktfähige Angebote erstellen zu können.

Aus dieser auffälligen Kongruenz ein diskriminierendes Verhalten der assoziierten Unternehmen abzuleiten, ist schwer nachzuweisen. In zwei Fällen schienen die Netzbetreiber jedoch die rote Linie überschritten zu haben: Zwei verbundene Vertriebe begründeten gegenüber der Presse, dass ihre Tarife u.a. wegen anstehender Netzentgeltänderungen angehoben werden müssten. Die Netzentgelte waren zu diesem Zeitpunkt jedoch noch gar nicht veröffentlicht. Beide Netzbetreiber sind so groß, dass sie sogar das gesellschaftliche Unbundling umsetzen müssen bzw. offiziell umgesetzt haben. Unsere Eingaben beim Regulierer blieben erfolglos, der Nachweis für die Diskriminierung sei nicht erbracht worden, hieß es bei der Bundesnetzagentur.

Aus Sicht der lecker Energie gibt es somit enormen Handlungsbedarf, um einen tatsächlichen neutralen Rahmen für Wettbewerb zu schaffen. Wie oben ausgeführt, geht der praktizierte regulatorische Schutz für die kleinen Netze schon heute zu Lasten der dortigen Netzkunden. Eine konsequente und einheitliche Regulierung mit allen Pflichten – auch für kleinere Unternehmen, z.B. ab 10.000 Netzkunden, ist hierfür ein wichtiger Schritt, jedoch alleine nicht ausreichend. Vielmehr muss das Potenzial für die informatorische Diskriminierung gesenkt bzw. ausgeschlossen werden. Eine konsequente und rechtzeitige Veröffentlichung der relevanten Monopoldaten könnte auf einfachem Wege Abhilfe schaffen. Im Rahmen der Abschaffung der physischen Wälzung der EEG-Einspeisung hat das Bundesumweltministerium die Bedeutung der EEG-Umlage als allgemeine Kalkulationsgröße für alle Vertriebe erkannt und die ex-ante Veröffentlichung auf den 15. Oktober festgelegt. Jetzt liegt es am Bundeswirtschaftsministerium bzw. an den Regierungsfractionen, nicht dahinter zurückzubleiben und dies auch für die Netzentgelte zu verfügen. Einfachere Lösungen kann es kaum geben. Wie ernst es Regierung und Parlament mit dem Wettbewerb auf den Energiemärkten meinen, wird sich an einer solchen Regelung messen lassen müssen.

Aus dieser auffälligen Kongruenz ein diskriminierendes Verhalten der assoziierten Unternehmen abzuleiten, ist schwer nachzuweisen. In zwei Fällen schienen die Netzbetreiber jedoch die rote Linie überschritten zu haben: Zwei verbundene Vertriebe begründeten gegenüber der Presse, dass ihre Tarife u.a. wegen anstehender Netzentgeltänderungen angehoben werden müssten. Die Netzentgelte waren zu diesem Zeitpunkt jedoch noch gar nicht veröffentlicht. Beide Netzbetreiber sind so groß, dass sie sogar das gesellschaftliche Unbundling umsetzen müssen bzw. offiziell umgesetzt haben. Unsere Eingaben beim Regulierer blieben erfolglos, der Nachweis für die Diskriminierung sei nicht erbracht worden, hieß es bei der Bundesnetzagentur.



Dr. Thomas Mecke ist seit 2004 Vorsitzender der Geschäftsführung der lecker Energie GmbH, vormals Nuon Deutschland GmbH. Seine Karriere begann der Jurist als Justitiar der RWE AG (1990 - 1994). Als Vorstandsmitglied der RWE Telliance AG (1995 - 1999) war Mecke u.a. mit dem Aufbau des Endkundengeschäfts im liberalisierten Telekommunikationsmarkt betraut. Von 1999 bis 2002 leitete er als Vorstandsvorsitzender die Berlinwasser Holding AG. Von 2003 bis 2004 war Mecke Senior Advisor von Lexington Consulting.



Verteilnetze im europäischen Vergleich

Gastbeitrag von Dr. Ferdinand Pavel

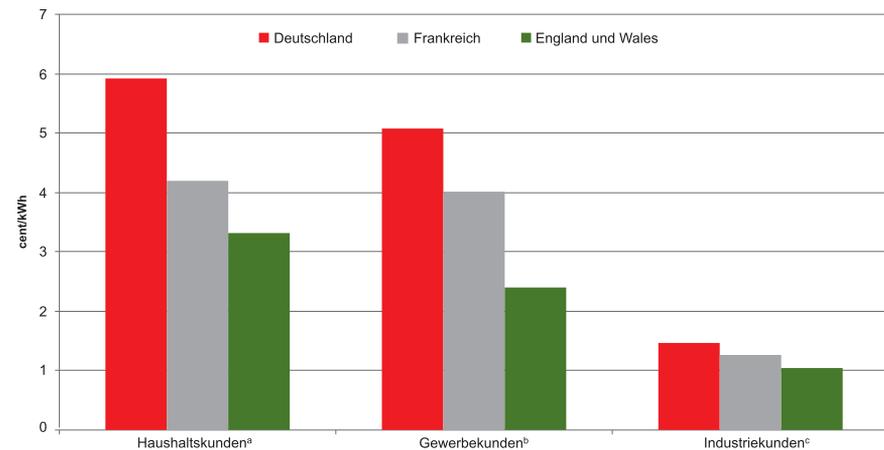
Infolge von Föderalismus und Gebietsmonopolen aus der Zeit vor der Liberalisierung des Energiemarktes gleicht die Unternehmenslandschaft im Bereich Verteilnetze in Deutschland einem Flickenteppich. Nach Informationen der Bundesnetzagentur sowie des BDEW gab es im Jahr 2009 insgesamt 866 Betreiber von Strom- sowie 695 Betreiber von Gas-Verteilnetzen.

Bei den meisten dieser Unternehmen handelt es sich um kleine beziehungsweise mittlere Betreiber mit maximal 100.000 Kunden. Der Anteil großer Verteilnetzbetreiber an der Gesamtzahl dieser Unternehmen ist mit knapp 10 Prozent bei Strom und etwa 30 Prozent bei Gas eher gering.

