

Kurzüberblick

Jenseits von ökonomischen Effizienz- und Gerechtigkeitszielen muss eine intelligente Anreizregulierung den Anspruch haben, den ökologisch notwendigen Umbau des derzeitigen Stromsystems hin zu einem stärker dezentralisierten System zu flankieren. Diese Flankierung zielt zum einen auf die Neutralisierung negativer Anreize der Stromnetzbetreiber gegenüber der umfassenden Integration dezentraler Optionen in ihrem jeweiligen Netzgebiet, zum anderen auf zusätzliche positive Anreize zur Unterstützung von Innovationen sowie des Wandels in der Aufgabenstellung der Netzbetreiber und in ihrem Selbstverständnis. Insgesamt wird ihre Anreizstruktur künftig fundamental durch die Art und Weise der Festlegung und Erhebung der Netznutzungsentgelte geprägt, die ihre bei weitem wichtigste Einnahmequelle darstellen. Die von der Bundesnetzagentur im Sommer vorgelegten Vorschläge zur Ausgestaltung der Anreizregulierung in Deutschland bieten bereits eine Fülle guter Ansätze für diese Flankierung; gleichwohl müssen sie an wichtigen Stellen noch ergänzt bzw. operationalisiert werden. Das betrifft insbesondere die Berücksichtigung von Kennziffern beim Effizienzvergleich und bei der Qualitätsregulierung, die einen Bezug zum Umfang und zur Qualität der Integrationsleistung der Netzbetreiber im Hinblick auf angebots- und nachfrageseitige dezentrale Optionen in ihrem Netzgebiet herstellen.

Einleitung: Umbauperspektiven des deutschen Stromsystems

Die Feststellung, dass unser heutiges Energiesystem nicht nachhaltig im Sinne von zukunftsfähig und verallgemeinerbar ist, bildet den Ausgangspunkt aller Überlegungen zu seiner Umgestaltung. Dies gilt insbesondere auch für das Stromsystem, das allein knapp 40% des (Primär-)Energieverbrauchs und

Intelligente Anreizregulierung als Katalysator für einen nachhaltigen Umbau des deutschen Stromsystems

Uwe Leprich

der CO₂-Emissionen auf sich vereinigt. Bereits die Tatsache, dass die bevölkerungsreichsten Länder China und Indien einen gegenüber Deutschland um den Faktor 6 (China) bzw. 16 (Indien) geringeren Pro-Kopf-Stromverbrauch aufweisen, demonstriert anschaulich, wie dramatisch eine Übertragung unseres Systems auf diese Länder unter CO₂- und Ressourcengesichtspunkten wäre.

Eine Lösungsperspektive, die vor diesem Hintergrund in allen Industrieländern zunehmend intensiver diskutiert wird, ist eine stärkere Dezentralisierung der Stromerzeugung und damit einhergehend eine verbraucher- und lastnahe Versorgungsstruktur, verbunden mit einer erheblichen Steigerung der Anwendungseffizienz von Strom beim Endverbraucher. Dafür lassen sich u.a. folgende Gründe anführen:

- Kraft-Wärme-Kopplung ist dezentral
Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sparen in der Regel durch ihre hohen Gesamtwirkungsgrade gegenüber Referenzsystemen einen erheblichen Anteil Primärenergie ein. Voraussetzung dafür ist die sinnvolle Verwendung der Abwärme, was ökonomisch nur in relativ verbrauchernahen dezentralen Anlagen gewährleistet werden kann.
- Erneuerbare Energien sind meist dezentral
Die Nutzung erneuerbarer Energien ist sehr eng an den Ort ihres Aufkommens gebunden – sei es bei

Wasser- und Windkraftwerken, der Biomasse-/Biogasnutzung, der Photovoltaik oder bei der Geothermie. Mit Ausnahme von Off-Shore-Windanlagen werden die Anlagen relativ verbrauchernah errichtet und betrieben.

- Dezentral stärkt die Versorgungssicherheit
Zentrale Systeme sind in Zeiten zunehmender terroristischer Bedrohungen mögliche Ziele von Anschlügen mit weit reichenden Folgen für die Funktionsfähigkeit der Wirtschaftsgesellschaft. Kleinräumig vernetzte dezentrale Systeme erscheinen hier weniger anfällig. Darüber hinaus vermindern die Nutzung erneuerbarer Energien und die hocheffiziente Nutzung fossiler Energien in dezentralen Anlagen die Importabhängigkeiten.
- Dezentral stärkt die regionale Wertschöpfung
Die Errichtung, der Betrieb und die Wartung dezentraler Anlagen schafft bzw. sichert Arbeitsplätze vor Ort, vermindert Geldabflüsse für importierte Brennstoffe und stärkt auf diese Weise die Kaufkraft in der Region.
- Ein dezentraleres Stromsystem ist

Prof. Dr. Uwe Leprich
Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)
an der Hochschule für Technik und
Wirtschaft
Altenkesselerstr. 17
66115 Saarbrücken
leprich@izes.de

möglicherweise ökonomisch günstiger als ein zentrales System. Das Rückgrat eines zentralen Stromsystems ist ein angemessen dimensioniertes Transportnetz (Hoch- und Höchstspannungsleitungen), das relativ teuer ist. In der Perspektive kann ein dezentraleres System dazu führen, den Umfang des Transportnetzes zu reduzieren.¹ Hinzu kommen reduzierte Übertragungsverluste durch dezentrale Einspeisung.

Aus diesen und weiteren Gründen enthalten die meisten Energieszenarien deutlich höhere Anteile dezentraler Stromerzeugung gegenüber heute. Auch die unlängst durchgeführte europäische Delphi-Studie, bei der rund 700 Experten nach ihren Zukunftsvorstellungen im Hinblick auf die Ausgestaltung der Energiesysteme befragt wurden, kam zu diesem Ergebnis:

“The results ... indicate that the production of power, heat and biogas in distributed energy systems (DES) can play a key role in Europe’s energy system, particularly in combination with the development of local renewable energy resources and storage technologies. ...A steadily increasing share of distributed electricity generation is considered very likely under all framework conditions analysed in EurEnDel and highly beneficial for its contribution to increasing security of supply.”

Während technische Möglichkeiten der Ausgestaltung dezentralerer Stromsysteme bereits in zahlreichen Projekten untersucht wurden, klafft nach wie vor eine erhebliche Lücke bei der akteursbezogenen Umsetzungsforschung, ohne die Konzepte wie „virtuelle Kraftwerke“, „Microgrids“ oder „dezentrale Energiemanagementsysteme“ im luftleeren Raum schweben.

