

Technische Universität Kaiserslautern

Bedeutung der Anreizregulierung für dezentrale Stromversorgung

Studienarbeit

Prof. Dr. Michael von Hauff

Volkswirtschaftslehre und Wirtschaftspolitik II

Betreuer: Prof. Dr. Michael von Hauff

Verfasser: Axel Ebert

344516

Richard- Wagner-Straße 75

67657 Kaiserslautern

Wirtschaftingenieurwesen (Maschinenbau), 13. Fachsemester

Kaiserslautern, den 23.05.2007

Inhaltsverzeichnis

	Abbildungsverzeichnis.....	IV
	Tabellenverzeichnis.....	IV
	Abkürzungsverzeichnis.....	IV
1	Einleitung.....	1
2	Energiesystem im Wandel.....	5
	2.1 Struktur der deutschen Stromwirtschaft.	5
	2.1.1 Historisches System geschlossener Versorgungsgebiete.....	6
	2.1.2 Typisierung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen.....	6
	2.1.3 Beteiligungs- und Machtverhältnisse.....	8
	2.2 Liberalisierung des Energiesektors.....	10
	2.2.1 Ziele der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie.....	10
	2.2.2 Bewertung des deutschen Sonderwegs.....	12
	2.2.3 Strengere Regulierung durch EU-Beschleunigungsrichtlinien.....	14
	2.3 Kräfte des dezentralen Wandels.....	14
	2.3.1 Beitrag zu Nachhaltigkeitszielen.....	15
	2.3.2 Technologischer Fortschritt und Investitionsrisiken.....	16
	2.3.3 Kundenorientierte Produktdifferenzierung.....	17
	2.4 Status Quo und Förderinstrumente dezentraler Optionen.....	18
3	Regulierungstheoretische Grundlagen.....	22
	3.1 Wettbewerbstheorie der Märkte.....	22
	3.2 Marktversagen im ökonomischen Standardmodell.....	24
	3.3 Monopolistische Bottlenecks.....	26
	3.3.1 Natürliche Monopole aufgrund von Unteilbarkeiten.....	26
	3.3.2 Beständigkeit eines natürlichen Monopols.....	29
	3.3.3 Notwendigkeit wirtschaftspolitischer Maßnahmen.....	31

3.4	Disaggregierte Regulierung monopolistischer Bottlenecks.....	32
3.4.1	Marktmachtregulierung für diskriminierungsfreien Marktzugang.....	33
3.4.2	Anreizregulierung als Entwicklungsergebnis von Regulierungsparadigmen.....	38
3.4.3	Price-cap-Regulierung monopolistischer Bottlenecks.....	43
4	Integration Dezentraler Energieversorgung.....	47
4.1	Modell eines dezentralisierten Stromsystems.....	47
4.2	Wandel vom passiven zum aktiven Netzbetreiber.....	52
4.2.1	Anreizeanalyse und Bedrohungen für bestehende Geschäftsmodelle...	53
4.2.2	Neue und alternative Geschäftsmodelle.....	58
4.2.3	Anpassungsstrategien für Verteilnetzbetreiber.....	61
4.3	Schaffung eines gleichberechtigten Spielfelds.....	64
5	Förderung dezentraler Optionen durch Anreizregulierung.....	66
5.1	Aufgabenstellung der Bundesnetzagentur und erwünschte Regulierungsanreize.....	66
5.2	Analyse der Anreizregulierung unter besonderer Berücksichtigung dezentraler Integrationsziele.....	70
5.2.1	Ermittlung der Kostenbasis der Netznutzungsentgelte.....	71
5.2.2	Korrektur der Kostenbasis durch Effizienzvergleich.....	76
5.2.3	Wirkungsweise der Erlösobergrenzenformel und ihre Elemente.....	80
5.2.4	Qualitätsregulierung als Bestandteil der Anpassungsformel.....	88
5.3	Diskussion der Analyseergebnisse.....	90
6	Ausblick unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen.....	94
7	Schlussbetrachtung.....	99
	Literaturverzeichnis.....	101