Vergleicht man diese Struktur mit der Unternehmenslandschaft im Verteilnetzbereich ausgewählter europäischer Nachbarländer, so zeigen sich deutliche Unterschiede: Die geringste Anzahl von Verteilnetzbetreibern findet sich in Großbritannien. Dort gibt es insgesamt nur acht Unternehmen im Bereich Strom, sowie vier weitere im Bereich Gas. Im Durchschnitt sind diese Unternehmen daher deutlich größer als in Deutschland. Auch in den Niederlanden ist die Zahl der Unternehmen geringer. Insgesamt gibt es acht Betreiber von Strom- und 12 Betreiber von Gas-Verteilnetzen. Entsprechend höher ist der Anteil großer Unternehmen, die bei Strom die Hälfte und bei Gas ein Viertel aller Betreiber ausmachen. In Frankreich wird die Unternehmenslandschaft in der Elektrizitätswirtschaft stark vom Energiekonzern Electricité de France (EDF) geprägt. Neben Erzeugung und Übertragung betreibt dieser auch 95 Prozent der Verteilnetze. Daneben existieren noch rund 170 sehr kleine Unternehmen, meist Genossenschaften und lokale Staatsbetriebe, die in einem eng begrenzten regionalen Raum Strom erzeugen, verteilen und vertreiben.

Ein vergleichbares Bild ergibt sich für die französische Gaswirtschaft. Hier ist GDF SUEZ in allen Segmenten das bei weitem größte Unternehmen mit einem Anteil von 95 Prozent an der landesweiten Erzeugung

Netznutzungsentgelte von Deutschland, Frankreich und England mit Wales im Vergleich



a) Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh/Jahr; b) Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV); c) Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV); Quelle: Deutschland: Bundesnetzagentur (2010) Monitoringbericht 2009; Frankreich: Commission de Régulation de l'Énergie (2008) Rapport transmis à la DG TREN 2008; England und Wales: Ofgem (2009) Great Britain National Report.

sowie an Verteilung und Vertrieb von Erdgas. Darüber hinaus gibt es noch 22 weitere, überwiegend kleine Verteilnetzbetreiber.

Auf den ersten Blick erscheint die Zahl der Verteilnetzbetreiber in Deutschland somit sehr hoch zu sein. Dies ändert sich auch nicht, wenn man die unterschiedlichen Marktgrößen der hier betrachteten Länder mit berücksichtigt. Beispielsweise entspricht der Stromverbrauch in Frankreich etwa 90 Prozent des gesamten Verbrauchs in Deutschland, während die Anzahl der Verteilnetzbetreiber in Frankreich 80 Prozent geringer ist. In Großbritannien entspricht der gesamte Verbrauch etwa 70 Prozent, während die Anzahl der Verteilnetzbetreiber dort sogar um 99 Prozent niedriger ist als in Deutschland.

Da der Betrieb eines Verteilnetzes auf Grund seiner Kapitalintensität Größenvorteilen unterliegt, ist anzunehmen, dass es aufgrund der kleinteiligen Unternehmenslandschaft in Deutschland zu erheblichen Effizienzverlusten

kommt. Ein Indiz in dieser Richtung liefert ein Vergleich der Netznutzungsentgelte in Deutschland, Frankreich sowie England und Wales (siehe Abbildung). **Insgesamt zahlen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland die relativ höchsten Entgelte.** Zwar wird deren Höhe neben der Effizienz des Netzbetriebs auch von einer Reihe weiterer Faktoren wie Bodenbeschaffenheit, durchschnittliche Bevölkerungsdichte sowie diverse Regulierungsvorgaben bestimmt. Ungeachtet dessen erscheint die Differenz in der Höhe der Entgelte relativ hoch zu sein.

Insgesamt macht dieser Vergleich somit deutlich, dass sich die kleinteilige Unternehmenslandschaft im Verteilnetzbereich in Deutschland sehr stark von den größeren Strukturen in den Vergleichsländern unterscheidet. Mit Blick auf die in diesem Bereich relevanten Größenvorteile liegt daher die Vermutung nahe, dass diese Struktur auch zu Lasten der Effizienz des Netzbetriebs geht.



Dr. Ferdinand Pavel ist Manager der DIW econ. Als erfahrener Ökonom beschäftigt er sich mit einer Vielzahl praxisrelevanter Themen wie Regulierungs- und Wettbewerbsfragen, Innovationen und IKT-Wirtschaft, Finanzanalyse, Kapitalkostenermittlung und Investitionsrechnung. Als Berater war Pavel für zahlreiche Unternehmen und öffentliche Auftraggeber aus dem Telekommunikations-, Post- und Energiesektor tätig. Er promovierte an der Humboldt-Universität zu Berlin.



Interview mit Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer

Die Chance für Kommunen liegt in Kooperationen

Mit dem aktuellen Gutachten „Rekommunalisierung versus Neukonzessionierung der Energieversorgung“ will Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer gemeinsam mit Prof. Dr. Roland Menges von der Technischen Universität Clausthal einen Beitrag zur Rationalisierung der kontroversen Diskussion leisten. Das Fazit der Untersuchung – ein effizientes energiewirtschaftliches Gesamtsystem könne auch mit vielen kleinen kommunalen Unternehmen existieren – ruft nach kritischen Fragen des bne.

bne: Glauben Sie, dass Deutschland mit 1.561 Gas- und Stromverteilnetzbetreibern effizient aufgestellt ist?

Müller-Kirchenbauer: Die Effizienz bemisst sich ja gerade nicht ausschließlich nach der Anzahl oder der Größe von Netzbetreibern. Ich würde beispielsweise nicht davon ausgehen, dass Frankreich mit seiner zentralistischen Struktur da per se Effizienzvor-



teile aufweist. Natürlich gibt es die grundsätzlichen *economies of scale*. Aber viele Größenvorteile können auch ohne eine vollständige Fusion erreicht werden, indem in Teilbereichen, manchmal auch mit unterschiedlichen Partnern oder Dienstleistern, zusammengearbeitet wird. Da gibt es ja mehrere sehr erfolgreiche kommunale Netzwerke, die das unter Beweis stellen. Das heißt im Fazit, dass auch kleinere Unternehmen in vielen Bereichen ihre Effizienz steigern können – in der Regel setzt dies aber die Bereitschaft zur Kooperation voraus.