In den folgenden Ausführungen wird davon ausgegangen, dass Stromnetzbetreibern bei der Realisierung eines

stärker dezentralisierten Stromsystems eine Schlüsselrolle zukommt („aktiver Netzbetreiber“) und daher ihre ökonomische Anreizstruktur von besonderer Wichtigkeit ist.³ Diese Anreizstruktur wird künftig im Wesentlichen durch die Netzregulierung – und hier vor allem durch die Netzentgeltregulierung – bestimmt werden. Da die Netzentgeltregulierung wie in den meisten Ländern auch in Deutschland als Anreizregulierung ausgestaltet wird,⁴ besteht die konzeptionelle Herausforderung darin, in diesem Verfahren die Anreize so zu setzen, dass die Netzbetreiber den angedeuteten und als ökologisch notwendig erachteten Umbau des Stromsystems im eigenen ökonomischen Interesse unterstützen oder ihn zumindest nicht behindern.

Interessenunterschiede zwischen dezentralen Anlagenbetreibern und Stromnetzbetreibern

Das Liberalisierungskonzept geht davon aus, dass sich Stromnetzbetreiber als Vermittler zwischen Angebot und Nachfrage strikt neutral verhalten. Grundvoraussetzung dafür ist, dass sie keine eigenen Interessen hinsichtlich der Strombereitstellung und des Stromhandels/-vertriebs verfolgen und dass ihre Einkommensströme nicht mit Anreizen verknüpft sind, die die bisherigen Stromerzeugungslösungen favorisieren oder ein hohes Durchleitungsvolumen belohnen. Davon ist man in Deutschland aus folgenden beiden Gründen noch ein gutes Stück entfernt:

a) Die Entflechtung der Interessen zwischen dem Stromnetz auf der einen Seite und der Stromerzeugung/dem Stromvertrieb auf der anderen Seite ist bislang unzureichend, da unter einem gemeinsamen Unternehmensdach in der Regel weiterhin eine Gesamtoptimierung

verfolgt und dabei die Netzverfügungsgewalt strategisch genutzt wird.

Eine vollständige Entflechtung der Interessen auf den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen des Stromsektors setzt eine klare *eigentumsrechtliche* Entflechtung voraus. Eine solche ist zumindest für den Verteilnetzbereich auf mittlere Sicht nicht zu erwarten, was die Schlußfolgerung erlaubt, dass Stromverteilnetzbetreiber (VNB) auch in Zukunft eine eher gemischte Interessenstruktur aufweisen.

b) Die Festlegung der Netzentgelte ist zur Zeit noch nicht abschließend geregelt. Bislang wurden sie in Anlehnung an eine freiwillige Verbändevereinbarung gebildet (VV II+), die das Spannungsfeld zwischen Netzbetreibern und dezentralen Anlagenbetreibern nur unzureichend berücksichtigt hat und zudem unverbindlich war.

Die Förderung von dezentralen Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Modernisierungsgesetz (KWK-G) hat auf den ersten Blick keine direkten finanziellen Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber, denn durch die in den Gesetzen festgelegten Umlage-Mechanismen werden sie nicht mit den Kosten der Förderung belastet. Gleichwohl entstehen ihnen eine Reihe von indirekten Kosten (z.B. Transaktionskosten, Netzverstärkungen etc.), deren Größenordnung nicht vernachlässigbar ist und die die VNB automatisch in eine eher ablehnende Haltung gegenüber dezentralen Anlagen in ihrem Netzgebiet bringen – zumal dann, wenn ihre Erstattung nicht geregelt oder mit Schwierigkeiten verbunden ist.

Wenn man der Ansicht ist, dass eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems auch gegen die Interessen der betroffenen Akteure politisch durchgesetzt werden kann und sollte, bedarf es keinerlei Anstrengungen zur Überwindung von bestehenden Interessenunterschieden. Ist man jedoch der Ansicht,

¹ Dies gilt insbesondere dann, wenn die dezentralen Anlagen in ein aktives Netzlastmanagement einbezogen werden. Vgl. dazu Pudjianto u.a. (2006).

² EurEnDel(2004), S.22

³ Vgl. dazu ausführlicher Leprich u.a. (2005); Späth u.a. (2006)

⁴ Zur Theorie und zur derzeitigen Praxis der Anreizregulierung vgl. vor allem Joskow (2006)

dass diese Herangehensweise auf Dauer zu kurz greift, kommt man nicht umhin, sich mit der Anreizstruktur der Stromnetzbetreiber im Detail zu beschäftigen und zu versuchen, bestehende Negativeinreize gegenüber der stärkeren Verbreitung dezentraler Anlagen zumindest zu neutralisieren und darüber hinaus zusätzliche positive Anreize zu vermitteln. Ökonomische Anreize im Rahmen der Netzregulierung erscheinen hierfür ein notwendiger und aussichtsreicher Ansatz.

Netzregulierung als dauerhafte Geschäftsgrundlage der Stromnetzbetreiber

Nachdem auch Deutschland sich auf Druck der Europäischen Kommission bereit erklären musste, eine Netzregulierung einzuführen und die Bundesnetzagentur mit dieser Aufgabe betraut hat, werden in den kommenden Monaten die Pflöcke für die Ausgestaltung der Anreizregulierung zur künftigen Festlegung der Netzentgelte gesetzt.⁵ Bevor im Sinne der bisherigen Ausführungen dazu Vorschläge entwickelt werden, sei noch kurz auf die ökonomische Begründung einer staatlichen Netzregulierung eingegangen:

Während bei deutschen Ökonomen die Regulierungsdiskussion in den letzten Jahrzehnten fast ausschließlich um die normative und positive Variante einer neoklassisch fundierten Regulierungstheorie kreiste,⁶ spielen insbesondere in den USA hierzulande kaum reflektierte institutionalistische Forschungen und Erkenntnisse seit vielen Jahren eine herausragende Rolle.⁷ Der

⁵ Grundlage dafür ist der Bericht der Bundesnetzagentur vom 30. Juni 2006 zur Einführung der Anreizregulierung.

⁶ Vgl. dazu exemplarisch die Arbeiten von Knieps (Universität Freiburg) oder das als ökonomisches Standardwerk geltende Buch von Fritsch/Wein/Ewers (2003).