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Vertikale Separierung der Wertschöpfungsstufen.....	36
Abb. 2:	Akteure und Transaktionen im dezentralen Stromsystem.....	50
Abb. 3:	Determinanten der Versorgungsqualität am Anschlusspunkt.....	59
Abb. 4:	Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte.....	70
Abb. 5:	Entwicklungspfad der Erlösobergrenzen-Regulierung.....	82

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Verteilung und Positionierung der EVU-Typen auf der Wertschöpfungskette..	8
Tab. 2:	Lokalisierung monopolistischer Bottlenecks.....	32
Tab. 3:	Vier-Merkmal-Schema des Virtuellen Unternehmens.....	61
Tab. 4:	Differenzierung der Umwelt in Umweltsegmente.....	62
Tab. 5:	Zusatzkosten und Kostentreiber dezentraler Optionen.....	79
Tab. 6:	Anreizformel der Erlösobergrenzen-Regulierung.....	83
Tab. 7:	Ergebnisüberblick zur Analyse der Anreizregulierung.....	90

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	=	Anreizregulierungsverordnung
BMWi	=	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
EE	=	Erneuerbare Energie
EEG	=	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	=	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	=	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FuE	=	Forschung und Entwicklung
GWB	=	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
KWK	=	Kraft-Wärme-Kopplung
StromNEV	=	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	=	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	=	Übertragungsnetzbetreiber
VKU	=	Verband kommunaler Unternehmen
VNB	=	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

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 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. Damit geht eine verbraucher- und lastnahe Versorgungsstruktur einher, verbunden mit einer erheblichen Steigerung der Anwendungseffizienz von Strom beim Endverbraucher. Für eine stärkere Dezentralisierung des Systems sprechen u.a. folgende Gründe:

- *Kraft-Wärme-Kopplung ist dezentral:* Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sparen in der Regel durch ihre hohen Gesamtwirkungsgrade gegenüber vergleichbaren Systemen 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 kleineren 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:* Kleinräumig vernetzte dezentrale Systeme können nur schwer angegriffen werden und tragen zur Risikostreuung bei. Darüber hinaus vermindern die Nutzung erneuerbarer Energien und die hocheffiziente Nutzung fossiler Energien in dezentralen Anlagen die Importabhängigkeit Deutschlands.

- *Ein dezentraleres Stromsystem ist möglicherweise ökonomisch günstiger als ein zentrales System:* Das Rückgrat eines zentralen Stromsystems ist ein angemessen dimensioniertes Übertragungsnetz (Hoch- und Höchstspannungsleitungen), das relativ teuer ist. Langfristig kann ein dezentraleres System dazu führen, den Umfang des Transportnetzes zu reduzieren. Hinzu kommen reduzierte Übertragungsverluste durch dezentrale Einspeisung.

Aus diesen und weiteren Gründen enthalten die meisten Energieszenarien verglichen mit heute deutlich höhere Anteile dezentraler Stromerzeugung.

Wenn über die technischen Möglichkeiten dezentraler Stromerzeugung gesprochen wird dürfen allerdings nicht die Akteure des Systems übergangen werden. Die Diskussion über ein zukunftsfähiges Stromsystem ist nicht nur eine Diskussion über technische Möglichkeiten und deren wirtschaftliche Potentiale, sondern stets auch eine Diskussion über Akteure, Marktmacht und Anreizstrukturen. Neben den (dezentralen) Erzeugern kommt hierbei den Stromnetzbetreibern eine tragende Rolle zu, da sie deren wichtigste Geschäftspartner sind.

In den folgenden Ausführungen wird davon ausgegangen, dass vor allem den Verteilnetzbetreibern bei der Realisierung eines stärker dezentralisierten Stromsystems eine Schlüsselrolle zukommt („aktiver Netzbetreiber“) und daher ihre ökonomische Anreizstruktur von besonderer Wichtigkeit ist. Die Anreizstruktur wird nur bedingt von gesetzlichen Geboten und Verboten bestimmt und wird künftig im Wesentlichen durch die Netzregulierung - und hier vor allem durch die Netzentgeltregulierung – bestimmt werden.