Die jetzige De-minimis-Grenze des Energiewirtschaftsgesetzes stellt geradezu einen Anreiz dar, Verteilnetze möglichst klein zu betreiben – weil dann Ausnahmen von den eigentlich strengen Entflechtungsregeln gelten. Ergebnis: Die Ausnahme ist zur Regel geworden, über 90 Prozent der Netzbetreiber fallen heute unter diese Grenze von 100.000 angeschlossenen Kunden. Was müsste der Gesetzgeber hier ändern?

Man kann die De-minimis-Grenze sicherlich kritisch sehen. Ich würde aber nicht so weit gehen, dass sie zu einer flächendeckenden und gezielten Verkleinerung der Netzgebiete führen würde, weil die Netzbetreiber damit die operationelle und rechtliche Entflechtung zu umgehen suchten. Die Anzahl der Netzkunden ist ja nicht so ohne Weiteres durch den Netzbetreiber zu beeinflussen und eine Welle von Netzauftrennungen für einen solchen Zweck sehe ich in der Realität nicht. Ich glaube auch nicht, dass es bei 100.000 angeschlossenen Kunden einen deutlichen Unterschied in der Effizienz der Netzbetreiber gibt.

Bei sehr kleinen Unternehmen, also deutlich unterhalb der De-minimis-Grenze, stoßen die Anforderungen an die Entflechtung natürlich an ganz reale Grenzen. Das kann auch schon bei der Umsetzung und Wirksamkeit der informationellen Entflechtung zu Problemen führen. Wenn solche Probleme oder Mängel dann zu Diskriminierung führen, sind bei den Netzbetreibern unterhalb der De-minimis-Grenze die Landesregulierungsbehörden gefordert, damit eine ausreichende Unabhängigkeit des Netzes von vertrieblichen Interessen der integrier-

ten Unternehmen gewährleistet werden kann.

In Zeiten steigender Energiekosten ist eines der wenigen Mittel zur Kostensenkung die Hebung von Synergiepotenzialen in den Verteilnetzen. Wie könnte das Ihrer Meinung nach am besten gelingen bzw. vorangetrieben werden?

Hierfür ist die Anreizregulierung weiterhin das richtige Werkzeug. Auch wenn mit gutem Grund über Ergänzungen oder Anpassungen der Anreizregulierung diskutiert werden muss, damit der Netzbau für die Integration der Erneuerbaren gelingt, betrifft dies ja vorrangig die Investitionen. Für den effizienten Betrieb der Verteilnetze und die Hebung von Synergien gilt dagegen weiterhin, dass sie durch die Anreizregulierung am besten gefördert werden. Durch sie werden ja die Netzbetreiber zur Ausschöpfung von Synergiepotenzialen im eigenen Interesse motiviert: Wer durch Kooperationen Kosten senken kann, profitiert zunächst selbst davon, anschließend werden die Einsparungen an die Netzkunden weitergegeben. Mit dem Übergang in die zweite Regulierungsperiode wird sich auch zeigen, welche Dynamik die Anreizregulierung hierbei entfalten kann.

Demgegenüber wäre es nicht sinnvoll, wenn man versuchen würde, etwa durch detaillierte staatliche oder regulatorische Vorgaben eine solche Hebung von Synergien gezielt anzusteuern.

Auch in der Anreizregulierungsverordnung gibt es eine De-minimis-Grenze: Kleine Netzbetreiber können am sogenannten vereinfachten Verfahren teilnehmen und erhalten den Pauschal-Effizienzwert von 87,5 Prozent – ohne dass eigene Anstrengungen nötig wären. Müssten nicht auch und gerade für die sehr kleinen Netze Anreize geschaffen werden, wirtschaftlicher zu agieren?

Ich meine nicht, dass der pauschale Effizienzwert von 87,5 Prozent dazu führt, dass keine Anstrengungen nötig wären. Die Entlastung im vereinfachten Verfahren liegt ja vor allem bei den administrativen Anforderungen an das Regulierungsmanagement,

und nicht in einem besonders vorteilhaften Effizienzwert. Der Wert von 87,5 Prozent liegt ja niedriger als der Durchschnitt im Benchmarking, ist also anspruchsvoller. Die Kosten des Netzbetriebs müssen auch die Unternehmen im vereinfachten Verfahren senken, wenn sie profitabel bleiben wollen. Und welche der kleinen Netzbetreiber in einer tatsächlichen Effizienzbewertung besser oder schlechter abgeschnitten hätten als mit 87,5 Prozent, weiß man in der Regel ja nicht. Auch die Netzbetreiber selbst konnten sich da in ihrer Entscheidung für das vereinfachte Verfahren nicht so ganz sicher sein; es gibt aber mit Sicherheit sowohl Gewinner als auch Verlierer im vereinfachten Verfahren.

Welchen Stellenwert messen Sie in diesem Zusammenhang Kooperationen zwischen kleinen Netzbetreibern zu, sowohl im Hinblick auf effizienten als auch auf diskriminierungsfreien Netzbetrieb?

Der Hinweis auf die notwendige Differenzierung zwischen fragwürdigen Stand-alone-Lösungen kleiner Netzbetreiber und aussichtsreichen Netzwerken und Kooperationslösungen ist vielleicht der wichtigste Punkt in unserem Kurzgutachten zur Rekommunalisierung. Zur Vermeidung von Effizienznachteilen müssen kleine Unternehmen kooperieren. Auch auf die Diskriminierungsfreiheit haben Kooperationen positive Effekte, da bereits innerhalb der Kooperationspartner auf Gleichbehandlung geachtet werden muss.

Entwerfen Sie uns Ihr Wunschscenario: Wie groß müssen Verteilnetzbetreiber sein, um optimal arbeiten zu können? Und ab welcher Anzahl von Verteilnetzbetreibern würden Sie von einer effizienten Verteilnetzstruktur sprechen?

Es wird natürlich weiterhin zu Konsolidierungen, also zu vielfältigen Kooperationsformen, aber auch vollständigen Fusionen und Übernahmen kommen. Ich habe aber kein Wunschscenario für ein statisches Ergebnis, das am Ende steht, sondern eher für einen dynamischen Prozess, in dem sich auch Zusammenschlüsse kleinerer oder mittlerer Unternehmen mit großen Netzbetreibern, die manchmal weniger flexibel agieren, messen können.