⁷ Mit Institutionalismus bzw. institutionalistischer Ökonomik wird jene ökonomische Denktradition bezeichnet, die sich vor allem in den USA seit Beginn des letzten Jahrhunderts entwi-

wissenschaftssoziologisch reizvollen Frage, wie es zu dieser Selbstbeschränkung der ökonomischen Regulierungsdiskussion in Deutschland auf ausschließlich wohlfahrtsökonomisch abgeleitete, meist hochabstrakte Modellkonstrukte kommen konnte, kann an dieser Stelle allerdings nicht weiter nachgegangen werden. Mit der Einführung und konkreten Ausgestaltung der Netzregulierung in Deutschland besteht jedoch begründete Hoffnung, dass die Wissenschaft der Komplexität des Regulierungsthemas stärker als bislang gerecht wird.

Löst man sich einmal von dem engen Korsett einer ausschließlich neoklassisch abgeleiteten Regulierungsbeurteilung und überträgt die Grundgedanken einer institutionalistischen Regulierungsfundierung auf die anstehende Netzregulierung in Deutschland, so lässt sich ihre dauerhafte Notwendigkeit u. a. auch mit folgenden Argumenten begründen:

- Versorgungssicherheit
Stromnetze als nicht ersetzbare Infrastruktur für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit sind eine besonders sensible Fazilität, dessen ausreichende und zuverlässige Bereitstellung sich nicht allein an Renditerationalitäten privater Kapitalgesellschaften orientieren sollte. Versorgungssicherheit lässt sich ökonomisch auch als meritorisches Gut definieren, von dessen Nutzung niemand ausgeschlossen werden und dessen „Konsum“ keiner Rivalität unterliegen soll. Privatwirtschaftlich betriebene Stromnetze bedürfen demnach einer staatlichen Regulierung im Sinne einer kontinuierlichen Kontrolle der Investitionsbereitschaft und –möglichkeiten und damit verbunden der Erlösströme, um die dauerhafte Bereitstellung des meritorischen Gutes zu garantieren.

ckelt und ihre Identität in erster Linie durch eine radikale Ablehnung der neoklassischen Theorie herausgebildet hat. Sie ist also keinesfalls zu verwechseln mit dem neoklassisch inspirierten „Neo-Institutionalismus“. Vgl. dazu ausführlicher Leprich (1994), Kapitel 2.3.3; Reuter (1996)

- Kontrolle ökonomischer Macht
Die Betreiber von Stromnetzen als Schlagadern des Stromsystems besitzen eine große ökonomische Macht, die weder durch tatsächlichen noch durch potenziellen Wettbewerb bedroht werden kann. Dieser Umstand erfordert nicht zuletzt aus Legitimationsgründen in einer ansonsten wettbewerblich organisierten Wirtschaft eine wirksame öffentliche Kontrolle. Hinzu kommt ein hohes Diskriminierungspotenzial gegenüber „unerwünschten“ Inanspruchnehmern des Systems verbunden mit der Möglichkeit der Realisierung hoher Monopolgewinne, das den Netzbetreibern erhebliche Spielräume für die Verfolgung eigener Interessen eröffnet, die sich stark von den politisch formulierten und demokratisch legitimierten Gemeinwohlinteressen im Stromsektor unterscheiden können. Eine wichtige Aufgabe staatlicher Regulierung ist es, diese Spielräume zu minimieren.
- Verbraucherschutz/Gerechtigkeit
Netzregulierung muss über alle ökonomischen Effizienzziele hinaus nach institutionalistischem Verständnis stets den Anspruch haben, Gerechtigkeitsziele gleichrangig zu verfolgen. Dies umfasst u. a.
 - Gerechtigkeit gegenüber allen Nutzern der Netze im Sinne von diskriminierungsfreiem Netzzugang
 - Gerechtigkeit im Hinblick auf die Höhe der Netzentgelte für die unterschiedlichen Kundengruppen; insbesondere auch Schutz der Haushalts- und kleinen Gewerbekunden vor Quersubventionierungen zugunsten großer Industriekunden⁸
 - Gerechtigkeit im Hinblick auf

⁸ Ein Ansatz wie das so genannte „Ramsey-Pricing“, das nach neoklassischem Regulierungsverständnis als effizienter Preisbildungsmechanismus gilt, da er die unterschiedlichen Preiselastizitäten ausnutzt und jene Kunden besonders stark belastet, die eine geringe Preiselastizität aufweisen, wäre nach institutionalistischem Regulierungsverständnis mit der gleichberechtigten Betonung des Gerechtigkeitsziels von Regulierung völlig indiskutabel.

die Struktur der Netzentgelte beispielsweise dahingehend, dass hohe Leistungspreise nicht bei solchen Kunden erhoben werden sollten, die keine Ausweichmöglichkeiten besitzen.

Hinzu kommt die dauerhafte Sicherung einer guten Servicequalität gerade auch für Massenkunden und kleine dezentrale Einspeiser, verbunden mit qualifizierten Beratungsprogrammen und einer breiten Informationsbereitstellung.

– Umweltschutz

Wie bereits erwähnt hat Strom den mit Abstand größten Anteil am Primärenergieverbrauch und an den CO₂-Emissionen in Deutschland. Hinzu kommt, dass die Netze selber eine hohe Flächenbeanspruchung aufweisen und die elektromagnetische Strahlung bei Freileitungen gesundheitsgefährdend wirken kann. Entscheidungen über Verkabelung anstelle von Freileitungen beispielsweise berühren das Gemeinwohl und sollten nicht ausschließlich dem betriebswirtschaftlichen Kalkül der Netzbetreiber überlassen bleiben.

Selbst wenn also kein Marktversagen im engen Sinne der neoklassischen Regulierungstheorie konstatiert werden könnte, wäre nach institutionalistischer Auffassung im Stromnetzbereich die Gefahr groß, dass das Gemeinwohl negativ tangiert wird, wenn keine explizite staatliche Netzregulierung vorgesehen ist. Darin und in der positiven Verfolgung gesellschaftlicher Ziele, die weit über ein abstraktes ökonomisches Effizienzziel hinausgehen, liegt der Kern einer institutionalistisch fundierten Theorie für die Regulierung der Stromnetze. Wie diese Regulierung konkret auszugestalten ist, hängt dann in erster Linie von den jeweiligen Regulierungszielen und den entsprechenden Rahmenbedingungen ab.