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2005 wurde die Bundesnetzagentur damit beauftragt, ein Regulierungskonzept für den Energiesektor zu entwickeln. Im Sommer 2006 hat die Regulierungsbehörde einen Entwurf zur Anreizregulierung vorgelegt, der in Form einer Verordnung im Sommer 2007 in Kraft treten wird. Die Anwendung der Anreizregulierung ab dem 1.1.2009 ist ein weiterer Meilenstein auf dem Weg zum angepeilten wettbewerbsorientierten und nachhaltigen Stromsystem. Dieses Ziel wird seit Beginn der Liberalisierung in den 90er Jahren vor allem auf gesamteuropäischer Ebene verfolgt, und Schritt für Schritt auf die nationale Ebene übertragen. Da die Netzentgeltregulierung wie in den meisten europäischen Ländern auch in Deutschland als Anreizregulierung ausgestaltet wird, besteht die Herausforderung darin,

in diesem Verfahren die Anreize so zu setzen, dass die Netzbetreiber den angedeuteten Umbau des Stromsystems im eigenen ökonomischen Interesse unterstützen oder ihn zumindest nicht behindern.

Ziel dieser Arbeit ist es das Regulierungskonzept der Bundesnetzagentur daraufhin zu untersuchen, welche Anreizstrukturen für Stromnetzbetreiber geschaffen werden. Schließlich ergibt sich aus den Regulierungsanreizen die Bedeutung der Anreizregulierung für dezentrale Stromversorgung. Als Maßstab für den Grad der Zielerreichung dient das Ideal des gleichberechtigten Spielfeldes, das einen Handlungsrahmen setzt, in dem faire Bedingungen sowohl für dezentrale als auch für zentrale Stromoptionen herrschen. Zur Beantwortung der Frage nach der Bedeutung der Anreizregulierung wird folgendermaßen vorgegangen:

Kapitel 2 ordnet das Thema der Arbeit in den Gesamtzusammenhang ein und beschreibt den Wandel des deutschen Stromsektors, wobei zunächst auf die historisch entstandene Struktur des Systems mit seinen Akteuren und Machtverhältnissen eingegangen wird. Danach werden die wichtigsten Ziele der Liberalisierung herausgearbeitet, und darauf aufbauend eine kritische Bewertung der deutschen Entwicklung in den letzten Jahren vorgenommen, die letztlich veränderte Regulierungsvorgaben nach sich zog. Im Anschluss werden politstrategische, technische und gesellschaftliche Kräfte beschrieben, die den dezentralen Wandel unausweichlich erscheinen lassen. Das Ende des Kapitels stellt den Status Quo dezentraler Stromerzeugung in Deutschland und die wichtigsten gesetzlichen Förderinstrumente dar.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit den regulierungstheoretischen Grundlagen der Arbeit und erläutert ausgehend von einer kurzen Einführung in die Mikroökonomie unter welchen Bedingungen es zu Marktversagen kommen kann. Marktversagen kann u.U. zur Entstehung natürlicher Monopole führen, die reguliert werden müssen wenn Unteilbarkeiten (Größeneffekte) vorliegen und das Monopol beständig, d.h. nicht angreifbar ist. Im Fall der Stromnetze handelt es sich um eben solche monopolistische Bottlenecks, die disaggregiert reguliert werden müssen. Der letzte Teil des Kapitels erklärt, welche Regulierungsformen es gibt, und warum eine Anreizregulierung mit Price-Cap-Entgeltformel als geeigneter Ansatz zur Regulierung monopolistischer Bottlenecks erscheint.