Fragen: KR

Windbranche kann Einspeisenetze schnell und kostengünstig realisieren!

Gastbeitrag von Hermann Albers,

Präsident des Bundesverbandes WindEnergie e.V.



Auch auf der Einspeiseseite gibt es Probleme auf Verteilnetzebene, durch die wertvolle Wind- und andere erneuerbare Energie oft verloren gehen. Der Präsident der Bundesverbandes WindEnergie e.V., Hermann Albers, schlägt deshalb vor, dass die erneuerbaren Erzeuger den Bau von notwendigen Einspeiseleitungen selbst in die Hand nehmen. Sein Versprechen ist eine rasche und kostengünstige Umsetzung. Seine Forderung ist die Verbesserung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien ist seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vor über zehn Jahren rasant angestiegen. Selbst Prognosen, die damals als utopisch galten, sind heute bei weitem übertroffen worden. Gegenwärtig liegt der Anteil der Erneuerbaren an der gesamten Stromproduktion bereits bei etwa 17 Prozent. Fast 40 Prozent davon stammen aus der Windenergie, Tendenz steigend. Als Bundesverband WindEnergie haben wir gemeinsam mit dem Bundesverband Erneuerbare Energie errechnet: Bereits 2020 kann fast jede zweite Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Energien geliefert werden. Etwa 60 Prozent davon entfallen auf die Windenergie,

das entspricht einem Windstromanteil von bis zu 30 Prozent der gesamten Stromversorgung. Das ist mehr als der Anteil der Atomenergie am gegenwärtigen Strommix. In punkto Ausbau sind wir auf einem guten Weg in Richtung einer kompletten Energieversorgung mit erneuerbaren Energien.

Doch auch der Netzbau ist wesentlicher Bestandteil und Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Historisch bedingt ist der heutige Zustand des Netzes auf die konventionelle Stromversorgung ausgerichtet. Obwohl seit Jahren bekannt ist, dass hoher Umbaubedarf auf allen Spannungsebenen besteht und obwohl

über die Umstellung unserer Stromversorgung auf 100-Prozent erneuerbaren Strom politischer Konsens besteht, haben die Netzbetreiber bisher die notwendigen Maßnahmen versäumt. Der Netzbau hinkt dem Ausbau der Erneuerbaren weit hinterher. Gerade vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungen in der Energiepolitik zeigt sich, dass hier umgehend gehandelt werden muss.

Netzbau auf allen Spannungsebenen notwendig

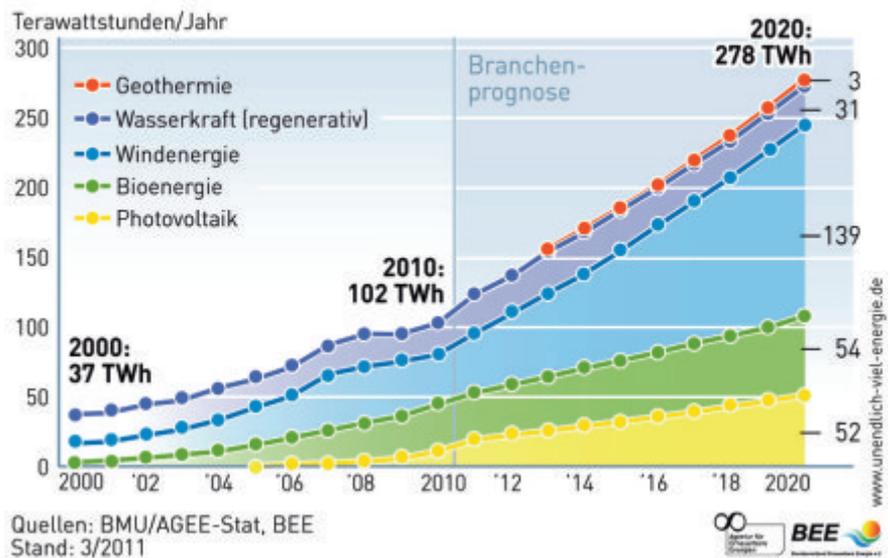
Der Netzbau betrifft nicht nur die Übertragungsnetze, sondern alle Spannungsebenen. Eine Studie, die der Bundesver-

band WindEnergie erst kürzlich zum Einspeisemanagement nach EEG 2009 erarbeiten ließ, zeigt deutlich: Fast alle Abschaltungen von Windenergieanlagen im Jahr 2009 sind wahrscheinlich auf Überlastungen des Hoch- und Mittelspannungsnetzes – des Verteilnetzes also – zurückzuführen. Durch den schlechten Zustand dieser Spannungsebenen geht wertvoller Windstrom verloren. Die Windenergiebranche hat dieses Problem erkannt und ergreift beim Netzbau selbst die Initiative. Als Bundesverband WindEnergie fordern wir, im Rahmen der anstehenden Novellierungen des EEG und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) für Betreiber von Windenergieanlagen oder sonstigen EE-Anlagen die Möglichkeiten zu schaffen, selbst Einspeisenetze aufzubauen und zu betreiben. Wie das in der Praxis funktioniert, wird heute schon in Brandenburg demonstriert. Dort hat der Anlagenbetreiber Enertrag ein 250 Kilometer langes Einspeisenetz mit Erdkabeln verlegt. Bei voller Kapazitätsauslastung können mit diesem Netz rund 375.000 Haushalte mit erneuerbarem Strom versorgt werden. Enertrag hat so zum einen gezeigt, dass der Aufbau eines Einspeisenetzes kostengünstiger ist als der entsprechende Umbau des regionalen Versorgungsnetzes. Durch die Verwendung von Erdkabeln ging der Aufbau des Netzes zum anderen durch erhöhte Akzeptanz bei der Bevölkerung und geringeren Genehmigungsaufwand auch viel zügiger vonstatten als der Bau neuer Freileitungen.