Intelligente Netzregulierung als Anreizregulierung

Ausgangspunkt für eine sachgerechte und zielführende Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung ist zunächst die Erstellung eines Katalogs von Anreizen, die nach Möglichkeit im Regulierungsschema verankert werden sollen. Zu diesen zählen klassischerweise

- Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten
- Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität
- Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern (Endkunden, Anlagenbetreiber, Drittversorger).

Ausgehend von den formulierten Umbauperspektiven des Stromsystems ist es darüber hinaus zwingend notwendig, inhärente Negativanreize der Netzbetreiber gegenüber sämtlichen angebots- und nachfrageseitigen dezentralen Optionen⁹ im Sinne eines „level playing field“ zu neutralisieren. Konkret sollte sich die ökonomische Situation der Netzbetreiber zumindest nicht verschlechtern,

- egal wie viele dezentrale Anlagen in ihrem Netzgebiet angeschlossen werden;
- egal wie viele dezentrale Anlagen in ihre Netze einspeisen;
- egal wie viel zusätzliche Eigenerzeugung errichtet wird;
- egal wie viele Areal-/Objektnetze in ihren Netzgebieten entstehen
- egal wie effizient die Endverbraucher mit Strom umgehen.

Darüber hinaus sollten sie sich im Sinne des § 14 Abs. 2 EnWG in all jenen Fällen für dezentrale Optionen entscheiden, in denen sie bei einer Vollkostenbetrachtung kostengünstiger sind als der Netzausbau/die Netzverstärkung. Schließlich sollte die Anreizregulierung den Netzbetreibern Raum für

Innovationen bieten, um die vielfältigen technischen Herausforderungen bewältigen zu können.¹⁰

Grundsätzlich ist es notwendig, jeden Teilschritt des Regulierungsschemas im Hinblick auf seine Anreize genau zu analysieren. Dabei ist die Wechselwirkung der unterschiedlichen Anreize systematisch zu berücksichtigen.

Tabelle 1 fasst als Ergebnis dieser Analyse die wesentlichen Ansatzpunkte für eine Anreizregulierung zusammen, die zu einer Neutralisierung unerwünschter Negativanreize führen und darüber hinaus den Netzbetreibern positive Anreize für eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems geben. Diese werden anschließend erläutert.

Dezentrale Optionen

Wenn von einer stärkeren Dezentralisierung des Stromsystems gesprochen wird, geht es nicht nur um die dezentrale Stromerzeugung. Unter den Begriff „dezentrale Optionen“ (Distributed Energy Resources/DER) werden vielmehr sämtliche Technologien und Maßnahmen subsumiert, die Beiträge zu einem stärker dezentralisierten Stromsystem leisten können, im einzelnen:

- KWK-Anlagen als Heizkraftwerke, dezentrale Blockheizkraftwerke oder Mikro-KWK-Anlagen (Mikro-BHKW und -Gasturbinen, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen)
- EEG-Anlagen außer Offshore-Wind- und größere Onshore-Windparks
- Lastmanagement-Optionen bei den Kunden in Form von Abschalt- und Verlagerungsmöglichkeiten, flankiert durch entsprechende Verträge

¹⁰ Der englische Regulierer OFGEM beispielsweise hat mit den Registered Power Zones (RPZ) und dem Innovation Funding Incentive (IFI) im Jahr 2005 zwei komplementäre Instrumente in die Netzentgeltregulierung eingeführt, die den Netzbetreibern trotz des Drucks zur Kostensenkung Spielräume eröffnen sollen, um Innovationen beim Anschluss und der Steuerung dezentraler Anlagen und im Netzdesign zu entwickeln und zu demonstrieren. Vgl. dazu Ofgem (2004).

⁹ s. dazu die Ausführungen im Kasten.

- gezielte Energieeffizienz-Maßnahmen und –programme bei den Kunden (Demand Side Management)
 - dezentrale Stromspeichertechnologien.
- Für dezentrale Erzeugungsanlagen existieren bislang keine eindeutigen Abgrenzungen; in der Regel geht man aber davon aus, dass sie
- in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz und
 - verbrauchernah/lastnah einspeisen. Dies gilt in Deutschland für alle KWK-Anlagen und die allermeisten EEG-Anlagen.

aufweist, zumindest kurz- und mittelfristig auch höhere Kosten zu tragen hat, stellt sich die Frage, wie diese Kosten in der Kostenbasis berücksichtigt werden können.

Die Kostenbasis für die Festlegung der Netznutzungsentgelte besteht grundsätzlich aus der Summe der prognostizierten Betriebs- und Kapitalkosten für den Regulierungszyklus, der nach EnWG zwischen 2 und 5 Jahre umfassen kann. Ihre Festlegung durch eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung auf der Grundlage der Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung und der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres bildet zunächst den Status Quo ab; eine separate Kostenprognose durch die Behörde wird nicht erstellt, da die Bundesnetzagentur generell eine Prognosetätigkeit für sich ablehnt.

a) Betriebskosten / OPEX (operating expenses)

Theoretisch müsste bei der Festlegung der Kostenbasis für die Betriebskosten darauf geachtet werden, dass die absehbaren Kosten, die durch die Integration dezentraler Optionen beim Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperiode anfallen, als Kostenart auf der Grundlage der §§ 4 und 5 Strom-NEV vorab explizit berücksichtigt werden. Da wie oben erwähnt die Bundesnetzagentur selbst keine solche Prognose erstellt, wäre es Sache der Netzbetreiber, diese absehbaren Kosten auszuweisen und ihre Anerkennung als künftige Betriebskosten zu beantragen.