Kapitel 4 beantwortet die Frage was geschehen muss, damit dezentrale Optionen in Zukunft besser integriert werden können. Dazu wird zunächst das Modell eines dezentralisierten Stromsystems entworfen, anhand dessen die Aufgaben und Beziehungen aller Akteure zueinander erläutert werden, und die herausragende Bedeutung der Verteilnetzbetreiber angedeutet wird. Der folgende Abschnitt beschreibt, ausgehend von einer Anreizanalyse, den notwendigen Wandel im Selbstverständnis der Netzbetreiber, die eine aktivere Geschäftsauffassung entwickeln müssen, damit das oben erwähnte gleichberechtigte Spielfeld entstehen kann.

Kapitel 5 untersucht, aufbauend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Kapitel, inwiefern das von der Bundesnetzagentur vorgelegte Konzept zur Anreizregulierung zur Förderung dezentraler Optionen beiträgt. Zunächst wird die Aufgabenstellung der Bundesnetzagentur erläutert, und darauf hingewiesen, welche Anreize die Regulierung entwickeln muss, damit sie dezentrale Optionen fördert bzw. zumindest nicht benachteiligt. Im Anschluss erfolgt eine intensive Analyse des Regulierungskonzepts, wobei die einzelnen Regulierungsschritte auf ihre jeweilige Anreizwirkung hin untersucht werden. Am Ende findet eine Diskussion der Analyseergebnisse anhand der zuvor gesetzten Ziele statt.

Bevor die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst werden, wagt *Kapitel 6* einen Ausblick wie sich die Anreizregulierung auf die Verbreitung dezentraler Optionen auswirken wird, dabei wird jedoch keine mengenmäßige Prognose unternommen. Außerdem berücksichtigt der Ausblick Entwicklungen aus jüngster Zeit, weil das Regulierungskonzept erst im April 2007 im Rahmen eines Verordnungsentwurfs umgesetzt wurde, und dieser Entwurf einige relevante Veränderungen enthält.

2 Energiesystem im Wandel

Für das Verständnis der Anreizregulierung und ihrer Bedeutung für dezentrale Energieerzeugung bedarf es einiger Grundlagen, die das Thema in den Gesamtzusammenhang einordnen. Dieses Kapitel zeigt, nach einer kurzen Einführung in die Grundlagen der deutschen Stromwirtschaft (vgl. Abschnitt 2.1), dass sich die Strukturen des über Jahrzehnte erwachsenen Systems der deutschen Stromwirtschaft, seit Beginn der EU-weiten Strommarktliberalisierung im Wandel befinden (vgl. Herzig 1992, S. 121ff). Dieser seit ca. einem Jahrzehnt betriebene Wandel hat weitreichendere Auswirkungen für alle beteiligten Akteure, als sämtliche Veränderungen der deutschen Nachkriegsgeschichte zusammengenommen. Vor allem von den eingesessenen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) auf Erzeugungs-, Transport- und Vertriebssebene wird ein nach Bereichen differenziertes Umdenken weg von Monopol- und Konsensorientierung hin zu wettbewerbs- und kundenorientiertem Handeln verlangt. Eine kritische Bewertung der Entwicklung in Deutschland zeigt allerdings, dass sich die Markt- und Machtstrukturen in den letzten Jahren eher unbefriedigend entwickelt haben (vgl. Abschnitt 2.2).

Außerdem beschäftigt sich dieses Kapitel mit der Frage welche Maßnahmen zur Förderung der Liberalisierung bisher ergriffen wurden und welche Veränderungskräfte in Zukunft in Richtung eines stärker dezentralisierten Stromsystems wirken werden (vgl. Abschnitt 2.3). Im letzten Teil dieses einleitenden Kapitels werden einige Statistiken aufgeführt und gesetzliche Regelungen (Förderinstrumente) erläutert, die zusammen genommen den aktuellen Status Quo dezentraler Optionen in Deutschland verdeutlichen (vgl. Abschnitt 2.4).