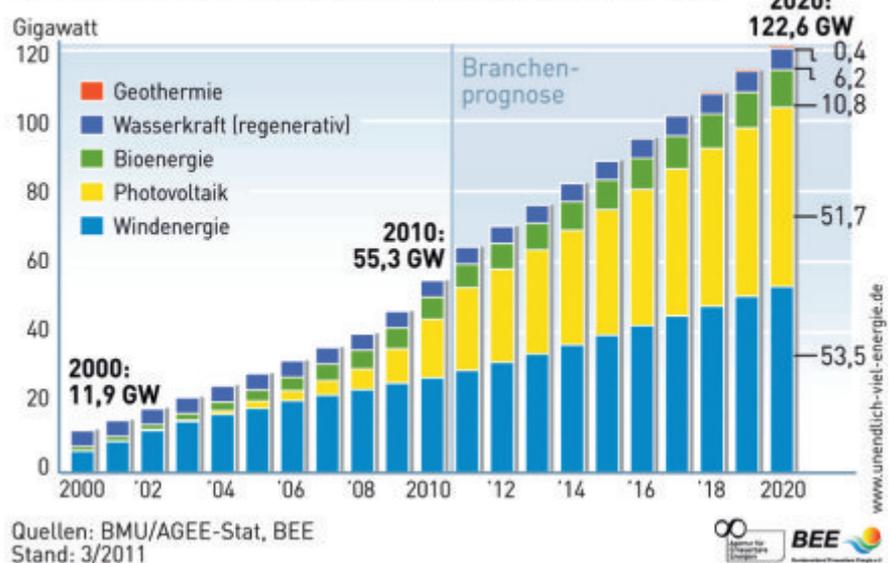
Historische Chance

Die Windenergiebranche ist sich ihrer Verantwortung bewusst, sich konstruktiv an der Diskussion um den Netzausbau zu beteiligen und hier Lösungen zu liefern. Dieser Verantwortung stellen wir uns. Mit der Schaffung von Einspeisenetzen können wir den Netzbau selbst vorantreiben. Wichtig ist jetzt, dass die Politik die Weichen richtig stellt und durch die Novellierungen von EnWG und EEG günstige Rahmenbedingungen für Einspeisenetze schafft. Hierzu sollte ein Instrument etabliert werden, das die Projektfinanzierung solcher Netze ermöglicht. Dies befreit allerdings die Netzbetreiber nicht von ihrer Pflicht, das Elektrizitätsnetz insgesamt

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020



Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020



aus- und vor allem für die Bedürfnisse der erneuerbaren Energien umzubauen. In dieser Situation ist es eine historische Chance, dass die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Erneuer-

bare-Energien-Gesetzes zeitlich parallel verlaufen. Diese Chance muss der Gesetzgeber jetzt ergreifen, um so den Weg ins regenerative Zeitalter mit sicherem und klimafreundlichem Strom zu ebnet.



Hermann Albers ist seit 2007 Präsident des Bundesverbandes WindEnergie e.V.. Der 1960 geborene Unternehmer plant, entwickelt und betreibt Windparks in seiner Heimatgemeinde Simonsberg sowie an weiteren Standorten. Außerdem ist Hermann Albers Vizepräsident des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V..



Effizienz

Wie effizient sind deutsche Verteilnetze?

Gastbeitrag von Dr. Andrea Schweinsberg

In ihrem Artikel stellt sich Dr. Andrea Schweinsberg vom Wissenschaftlichen Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) die Frage, ob die heutige Struktur der Verteilnetze in Deutschland effizient ist. Die Antwort ist recht klar: Die Verteilnetzstruktur in Deutschland ist aufgrund ihrer starken Fragmentierung nicht optimal, das geltende Regulierungskonzept behandelt Netzbetreiber unterschiedlich und bestehende Effizienzpotenziale werden nicht genutzt.

Die Verteilnetzebene in Deutschland ist durch drei wesentliche Charakteristika gekennzeichnet: Zum ersten durch Fragmentierung, zum zweiten durch eine geringe Größe des einzelnen Netzbetreibers und zum dritten durch einen hohen Anteil kommunaler Trägerschaft. Laut aktuellem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) gibt es in Deutschland 866 Verteilnetzbetreiber im Elektrizitätsbereich und 695 im Gasbereich. Diese Zahlen erscheinen insbesondere deshalb sehr hoch, weil 91 Prozent der Verteilnetzbetreiber im Elektrizitäts- und 94 Prozent im Gasbereich weniger als 100.000 Kunden haben. Untersuchungen zeigen, dass in Deutschland die Anzahl der Verteilnetzbetreiber im Vergleich zu anderen Ländern, wie etwa Frankreich, Vereinigtes Königreich oder den Niederlanden in Relation zur Marktgröße sehr hoch ist.

Die Struktur der Verteilnetzebene ist historisch gewachsen und es stellt sich die Frage, ob ihre heutige Struktur effizient ist. Dieses gilt insbesondere vor dem Hintergrund der aktuellen Rekommunalisierungsdebatte. Sicherlich können kleine Einheiten und staatliche Trägerschaft Bestandteil einer sinnvollen und diversifizierten Sektor-

struktur sein. Dafür sprechen spezifische Vorteile wie zum Beispiel eine hohe Akzeptanz bei den Endkunden. Einige sehr erfolgreiche und für den Wettbewerb wichtige Akteure und Kooperationen sind auf dem deutschen Markt zu beobachten. Dennoch gibt es aus Effizienzgesichtspunkten Bedenken gegenüber der momentan zu beobachtenden Gesamtstruktur.

„Die Ineffizienzen müssen letztlich von den Endkunden getragen werden.“

Die Vielzahl von Netzbetreibern auf der Verteilnetzebene führt zu einer Zersplitterung, die es für neue Anbieter sehr schwer macht, auf dem Markt für Energieversorgung tätig zu werden. Ein Lieferant muss mit jedem Verteilnetzbetreiber, in dessen Gebiet er anbieten möchte, einen Rahmenvertrag abschließen. Dieses ist zunächst einmal mit hohen Transaktionskosten verbunden. Je kleiner der Lieferant, je weniger Erfahrungen auf dem deutschen Markt und je flächendeckender das Angebot, desto deutlicher schlagen sich diese Transaktionskosten nieder und behindern die Verwirklichung eines Markteintritts.