Für diejenigen Kosten in Verbindung mit der Integration dezentraler Optionen, deren Entstehung zu Beginn des Regulierungszyklus nicht absehbar ist, wären zwei Regelungen vorstellbar:

1. jährliche nachholende Anpassung dieser Kosten innerhalb des Regulierungszyklus durch einen Aus-

1. Ermittlung der Kostenbasis zur Ausgangswertermittlung

Ausgehend von der These, dass ein Netzbetreiber, der einen höheren Anteil dezentraler Erzeugung in seinem Netz

Tabelle 1: Elemente einer intelligenten Anreizregulierung zur Stärkung der Umbauperspektiven des deutschen Stromsystems

	Schritt bei der Netzentgeltfestlegung	Ziel		Regelungsaspekte	Vorschlag BNetzA	Kommentar
1	Ermittlung der Kostenbasis zur Ausgangswertermittlung	Angemessene Berücksichtigung der notwendigen Kosten, die mit einer stärkeren Nutzung dezentraler Optionen im Netzgebiet verbunden sind	a	Berücksichtigung von höheren operating expenditures (OPEX)	Ergänzung der Anpassungsformel um hybride Elemente	Zielerreichung gewährleistet
			b	Berücksichtigung von zusätzlichen capital expenditures (CAPEX)	a) Erweiterung: Erweiterungsfaktoren in Anpassungsformel b) Ersatz: enthalten im Revenue Cap	§ 14 Abs. 2 (Level Playing Field) noch für beide Investitionsarten zu operationalisieren
2	Anpassung der Ausgangswerte durch Effizienzvergleich	Korrektur des Effizienzvergleichs durch geeignete Strukturmerkmale, die den höheren Kosten Rechnung tragen	a	Definition geeigneter Strukturmerkmale	Zahl der angeschlossenen Erzeugungsanlagen	weitere Merkmale sind noch zu entwickeln
			b	Quantitative Berücksichtigung der Strukturmerkmale	noch offen	
3	Anpassungsformel für die Dauer der Regulierungsperiode	Neutralisierung des Mengenanreizes	a	Berücksichtigung von kurzfristigen Mengeneffekten	Einführung eines Regulierungskontos	Zielerreichung gewährleistet
			b	Berücksichtigung von strukturell bedingten Mengeneffekten	Ergänzung der Anpassungsformel um hybride Elemente	weitere Merkmale sind noch zu entwickeln
4	Ergänzende Qualitätsregulierung	Positive Anreize durch gute „Performance“ bei der Nutzung dezentraler Optionen	a	Definition geeigneter Kennziffern zur Bewertung „dezentraler Effizienz“	keiner	Kennziffern sind noch zu entwickeln
			b	Quantitative Berücksichtigung der Kennziffern in einem Bonus-Malus-System	Q-Element in der Anpassungsformel	Zielerreichung gewährleistet

gleichsfaktor z. B. in der Anpassungsformel

2. Vortrag der kumulierten aufgezinsten Kosten des aktuellen Regulierungszyklus auf den nächsten Zyklus und unmittelbare Einstellung in den neuen Betriebskostenansatz.

Eleganter erscheint die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Lösung, über die Ergänzung der Anpassungsformel durch hybride Elemente auch während der Regulierungsperiode automatisch Kostenanpassungen vornehmen zu können, die durch outputbedingte Kostensteigerungen (z.B. verursacht durch eine höhere Anzahl von Anschlüssen, eine höhere Netzlast etc.) bewirkt werden. Damit entfällt die Notwendigkeit, die mit der Integration dezentraler Optionen verbundenen künftigen Kosten bereits explizit bei der Ermittlung der Kostenbasis abzuschätzen, vorausgesetzt die (automatische) Kostenanpassung durch die veränderten (noch zu definierenden) Kostentreiber führt zu zufrieden stellenden Ergebnissen.

Schließlich: Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber für eine dauerhafte Minderung der Netzlast zahlen, müssten ebenfalls als Bestandteil der Betriebskosten anerkannt werden. Diese Kosten lassen sich nicht über ein hybrides Element in der Anpassungsformel berücksichtigen.

b) Kapitalkosten / CAPEX (capital expenditures)

Die Kapitalkosten bestehen im Wesentlichen aus den kalkulatorischen Abschreibungen des Betriebsvermögens und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung.

Von entscheidender Wichtigkeit für die Chancen dezentraler Optionen ist hier die Frage, nach welchen Kriterien der Regulator künftig darüber entscheidet, in welchem Umfang Investitionskosten für die Netze in das Betriebsvermögen (rate base) eingestellt werden können.

Wird lediglich geprüft, ob die Netzinvestition tatsächlich durchgeführt

wurde, die Kosten tatsächlich entstanden sind und die Preise marktgerecht waren, entfällt für den Netzbetreiber der Anreiz, über Alternativen dazu ernsthaft nachzudenken.

Ein solcher Anreiz entstünde erst dann, wenn er dazu verpflichtet wäre, die Alternativen - z.B. dezentrale Erzeugungsanlagen statt Erhöhung der Netzanschlusskapazität - ebenfalls durchzukalkulieren und in dem Falle, dass die Alternativen zu geringeren Gesamtkosten führen, nur Kosten bis zu dieser Höhe anerkannt würden. Diese Art der *Level Playing Field*-Abwägung wäre dann Teil eines umfassenderen Portfolio- und Risikomanagements im Rahmen eines intelligenten Netzlastmanagements des Netzbetreibers und ist in § 14 Abs. 2 EnWG ausdrücklich vorgesehen. Diese Vorschrift bedarf allerdings noch der Detaillierung in einer entsprechenden Rechtsverordnung.

Eine alternative Form des Anreizes könnte darin bestehen, jedem Netzbetreiber ein individuelles Investitionsbudget für einen Regulierungszyklus zu genehmigen, das ausreicht, ein definiertes Niveau an Versorgungssicherheit und -qualität zu gewährleisten.¹¹ Dann läge es im Eigeninteresse der Netzbetreiber, die kostengünstigste Lösung zu ermitteln und umzusetzen. Die könnte dann beispielsweise darin liegen, systematisch dezentrale Optionen im Netzgebiet zur Verringerung der benötigten Netzanschlussleistung an das vorgelagerte Netz zu akquirieren. Gleichwohl hat die Vorgabe eines Investitionsbudgets einige gravierende Nachteile, so dass dieser Gedanke hier nicht weiter verfolgt werden soll.¹²

¹¹ Für die Transportnetzbetreiber sollen im Rahmen der Anreizregulierung individuelle Investitionsbudgets für einzelne Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen vereinbart werden können (s. Abschnitt 2.10.4 des Berichts). Für Verteilnetzbetreiber sind solche Budgets nicht vorgesehen (s. Ziffern 199 und 215).

¹² S. dazu auch BNetzA (2006), S. 55ff.