2.1 Struktur der deutschen Stromwirtschaft

Dieses Kapitel behandelt einige Grundlagen zur Struktur der deutschen Stromwirtschaft:

1. Ab 1935 entstand ein *System geschlossener Versorgungsgebiete*.
2. Die *Typisierung der EVU* erleichtert das Verständnis der

3. Entwicklung von *Beteiligungs- und Machtverhältnissen* unter den EVU.

2.1.1 Historisches System geschlossener Versorgungsgebiete

Gestützt auf der Annahme, dass direkter Wettbewerb in monopolistischen Netzsektoren volkswirtschaftlich suboptimale Ergebnisse liefert, wurde die Elektrizitätsbranche mit Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes ab 1935 der staatlichen Regulierung unterworfen. Neben der staatlichen Fach- und Preisaufsicht erfolgte eine kartellbehördliche Missbrauchsaufsicht. Innerhalb dieses Ordnungsrahmens hatten die vertikal integrierten EVU in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten ein gesetzlich anerkanntes Monopol auf allen Wertschöpfungsstufen inne. Die gesamte Wertschöpfungskette von Erzeugung, über Transport bis hin zum Vertrieb der Elektrizität wurde global reguliert und monopolisiert. Aufgrund dieses Prinzips geschlossener Versorgungsgebiete konsolidierte sich das entstandene Stufensystem, das trotz einiger flexibilisierender Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und neuen Marktzutritten auf der Verteilungsebene die Anbieterstruktur der deutschen Elektrizitätswirtschaft bis zum Beginn der Liberalisierung prägte und noch heute prägt (vgl. Bardt 2005, S. 3f).

2.1.2 Typisierung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Zum Verständnis der damaligen Marktstruktur und der daraus ableitbaren heutigen Situation ist es hilfreich die EVU zu typisieren. Eine Typisierung kann anhand verschiedener Merkmale vorgenommen werden, wobei hier eine Abgrenzung auf Grundlage der Marktstufen in denen die Unternehmen aktiv sind vorgenommen werden soll. Die Einteilung nach Marktstufen orientiert sich an den jeweiligen Aktivitäten entlang der Wertschöpfungskette von der Großstromerzeugung über Verteilung bis hin zum Endverbrauch des Kunden und besitzt damals wie heute Gültigkeit. Die EVU werden am häufigsten unterschieden in (vgl. Latkovic 2000, S. 110ff):

- *Reine Elektrizitätsproduzenten und Kraftwerksbetreiber* gelten als Erzeuger-EVU, auch wenn sie die zum Anschluss an die Übertragungsnetze der Verbund-EVU nötigen Leitungen besitzen. Vor der Liberalisierung der Strommärkte hatten sie einen Anteil von 40% an der öffentlichen Stromerzeugung (vgl. VDEW 1998, S. 64ff). Dabei muss jedoch beachtet werden, dass viele Erzeuger-EVU unmittelbare Tochterunternehmen der Verbund-EVU sind. Auch werden einige im Rahmen von Gemeinschaftsprojekten mehrerer Verbund-EVU betrieben.
- *Verbund-EVU* sind prinzipiell versorgungsautarke EVU, die über Höchstspannungsleitungen (380/220-KV-Ebene) mit anderen nationalen und internationalen Verbundunternehmen vernetzt sind. Sie sind Eigentümer und Betreiber sowohl zentraler Großkraftwerke als auch der Übertragungsnetzwerke, weshalb sie auch als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bezeichnet werden.
- *Regionalversorger* sind Kunden der Verbundunternehmen und führen als Flächenversorger überwiegend die großräumige Weiterverteilung des Stroms in Nichtballungsgebiete durch (Hochspannungsebene 110 kV). Da die Eigenerzeugung nur einen geringen Anteil am Geschäftsvolumen aufweist konzentrieren sie sich auf die Belieferung ihrer Kunden zu denen hauptsächlich große Industriekunden und Gemeinden ohne eigene kommunale EVU zählen.
- *Kommunale EVU* sind bekannt als Stadtwerke und bilden die Schnittstelle zu kleinen und mittelgroßen Endkunden. Sie wiesen 1995 einen bundesweiten Eigenerzeugungsanteil von durchschnittlich lediglich 30% aus (vgl. VKU 1997, S. 32) und betätigen sich somit hauptsächlich als Weiterverteiler des Stroms von vorgelagerten Stufen (Mittel-/Niederspannungsebene 30 kV bis 0,4 kV). Regionalversorger und kommunale EVU transformieren den Strom auf die Hoch- und Niederspannungsebene und sorgen so für den Anschluss der Endkunden an die Verteilnetze. Deshalb werden beide EVU-Typen auch als Verteilnetzbetreiber (VNB) bezeichnet.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Aktivitäten der verschiedenen EVU-Typen und gibt an wie viele Unternehmen es 1997 bzw. 2005 in der jeweiligen Typenklasse gab. Auffallend ist dabei vor allem, dass die Verbund-EVU in allen Bereichen mehr oder minder starke Marktanteile haben und innerhalb weniger Jahre eine Konzentration der