Die Fragmentierung kann also dadurch, dass sie die Möglichkeit von flächendeckenden Angeboten erschwert, eine Markteintrittsbarriere darstellen. Dies vermindert die disziplinierende Wirkung des potenziellen Wettbewerbs und höhere Kosten schlagen sich in höheren Preisen auch für den Endkunden nieder. Die Wettbewerbsintensität auf der Endkundenebene ist vermutlich geringer, als sie es in einem konsolidierten System wäre. Wie auch Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen darlegen, kann vermutet werden, dass kleine Verteilnetze gegenüber großen grundsätzlich Effizienz Nachteile beim Netzbetrieb haben und einen erhöhten Regulierungsaufwand nach sich ziehen. Diese Ineffizienzen schlagen sich auch in den Netzentgelten nieder, die letztlich von den Endkunden getragen werden müssen.

Dieses wiederum bedeutet, dass sich im Zuge einer Konsolidierung der Verteilnetzebene positive Größeneffekte realisieren lassen würden, die sich durch niedrigere Netzentgelte wiederum auch auf der Endkundenebene niederschlagen. Neben dem Zusammenschluss von Verteilnetzbetreibern lassen sich Potenziale zur Kostende-



gression auch durch Kooperationen erschließen.

Für Netzbetreiber, die weniger als 100.000 Kunden haben, gelten drei Besonderheiten. Zum einen fallen sie unter die so genannte De-minimis-Ausnahmeregelung bei der Entflechtung, d.h. sie sind von den Vorschriften der rechtlichen und operationellen Entflechtung komplett ausgenommen. Zum anderen unterliegen sie der Regulierungszuständigkeit der Landesregulierungsbehörden und nicht der BNetzA. Des Weiteren können Verteilnetzbetreiber, die weniger als 15.000 Gaskunden oder weniger als 30.000 Elektrizitätskunden haben, am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) teilnehmen. Weil im Strombereich nur 171 Verteilnetzbetreiber, das heißt knapp 23 Prozent, rechtlich entflochten sind und im Gasbereich gut 26 Prozent, findet der Ausnahmetatbestand des Gesetzes auf rund drei Viertel der Unternehmen Anwendung. Die De-minimis-Ausnahmeregelung gilt jedoch nicht für die informationelle Entflechtung. Es stellt sich hier die Frage, ob die informationelle Entflechtung unabhängig von der rechtlichen und der operationellen Entflechtung überhaupt ihre Wirkungen entfalten kann. Eine fehlende Entflechtung kann nämlich zu einem Verlust an produktiver und allokativer Effizienz führen, weil das Interesse an einer optimalen Netzauslastung geringer ist als beim entflochtenen Unternehmen und Anreize zur Diskriminierung bestehen.

„Bei fehlender Entflechtung bestehen Anreize zur Diskriminierung.“

Das Auseinanderfallen der Regulierungszuständigkeit zwischen BNetzA und den Landesregulierungsbehörden zeigt Indizien für eine fehlende Konsistenz in der Entscheidungspraxis. Dieses mag daran liegen, dass die Landesregulierungsbehörden politisch nicht über die selbe Unabhängigkeit verfügen wie die BNetzA. Die Monopolkommission hat den Eindruck geäußert, dass die Landesregulierungsbehörden ihre Regulierungstätigkeit nutzen, um Industriepolitik auf Länderebene zu betreiben. Darüber hinaus sind die Landesregulierungsbehörden personell nur sehr schwach besetzt und verfügen im

Vergleich zur BNetzA nur über eine begrenzte Regulierungspraxis.

„Im vereinfachten Verfahren ist der Effizienzwert unabhängig von den eigenen Anstrengungen.“

Der Großteil der Verteilnetzbetreiber, der die Möglichkeit zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren hat, nutzt diese auch. Im vereinfachten Verfahren haben die Netzbetreiber geringere Berichtspflichten, erhalten einen pauschalen Anteil ihrer Gesamtkosten als nicht-beeinflussbare Kosten anerkannt und der für sie geltende Effizienzwert wird pauschal angesetzt. Letztgenannter bemisst sich, nachdem er in der ersten Regulierungsperiode pauschal auf 87,5 Prozent sowohl für Strom- als auch für Gasnetzbetreiber festgesetzt wurde, ab der zweiten Regulierungsperiode als durchschnittlicher Wert aller im bundesweiten Vergleich ermittelten Effizienzwerte. Für die Verteilnetzbetreiber, die sich für das vereinfachte Verfahren entscheiden, ist dieser Wert also identisch und unabhängig von den eigenen Anstrengungen. Dieses bedeutet aber auch, dass weniger effiziente Verteilnetzbetreiber nicht erkannt werden und es für sie vergleichsweise einfacher ist, eine Effizienzsteigerung von vier Prozent zu erreichen als für einen Verteilnetzbetreiber, auf den ein Effizienzwert von 96 Prozent wirklich zutreffen würde. Es erscheint fraglich, ob die möglichen Effizienzsteigerungspotenziale überhaupt genutzt werden können. Darüber hinaus sollte die Frage gestellt werden, ob der durchschnittliche Effizienzwert der Unternehmen, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen und eine ganz andere Kostenstruktur haben, überhaupt für die kleineren Unternehmen als Richtwert geeignet ist.

Diese Überlegungen führen zu dem Schluss, dass die Effizienzpotenziale auf der Verteilnetzebene nicht vollständig ge-

nutzt werden und das Regulierungskonzept, entgegen seiner eigentlichen Intention, nicht alle Netzbetreiber gleich behandelt bzw. gleich stellt. Hier besteht Handlungsbedarf.

Es ist ein Trend dahingehend festzustellen, dass auslaufende Konzessionsverträge vermehrt von kommunalen Unternehmen erworben werden. Dieser Trend wird unter dem Stichwort „(Re)-Kommunalisierung“ aktuell diskutiert. Von Seiten der kommunalen Unternehmen werden an den Erwerb der Konzessionen vielfältige energie- und kommunalpolitische Ziele geknüpft. Dabei wird jedoch häufig außer Acht gelassen, dass sich die Konzession auf den Netzbetrieb beschränkt, der wiederum reguliert ist. Es ist also zum einen fraglich, ob sich die mit dem Erwerb der Konzession verbundenen Ziele überhaupt realisieren lassen, und zum anderen, ob der regulierte Netzbetrieb nicht effizienter in privater Hand wäre.