2. Anpassung der Ausgangswerte durch Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich hat zum Ziel, ineffiziente Netzbetreiber zu ermitteln und ihre Netznutzungsentgelte nach unten anzupassen. Es ist unmittelbar einsehlich, dass der Effizienzvergleich einen erheblichen Rationalisierungsdruck entfaltet, der die Netzbetreiber dazu veranlassen wird, alle "überflüssigen" - sprich: vermeidbaren - Kosten auch wirklich zu vermeiden. In einer unberinigten Form würde der Effizienzvergleich die beschriebenen Interessenunterschiede zwischen dezentralen Anlagen- und Netzbetreibern demnach weiter vertiefen.

Es ist hier nicht der Ort, die Vor- und Nachteile der vielfältigen möglichen Effizienzvergleichsverfahren zu diskutieren - das Spektrum reicht dabei von einfachen Kennzahlenverfahren über parametrische statistische Verfahren bis hin zu nicht-parametrischen Verfahren.¹³ Für das Anliegen, negative Anreize für den Netzbetreiber gegenüber der Erschließung und systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen in seinem Netzgebiet zu neutralisieren, sind folgende Überlegungen anzustellen:

- Begründete und nachgewiesene Kosten, die bei der Erschließung dezentraler Optionen anfallen, könnten beim Effizienzvergleich gleichsam vor die Klammer gezogen werden. In dem Moment, wo sie in den Vergleich einbezogen werden, haben die Netzbetreiber stets den Anreiz, sie wenn irgend möglich zu vermeiden oder zumindest zu senken, selbst dann, wenn sie bei allen anderen Netzbetreibern in ähnlicher Höhe anfielen. Denn auch in diesem Fall würde man sich dadurch Luft für andere Kostenblöcke verschaffen, bei denen man möglicherweise höher liegt und nicht so rasch reduzieren kann.

Eine vollständige Ausklammerung

¹³ Vgl. dazu beispielsweise Franz/Stronzi (2005)

dieser Kosten beim Effizienzvergleich hätte gleichwohl den Nachteil, dass dann keinerlei Rationalisierungsanreiz im Hinblick auf die mit der Integration dezentraler Optionen verbundenen Kosten mehr wirksam wäre.

- Ökonomisch sinnvoller erscheint daher die Vorgehensweise, Strukturmerkmale zu definieren, die den Effizienzvergleich relativieren. Diese Relativierung würde konkret bedeuten, dass beim Vorliegen dieser Strukturmerkmale beim betreffenden Netzbetreiber beispielsweise höhere Netzentgelte bis zu einer Höhe von x% akzeptiert würden. In ihrem Bericht vom 30. Juni 2006 hat die Bundesnetzagentur in Deutschland bestätigt, dass die Integration von (dezentralen) Erzeugungsanlagen eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat. (Ziffer 1042) Folgerichtig wurden Erzeugungsanlagen als Kostentreiber und damit als Strukturmerkmal beim Effizienzvergleich identifiziert (Tabelle 18 S.238). Offen ist bislang allerdings, wie sich seine Berücksichtigung quantitativ niederschlagen soll. Ein Hinweis, in welche Richtung gedacht wird, gibt Ziffer 1040, in dem von Mehrkosten von rund 5% bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Höchstlast des Netzes gesprochen wird.

Grundsätzlich sind hierbei also zwei Fragestellungen zu unterscheiden:

- a) Welche definierten Strukturmerkmale sind geeignet, die Mehrkosten der Integration dezentraler Optionen im Netzgebiet beim Effizienzvergleich sachgerecht zu berücksichtigen und damit falsche Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Effizienz der Netzbetreiber zu vermeiden?
- b) Was bedeutet die Berücksichtigung dieser Strukturmerkmale beim Effizienzvergleich quantitativ, d.h. welche Toleranzen eröffnen welche Ausprägungen der Strukturmerkmale im Hinblick auf Abweichungen

der Netznutzungsentgelte nach oben?

zu a.) Ausgangspunkt der Definition geeigneter Strukturmerkmale ist die Zuordnung der anfallenden Zusatzkosten zu ihrer Verursachung. Die Tabelle 2 gibt dazu einen Überblick:

Es gelten grob die folgenden beiden Zusammenhänge:

- Je größer die Anzahl der dezentralen Anlagen im Netzgebiet, desto höher die zusätzlichen laufenden Betriebskosten (OPEX)
- Je höher die (zeitungleiche) Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast und je stochastischer, desto wahrscheinlicher der Anfall zusätzlicher Investitionskosten beim Netzbetreiber (CAPEX).

Daher bietet es sich an, zumindest zwei Strukturmerkmale zur Relativierung des einfachen Effizienzvergleichs zu definieren:

- I. Strukturmerkmal für höhere OPEX-Kosten: Anzahl der Anlagen¹⁴
- II. Strukturmerkmal für potenziell höhere Kapitalkosten: gesamte (zeitungleiche) Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast im Netzgebiet

Bislang hat die Bundesnetzagentur wie ausgeführt nur das erste Strukturmerkmal in seinen Katalog aufgenommen.

zu b) Zur quantitativen Berücksichtigung des ersten Strukturmerkmals könnten von der Regulierungsbehörde pauschalisierte Kosten festgelegt und in Ansatz gebracht, d.h. beim Effizienzvergleich gegenüber Netzbetreibern ohne dezentrale Anlagen von den Entgelten abgezogen werden. Möglicherweise ist eine Kostenstaffelung nach Anlagenart und –größe dafür sachgerecht. So ist zu vermuten, dass die zusätzlichen OPEX-Kosten einer PV-Anlage geringer sind als beispielsweise die eines großen Biomasse-BHKW. Die Pauschalierung der Kostenansätze hätte zudem den Vorteil, dass sie den Netz-

¹⁴ Hier wäre noch zu überlegen, ob größere KWK-Anlagen wegen ihrer größeren Komplexität stärker in das Strukturmerkmal eingehen.

Tabelle 2: Mögliche Zusatzkosten bei der Erschließung dezentraler Optionen

Kostenkategorie	Verursachung durch
Vertragskosten / Messkosten / sonstige Transaktionskosten	Anzahl der Vertragspartner, d.h. in der Regel Anzahl der Anlagen
Abwicklung von Förderungen	Anzahl und Art der Anlagen
Erhöhte Betriebsführungsaufwendungen	Anzahl der Anlagen, Einspeise- und Leistungscharakteristika
Eventuelle Netzverstärkungs- bzw. -ausbaukosten inkl. Netzleitsysteme	Einspeiseleistung der Anlagen im Verhältnis zur Netzhöchstlast
Erhöhte Ausgleichsenergie	Stochastik der Einspeisung

betreibern einen Rationalisierungsanreiz geben würde.