ursprünglichen Anbieterzahl auf die Hälfte stattgefunden hat. Die sich daraus ergebenden Machtverhältnisse und Handlungsspielräume sind Gegenstand des folgenden Abschnitts.

EVU-Typ	Anzahl (1997/2005)	Erzeugung	Übertragung	Verteilung/ Vertrieb	Beschaffung (extern)
Erzeuger-EVU	53 / unbekannt	x	-	(Einspeisung)	-
Verbund-EVU	8 / 4	x	x	(x)	(x)
Regionalversorger	52 / 27	(x)	-	x	x
Kommunale EVU	538 / 625	(x)	-	x	x

Tab. 1: Verteilung und Positionierung der EVU-Typen auf der Wertschöpfungskette (nach Latkovic 2000, S. 255 und Leprich u.a. 2005a, S. 56)

2.1.3 Beteiligungs- und Machtverhältnisse

Historisch bedingt hat sich eine starke Involvierung der öffentlichen Hand in die Beteiligungsstrukturen der deutschen Elektrizitätswirtschaft ergeben, weil die umfassende Anbindung möglichst aller potentiellen Kunden früher zu einem Großteil gesellschaftspolitisch und nachrangig investitionsgeschäftlich begründet war. Öffentliche Träger waren aufgrund politischer Erwartungen und Überlegungen häufiger und früher als private dazu bereit das mit versunkenen Kosten verbundene Investitionsrisiko (vgl. Abschnitt 3.3.2) zu übernehmen. Nähere Ausführungen zu Strom als ubiquitärem Infrastruktur-, Lebensstandard- und Politikgut lassen sich bei Latkovic finden (vgl. Latkovic 2000, S.85ff). Hinzu kommt, dass das kommunale Wegerecht der Gemeinden für private Investoren einen restringierenden Faktor für den Zugang zum Kunden darstellt und so die privatwirtschaftliche Attraktivität des Netzgeschäfts vermindert wird. Nach dem risikoreichen Beginn der Elektrizitätswirtschaft, konnten aufgrund ihres Wegeigentums alle Konkurrenten der Gemeinden ausgeschaltet werden, weshalb sie nahezu alle Stadtwerke betrieben und besaßen (vgl. Mönig, S.82).

Innerhalb des gesamten Stromsektors gelten hingegen die Verbund-EVU von jeher als die mächtigsten Marktteilnehmer, wofür es verschiedene Gründe gibt. Ausgangspunkt ist das