Nach dem Leitbild einer marktwirtschaftlichen Ordnung ist die staatliche Leistungserstellung nur dann gerechtfertigt, wenn Marktversagen vorliegt und dann der staatliche Anbieter effizientere Ergebnisse hervorbringt als der private regulierte Anbieter. Es gibt Gründe, die zu dem Schluss führen, dass eine privatwirtschaftliche Leistungserstellung in aller Regel effizienter ist. Insbesondere kann man davon ausgehen, dass bei der staatlichen Leistungserstellung regelmäßig auch solche Interessen verfolgt werden, die dem Ziel einer effizienten Allokation zuwider laufen. Für die Energieabnehmer würde sich dieses zwangsläufig in höheren Preisen niederschlagen. Es gibt daher nur wenige Gründe dafür, dass Aufgaben besser erfüllt werden können, wenn die Energienetze in kommunaler Hand sind. Lässt sich allerdings nachweisen, dass die positiven Wirkungen einer staatlichen Beteiligung die negativen Effekte übertreffen, dann kann die kommunale Tätigkeit gerechtfertigt sein.



Dr. Andrea Schweinsberg leitet die Abteilung „Energiamärkte und Energieregulierung“ des WIK in Bad Honnef. Zuvor war sie für die Monopolkommission tätig, wo sie den Bereich Gaswirtschaft verantwortete und federführend mit der Erstellung des Sondergutachtens zur Energiewirtschaft betraut war. Die Volkswirtin begann ihre Karriere in einer wettbewerbsökonomischen Unternehmensberatung. Sie promovierte an der Universität Münster mit einer institutionenökonomischen Arbeit zu globalen Unternehmenskooperationen.



bne-Fachtagung zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes Kartellamt warnt vor Balkanisierung der Verteilnetze

Die immer stärker zunehmende Zersplitterung der Verteilnetze ist eine der größten gegenwärtigen Gefahren für den künftigen Wettbewerb auf den Energiemärkten. Das war eines der wesentlichen Ergebnisse der bne-Fachtagung zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) am 16. November 2010 in Berlin.

Über 50 Teilnehmer aus Politik, Wirtschaft, Regulierungsbehörden und der Presse waren der Einladung des bne in die saarländische Landesvertretung in Berlin gefolgt. Während Dr. Felix Engelsing, Lei-

ter der 10. Beschlusskammer des Bundeskartellamtes, explizit vor einer "Balkanisierung der Verteilnetze" warnte, gab sich Detlef Dauke, Abteilungsleiter im Bundeswirtschaftsministerium (BMWi), zuversichtlich, die Netzprobleme über kurz oder lang lösen zu können.

Besonders den in den BMWi-Eckpunkten zur EnWG-Novelle vom 27. Oktober 2010 vorgesehenen Netzentwicklungsplan nannte Dauke in diesem Zusammenhang. Dass gerade die De-minimis-Regelung – an der die Regierung laut BMWi-Eckpunktepapier

ausdrücklich festhalten will – die Ursache jener "Balkanisierung" ist, machten Dieter Ploch (epimo GmbH) und Dr. Thomas Mecke (lekker Energie GmbH) deutlich.

Beim Thema Energieeffizienz waren sich Dr. Holger Krawinkel vom Verbraucherzentrale Bundesverband und Dr. Peter Vest vom Kofler Energies Club einig: Maßgeschneiderte und vom Kunden gewünschte Konzepte sind wesentlich erfolgversprechender als ein staatlich verordneter Massen-Roll-out.

CN



Gemeinsame Fachtagung von bne und Britischer Botschaft Neuer Markt für Energieeffizienz

Die billigste Energie ist jene, die man nicht verbraucht – so lautete die Bilanz der bne-Tagung „A New Market for Energy Efficiency“, die der Verband am 1. Oktober 2010 gemeinsam mit der Britischen Botschaft in Berlin veranstaltete. Über 50 Interessierte aus Wirtschaft, Politik und Verbänden kamen zu den Vorträgen der Experten aus dem Bundesumweltministerium (BMU), dem britischen Department for Energy and Climate Change (DECC) und der britischen Energy Retail Association (ERA).

Dr. Silke Karcher, Referatsleiterin im BMU, stellte die künftigen Vorhaben zur Erhöhung der Energieeffizienz in Deutschland vor – und plädierte für die Einführung von

Weißten Zertifikaten. David Purdy (DECC) und Frances Williamson (ERA) konnten bereits mit praktischen Erfahrungen dienen: In Großbritannien gelten massive gesetzliche Bestimmungen, die Energielieferanten zwingen, ihre Kunden zur Effizienz anzuhalten: „Weniger Energie an mehr Kunden zu verkaufen – das ist mittlerweile das Ziel der britischen Energieversorger“, so Frances Williamson.

In einer abschließenden Diskussionsrunde, an der neben den Rednern auch Stefan Rolle vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) sowie bne-Vorstandsmitglied Dr. Jörg Spicker von der Alpiq Energie Deutschland AG teilnahmen, wurde intensiv über

die im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehenen Pilotprojekte zum Umgang mit Weißten Zertifikaten diskutiert. Mit deren genauer Ausgestaltung wolle das BMWi noch warten, bis die Ergebnisse einer Untersuchung zum Thema vorlägen, so Rolle. Aus der Perspektive eines Energielieferanten gab Spicker zu Bedenken, dass die Neuen Anbieter gerade nicht die richtige Zielgruppe für eine gesetzliche Verpflichtung zur Durchführung von CO₂-Einsparmaßnahmen seien. Großbritannien hat hier – jedenfalls für kleine Newcomer – Ausnahmen geschaffen: Unternehmen mit weniger als 50.000 Kunden sind von den gesetzlichen Vorschriften zur Effizienzsteigerung befreit.

CN



Köpfe der Energiepolitik

Folge 11: Fragen an Klaus Breil, MdB

Klaus Breil ist seit Herbst 2009 Sprecher für Energiepolitik der FDP-Bundestagsfraktion. Im bne-kompass beantwortet er Fragen zur Effizienz auf Verteilnetzebene und konstatiert: Statt einer Zersplitterung im Netzbereich sollten größere Einheiten gebildet werden.