Das zweite Strukturmerkmal könnte von der Regulierungsbehörde vereinfacht dahingehend berücksichtigt werden, dass die gesamte Einspeiseleistung dezentraler Anlagen im Netzgebiet im Verhältnis zur Netzhöchstlast gestaffelt zu einer prozentualen Abweichung der Entgelte nach oben berechtigt. Auch hier hätte ein pauschalierter Ansatz wiederum den Vorteil, den Netzbetreibern Rationalisierungsanreize zu geben.

Wenn man davon ausgeht, dass langfristig gesehen dezentrale Anlagen dazu beitragen, die Netzkosten zu verringern, stehen sich in der Perspektive diejenigen Netzbetreiber mit einem hohen Anteil dezentraler Anlagen beim Effizienzvergleich ohnehin besser.

3. Anpassungsformel für die Dauer der Regulierungsperiode

Die Ausgangswertanpassung innerhalb der Regulierungsperiode wird künftig über eine Anpassungsformel erfolgen, die eine Obergrenze für die Gesamterlöse (Revenue Cap) der Netzbetreiber festlegt.

Die allgemeine Formel zu diesem Verfahren lautet:¹⁵

$$\text{Erlös (t)} = \text{Erlös (t-1)} * (1 + \text{VPI} - \text{X}) + \text{Q}$$

mit:

VPI – Verbraucherpreisindex

X – Produktivitätskennzahl

Q – Mehr-/Mindererlöse für Versorgungsqualität

wobei der Erlös der Gesamterlös des Netzbetreibers über alle Einzelentgelte ist.

In der einfachen Form ohne Zusatzelemente entfaltet das Revenue Cap-Verfahren zwei dominierende Anreize: Kostenminimierung und Bestreben zur Erreichung der Mengenprognose. Der Gewinn des Netzbetreibers als Differenz von Erlös und Kosten ist dann besonders hoch, wenn dem gedeckelten Erlös geringe Kosten gegenüber stehen. Da die Erlösobergrenze sich als Produkt von prognostizierten Kosten und prognostizierter Menge errechnet, führt ein Unterschreiten der Mengenprognose zu einem für den Netzbetreiber suboptimalen Ergebnis, es sei denn, er ist in der Lage, die Entgelte entsprechend anzuheben (was in einer konkreten Situation häufig schwierig sein kann).

Wenn man davon ausgeht, dass dem Netzbetreiber als neutralem Mittler zwischen den Welten Erzeugung und Vertrieb die Menge seiner durch sein Netz durchgeleiteten Kilowattstunden vollkommen egal sein und er keinerlei Einfluss auf diese Menge in der einen oder anderen Richtung nehmen sollte, muss das Regulierungsverfahren so ausgestaltet sein, dass insbesondere An-

reize zur Stabilisierung der aktuellen Menge bzw. zur Mengenausweitung neutralisiert werden.

Diese Argumentation zielt ausschließlich auf die elektrische Arbeit (kWh), nicht jedoch auf die Leistung (kW). Auf letztere ist im Rahmen der Netzlastoptimierung durchaus Einfluss zu nehmen.

Der Vorschlag der Bundesnetzagentur unterscheidet zwei Ansätze:

- a) Damit *kurzfristige* Mengenschwankungen unter einem Revenue-Cap nicht zu einer – vor allem aus Kundensicht – unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, soll ein Regulierungskonto der Netzbetreiber eingerichtet werden. Der Saldo des Regulierungskontos wird am Ende der Regulierungsperiode bei der Ermittlung des neuen Erlöspfad für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt. Insgesamt sollen sämtliche Soll-Ist-Abweichungen zu Prognosewerten (neben Mengen beispielsweise auch vorgelagerte Netzkosten und sonstige Erlöse) im Regulierungskonto berücksichtigt werden.
- b) Zur Berücksichtigung *nachhaltiger* Mengenänderungen soll der Revenue-Cap um entsprechende („hybride“) Elemente ergänzt werden. Diese erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente innerhalb der Regulierungsperiode.

zu a) Die Einführung eines Regulierungskontos zum Ausgleich kurzfristiger Mengenschwankungen ist vor allem unter Anreizgesichtspunkten sehr positiv zu bewerten. Der Mengenausgleich wäre beim Revenue-Cap-Ansatz zwar grundsätzlich auch unmittelbar über eine Änderung der Netzentgelte möglich, aber faktisch würde von dieser Möglichkeit nur bei gravierenden Abweichungen Gebrauch gemacht. Insofern würden die Netzbetreiber eher bestrebt sein, Mengenschwankungen – und hier vor allem Unterschreitungen der Mengenprognose innerhalb der Regulierungsperiode – aktiv entgegenzuwir-

ken. Dies würde sich insbesondere gegen die Eigenerzeugung als auch gegen die Realisierung von Areal-/ Objektnetzen sowie gegen Stromeffizienzaktivitäten richten. Durch das Regulierungskonto wird der Anreiz zur Erreichung der Mengenprognose erheblich relativiert, wenn er auch nicht vollständig ausgeschaltet werden kann, da niedrige spezifische Netzentgelte sicherlich ein eigenständiges Ziel bleiben werden, das auch beim Revenue Cap weiterhin von der Menge der durchgeleiteten kWh abhängt. Gleichwohl bietet der Kontoausgleich zum Beginn der nächsten Regulierungsperiode den Netzbetreibern die Sicherheit, das sich Mengeneinbußen nicht zwangsläufig in Gewinneinbußen niederschlagen.

zu b) Nachhaltige Mengenänderungen führen häufig zu höheren Kosten. Ohne unmittelbare Berücksichtigung dieser Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode könnte der Anreiz für den Netzbetreiber entstehen, sie zu verhindern oder zu verzögern – jedenfalls würde er sie nicht offensiv verfolgen. Ein Beispiel dafür sind zusätzliche Netzanschlüsse durch neue dezentrale Erzeugungsanlagen, die mit zusätzlichen Kosten für den VNB verbunden sind. Die Neutralisierung dieser Anreize ist der wichtigste Aspekt einer Einführung hybrider Elemente; der Kostenausgleich könnte ohne solche Elemente ja auch in der nächsten Periode erfolgen. Insofern ist die Hybridisierung der Revenue-Cap-Formel der Notwendigkeit geschuldet, im Rahmen einer Anreizregulierung auch innerhalb der Regulierungsperiode die richtigen Anreize zu setzen bzw. falsche Anreize zu neutralisieren.