Vorliegen eines natürlichen Monopols im Bereich der Stromnetze und der damit verbundenen ordnungspolitischen Annahme, dass direkter Wettbewerb zwischen Netzbetreibern nachteilig ist (vgl. Abschnitt 3.3). Um einem Marktversagen vorzubeugen, war bis 1998 das System geschlossener Versorgungsgebiete in Kraft, das den Verbund-EVU Gebietsschutzabreden explizit erlaubte und durch Demarkations-, Konzessions-, Preisbindungs- und Verbundverträge gesichert wurde. Wie bereits erwähnt, sind Verbund-EVU nicht nur Betreiber und Eigentümer der Übertragungsnetze sondern auch die größten Stromproduzenten in Deutschland, die im Jahr 1997 ca. 80% der Elektrizität entweder selbst oder mittelbar erzeugten. Aufgrund dieser Umstände war es den Verbund-EVU über Jahrzehnte möglich, aus dem Stromerzeugungs- und Stromübertragungsgeschäft enorme Monopolgewinne zu erwirtschaften, die ihnen eine überlegene Finanzkraft bescherten (vgl. Latkovic, S.125ff).

Die finanzielle Übermacht gegenüber potentiellen Wettbewerbern begünstigt zusätzlich die natürliche Vorrangstellung der Verbund-EVU. Weil sie über die Übertragungsnetze verfügen, stellen sie für jeden (Groß-)Stromerzeuger und Stromabnehmer im zentralisierten Stromversorgungssystem ein unumgebares Nadelöhr (Bottleneck) dar. Diese Macht über den Marktzutritt begründet zusammen mit der Finanzmacht, die bereits angesprochene starke vertikale und horizontale Integration der Verbundunternehmen. Sie sind häufig Muttergesellschaften oder mittelbare Eigentümer vorgelagerter Erzeuger-EVU und nachgelagerter VNB. Außerdem gibt es seit Beginn der Privatisierungsmaßnahmen zwischen verschiedenen Verbundunternehmen viele Beteiligungsverhältnisse und Fusionsaktivitäten, welche die Machtverhältnisse weiter zugunsten der Verbund-EVU verschieben (vgl. Leprich 2003, S. 4).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass bis in die neunziger Jahre eine über Jahrzehnte gefestigte Struktur der deutschen Stromwirtschaft gewachsen war, die insgesamt geringen Anforderungen zum grundlegenden Wandel unterlag. Das Stromsystem war zentralistisch orientiert und organisiert, da die wirtschaftlich ausgereiften Technologien allesamt Größenvorteile aufwiesen und die Netze daran orientiert unidirektional nach dem Verteilprinzip aufgebaut waren. Die Anbindung dezentraler Optionen erfolgte lediglich vereinzelt und hatte einen vernachlässigbaren Anteil an der stetig wachsenden Stromproduktion. Das System war monopolistisch organisiert, quasi wettbewerbsfrei und staatlich reguliert, weshalb es auf allen Ebenen eine starke, von Kooperation geprägte

Einbindung der Politik und ihrer Vertreter gab. Kernintention war letztlich die präventive Verhinderung von als volkswirtschaftlich schädlich angenommenen Auswirkungen eines freien und differenzierten Wettbewerbs im Stromsektor.

2.2 Liberalisierung des Energiesektors

Das Kapitel gibt eine Einführung in die Liberalisierung des Energiesektors. Es werden die:

1. *Ziele der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie* erläutert.
2. Die kritische *Bewertung des deutschen Sonderwegs* hat vor einigen Jahren zu einer
3. *Strengerer Regulierung durch EU-Beschleunigungsrichtlinien* geführt.

2.2.1 Ziele der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie

Die Abkehr vom System der Gebietsmonopole und der Anstoß zur Liberalisierung des Energiemarktes erfolgten auf europäischer Ebene. Bereits in den achtziger Jahren entwickelte die Europäische Kommission ein Gesetzeskonzept zur Verwirklichung eines europäischen und wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarktes. Die 1996 beschlossene und seitdem erweiterte EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie wurde von der Bundesregierung 1998 mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz, das seit 1935 in nahezu unveränderter Form bestand, in nationales Recht umgesetzt. In der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie wurden fünf Kernziele formuliert und spezifiziert (vgl. Schneider 2004, S. 50ff):