Unter der Prämisse eines verstärkten Ausbaus der Erneuerbaren gewinnt die Problematik des Stromnetzausbaus noch wesentlichere Bedeutung – insbesondere auf der Verteilnetzebene: Deutschland leistet sich als einziges europäisches Land 866 Strom- und 695 Gasverteilnetzbetreiber. Sind Verteilnetzbetreiber damit effizient genug aufgestellt?

Mit Sicherheit nicht. Auf europäischer Ebene drängt uns die Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets dazu, den Markt in möglichst alle Richtungen weiter zu öffnen, auf regionaler Ebene jedoch fallen wir zurück ins Klein-Klein. Darunter leiden besonders kleinere Energieanbieter, die in der Konsequenz einer Vielzahl verschiedener Netzbetreiber gegenüberstehen. Das ist alles andere als effizienter Bürokratieabbau. Daher werde ich auch nicht müde, bei jeder Diskussion zum Thema Rekommunalisierung der Netze auch auf die Pflichten hinzuweisen, die der Betrieb eines Netzes mit sich bringt. Anscheinend erhoffen sich immer mehr Kommunen, mit dem Betrieb von Verteilnetzen Energiepolitik machen zu können. Dabei verlieren sie die Kostenbelastung aus dem Blick. Aktuell stellt sich zum Beispiel die Frage, welche zusätzlichen finanziellen Belastungen etwa ein flächendeckender Roll-out von Smart Metern mit sich bringen wird. Statt einer Zersplitterung im Netzbetrieb, die Verbraucher und Wirtschaft teuer zu stehen kommt, sollten wir zu größeren Einheiten kommen und Skaleneffekte nutzen.

Wissenschaftler des WIK haben festgestellt, dass die Kleinteiligkeit der Verteilnetzstruktur jedes Jahr etwa 5

Milliarden Euro kostet. In einer aktuellen Studie der TU Clausthal wird die Vermutung geäußert, dass die Anzahl der Verteilnetzbetreiber in naher Zukunft stark reduziert wird. Durch welche Maßnahmen sollte die Politik diese Entwicklung Ihrer Meinung nach flankieren?

Zu einer Konsolidierung kommt es dort, wo Kommunen erkennen, dass sie durch PPP-Modelle, Netzfusionen oder Kooperationen für sich selbst und für ihre Bürger mit einem effizienten Netzbetrieb Vorteile generieren können. Mir fällt dazu beispielsweise die BS|ENERGY in Braunschweig ein.

Ebenso wichtig ist, dass wir in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Voraussetzungen für einen fairen Wettbewerb um die Netze bzw. Netzkonzessionen verbessern. In den nächsten Jahren laufen bei einer Vielzahl von Kommunen die Konzessionsverträge aus.

Auf der Strom-Übertragungsnetzebene gewinnt das Prinzip neutraler Netze zunehmend an Selbstverständlichkeit. Bei Verteilnetzen, also dort wo Erneuerbare eingespeist werden und Anbieterwechsel stattfinden, ist diese Neutralität noch Zukunftsmusik. Was kann der Gesetzgeber tun, um die Nachteile fehlender rechtlicher Entflechtung abzumildern?

Fehlende rechtliche Trennung darf nicht bedeuten, dass diskriminierendes oder missbräuchliches Verhalten dieser Unternehmen gegenüber neuen Anbietern geduldet wird. Die Landesregulierungsbehörden sind nach § 54 EnWG zuständig für die Aufsicht und Regulierung von Netzbetreibern, an deren Strom- oder Gasverteilernetz jeweils weni-

ger als 100.000 Kunden angeschlossen sind und deren Netz nicht über das Gebiet des Landes hinausreicht. Diese De-minimis-Regelung wollen wir erhalten. Ich denke am wichtigsten ist, dass Wechselprozesse organisatorisch möglichst standardisiert und automatisiert in jedem Netz ablaufen.

Die umfassendsten Veränderungen wurden vor allem durch kartellrechtliche Maßnahmen der EU-Wettbewerbsbehörden angeregt – man denke nur an den Verkauf des Eon Stromübertragungsnetzes. Nationale ordnungspolitische Maßnahmen werden als ungleich schwächer wahrgenommen. Was erwartet uns auf nationaler Ebene: Eine immer blässere Ordnungspolitik bei gleichzeitigem Erstarren des kartellrechtlichen Instrumentariums?

Ich denke nicht in Gegensätzen zwischen nationaler Politik und EU-Politik. Das gemeinsame Ziel sind wettbewerblich starke Märkte und zwar sowohl national als auch im Binnenmarkt. Mit dem 3. Binnenmarktpaket ist die Liberalisierung des EU-Binnenmarktes von Seiten der europäischen Ordnungspolitik zunächst abgeschlossen. Wir werden diese Regeln mit der in Vorbereitung befindlichen EnWG-Novelle umsetzen. Von großer ordnungspolitischer Bedeutung – wenn wir es so nennen wollen – wird das Projekt sein, erneuerbare Energien in die Energiemärkte zu integrieren. Auf diesem Weg stellt sich eine Reihe von Herausforderungen, wie etwa die Öffnung der Regelmärkte für erneuerbare Energien. Auch der Aufbau von Smart Grids, den das EnWG vorantreiben wird, eröffnet neue Möglichkeiten für Energieanbieter und Energiedienstleistungen. Das sind kraftvolle ordnungspolitische Ansätze, meine ich. **Fragen: KR**



Klaus Breil ist seit Herbst 2009 Mitglied des Deutschen Bundestages und dort als energiepolitischer Sprecher der FDP-Fraktion tätig. Er hat Betriebswirtschaft studiert und war als Mitglied des bayerischen FDP-Landesvorstands neun Jahre lang wirtschafts- und energiepolitischer Sprecher der FDP in Bayern. Zuvor war Klaus Breil viele Jahre bei der ADIG Investment GmbH/cominvest Frankfurt für globale Aktienfonds zuständig, mit Verantwortung für Branchen- und Unternehmensanalysen u.a. der Energiewirtschaft, des Rohstoffsektors und des Klimawandels.



Bundesverband
Neuer Energieanbieter e.V.

Hackescher Markt 4
10178 Berlin

Tel: +49 (0)30 400 548 0
Fax: +49 (0)30 400 548 10

mail@bne-online.de
www.bne-online.de

Für Wettbewerb auf den Energiemärkten._____