Grundlage für die Hybridisierung ist die Identifizierung der wesentlichen Kostentreiber und ihre regelmäßige quantitative Überprüfung. Im Hinblick auf dezentrale Optionen sind dies die Strukturmerkmale, die im Rahmen des Effizienzvergleichs identifiziert und berücksichtigt werden.

Insgesamt sind beide Ansätze der Bundesnetzagentur zur Berücksichtigung von Mengeneffekten beim Reve-

¹⁵ Die erweiterte Formel der Bundesnetzagentur findet sich in ihrem Bericht auf S. 78 unter Ziffer (337).

nue-Cap-Ansatz sehr zielführend und geeignet, die Negativanreize für die Netzbetreiber im Hinblick auf Mengeneffekte dezentraler Stromerzeugung und Stromeffizienz weitgehend zu neutralisieren.

4. Ergänzende Qualitätsregulierung

Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich ist unzureichend, da niedrige Netzentgelte noch nichts darüber aussagen, ob die Qualität den Anforderungen genügt. Die wesentlichen Qualitätsdimensionen sind hierbei Sicherheit, Zuverlässigkeit, Produkt- und Servicequalität. Übliche überprüfbare Qualitätskennziffern erfassen zur Zeit in erster Linie die Dimensionen Zuverlässigkeit und Servicequalität.¹⁶

Im Zusammenhang mit den Umbauperspektiven des Stromsystems wäre es wichtig, neben diesen Kennziffern auch solche zu definieren und einzubeziehen, die etwas über die "dezentrale Effizienz" im Netzgebiet der VNB aussagen. Dabei lässt sich dezentrale Effizienz definieren als die Verminderung der in einem geschlossenen System zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe.¹⁷

Mögliche Kennziffern wären

- der Anteil der dezentralen Anlagen an der Deckung der Netzhöchstlast (Einspeiser)
- der Umfang der Netzreservekapazitäten im Verhältnis zur Netzhöchstlast (Einspeiser und Eigenerzeuger)
- die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden der Netzentnahmen (Eigenerzeuger und Nachfrageseite).

Die Einbeziehung dieser oder ähnlicher Kennziffern in die Anreizregulierung könnte über ein Bonus-/Malus-System erfolgen, das entweder Belohnungen oder Pönalen nach vorgegebenen Staffelungen festlegt und in Form

eines Q-Faktors in die Anpassungsformel (Revenue Cap) integriert.

Zur Unterstützung dezentraler Anlagen ist es zudem notwendig, angemessene Service- und Dienstleistungen anzubieten mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutrittschancen abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Diese Leistungen der VNB sollten ebenfalls im Rahmen einer Qualitätsregulierung honoriert bzw. eine Unterschreitung von Mindeststandards sanktioniert werden.

Ausblick

Laut Bundesnetzagentur soll die Anreizregulierung in Deutschland zum 1. Januar 2008 eingeführt werden, so dass noch genügend Zeit zur Verfügung steht, ihre Ausgestaltung zur Stärkung der Umbauperspektiven des deutschen Stromsystems zu diskutieren und die Ergebnisse in der zu erarbeitenden Rechtsverordnung zu berücksichtigen. Die Verteilnetzbetreiber und allen voran die Stadtwerke als Unternehmen, die sich in besonderer Weise dem Gemeinwohl verpflichtet fühlen, könnten auf diese Weise durch die Netzregulierung ein neues Selbstverständnis als „aktive Netzbetreiber“ und damit verbunden eine neue Unternehmensaufgabe ökonomisch absichern, mit der ihnen auf Dauer eine Schlüsselrolle in einem nachhaltigen Stromsystem zukommt.

¹⁶ Vgl. dazu beispielsweise Ajodhia u.a. (2005); E-Bridge (2006)

¹⁷ Vgl. zur Entwicklung dieses Konzeptes Leprich u.a. (2005), insbesondere Kapitel 3.1

Literatur

- Ajodhia, Viren/Franken, Bart/Keller, Katja/Petrov, Konstantin** (2005): Versorgungssicherheit und Netzqualität – Erfahrungen mit integrierter Preis- und Qualitätsregulierung, in: Proceedings der 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.-18. Februar
- Bundesnetzagentur** (2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, Bonn, 30. Juni
- E-Bridge** (2006): 4. Referenzbericht Anreizregulierung – Konzept einer Qualitätsregulierung. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit The Brattle Group und EC-Group, Bonn, 7. April
- EurEnDel** (2004): Technology and Social Visions for Europe's Energy Future - A Europe-wide Delphi Study, Summary Report, November
- Franz, Oliver/Stronzi, Marcus** (2005): Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen. wkd-Diskussionsbeiträge Nr. 262, Bad Honnef, Februar
- Fritsch, Michael / Wein, Thomas/Ewers, Hans-Jürgen** (2003): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 5. Auflage, München: Vahlen
- Joskow, Paul L.** (2006): Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, CWPE 0607/EPRG 0511, February
- Knieps, Günther** (2005): Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik. 2., überarbeitete Auflage; Berlin et al.: Springer
- Leprich, Uwe** (1994): Least-Cost Planning als Regulierungskonzept. Neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie, Dissertation, Freiburg: Öko-Institut
- Leprich, Uwe/Bauknecht, Dierk/Ewers, Elfried/Gaßner, Hartmut/Schrader, Knut** (2005): Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN), Saarbrücken/Freiburg/ Aachen/Berlin, Oktober

Ofgem (2004): Electricity Distribution Price Control Review - Regulatory Impact Assessment for Registered Power Zones and the Innovation Funding Incentives. London

Pudjianto, D./Cao, D.M./Grenard, S./Strbac, G. (2006): Method for Monetisation of Cost and Benefits of DG Options. Bericht im Rahmen des Europäischen Projektes DG Grid, Manchester/London (download http://www.dg-grid.org/results/result_report-pudjianto.pdf)

Reuter, Norbert (1996): Der Institutionalismus. Geschichte und Theorie der evolutionären Ökonomie, Metropolis: 2. Auflage

Späth, Philipp/Bauknecht, Dierk/Leprich, Uwe/Auer, Hans/Rohracher, Harald (2006): Integration durch Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung (InteKoop), Endbericht, Graz/Freiburg/Saarbrücken/Wien, Mai