- *Marktöffnungsziele*: Öffnung aller europäischen Strommärkte zu mindestens 35% bis 2003 bzw. vollständige Öffnung bis 2007.
- *Entflechtung des Netzbetriebs (Unbundling)*: Die ÜNB müssen ihre Netzaktivitäten buchhalterisch, informationell und organisatorisch von ihren übrigen Geschäftsbereichen (vor allem Stromerzeugung und -vertrieb) trennen (vgl. Abschnitt 3.4.1). An die VNB wurden hingegen nur sehr schwache Entflechtungsanforderungen

gestellt. Bei den Verhandlungen um das Ausmaß der Entflechtung taten sich vor allem die deutschen und französischen Interessenvertreter als scharfe Gegner einer weitreichenden Entflechtung hervor.

- *Regulierung der Netzbetreiber:* Den Mitgliedsstaaten wurden große Spielräume zugestanden auf welche Weise sie die Netzbetreiber regulieren sollten. Die Regulierungsmechanismen sollten lediglich geeignet sein, um faire Netznutzungsentgelte zu erzeugen, und um diskriminierungsfreien Netzzugang sicher zu stellen. So blieb es jedem Staat überlassen, ob eine Regulierungsbehörde eingesetzt oder auf Verhandlungslösungen gesetzt wurde.
- *Grenzüberschreitender Stromhandel:* Da die Liberalisierung der nationalen Strommärkte eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für den EU-weiten Stromhandel ist, wurde zusätzlich eine europäische Stromhandelsverordnung verabschiedet. Diese umfasst Regelungen zu Ausgleichszahlungen zwischen ÜNB im Falle des Transithandels mit Elektrizität. Um Netzengpässe zu vermeiden, fordert die Stromhandelsverordnung zum systematischen Informationsaustausch zwischen ÜNB auf. Damit solche Engpässe auch langfristig vermieden werden können, wird der Bau neuer, international orientierter Netzsysteme gefordert und auch finanziell gefördert.
- *Gemeinwohlziele und Versorgungssicherheit:* Die Mitgliedsstaaten verpflichteten sich zur Gewährleistung öffentlicher Dienstleistungen gegenüber ihren Bürgern und Nachbarn. Dazu gehören die flächendeckende preiswerte Versorgung, der Verbraucherschutz, der Umweltschutz und vor allem die Versorgungssicherheit.

Deutschland entschied sich für die vollständige Marktöffnung von Beginn an und setzte auf die Option des verhandelten Netzzugangs, für den die gesetzlichen Vorgaben des Kartell- und Energiewirtschaftsrechts die Grundlage bildeten. Die in den folgenden Jahren verhandelten Verbändevereinbarungen I, II und II+ setzten auf die freiwillige Selbstregulierung der Marktbeteiligten. Damit war die Bundesrepublik das einzige Land der EU, das versuchte eine Liberalisierung der Energiemärkte zu erreichen, ohne eine spezielle Regulierungsbehörde einzusetzen, welche die Marktmacht der Monopolisten ex ante kontrollierte.

2.2.2 Bewertung des deutschen Sonderwegs

Es stellte sich von Anfang an die Frage, ob Selbstkontrolle von Marktmacht durch die Inhaber derselbigen und die daraus folgenden Strukturveränderungen der Energiewirtschaft dem Ziel zuträglich seien, Marktzutrittsbarrieren zu verringern und den Wettbewerb zu fördern. Von Beginn an gab es eine lebhafte Diskussion über die Auswirkungen eines Liberalisierungsprozesses, der ohne ex-ante Regulierung durch eine Regulierungsbehörde ablaufen sollte. Einen Diskussionsüberblick bietet z.B. der Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (vgl. 2003, S. 10-34). Das Bundesministerium sah die Energiewirtschaft auf einem guten Weg hin zu funktionierendem Wettbewerb, obwohl vor allem in den Bereichen Preisentwicklung für Haushaltskunden, Marktkonzentrationsbestrebungen, Festlegungsverfahren der Netznutzungsentgelte und internationaler Stromhandel Fehlentwicklungen bzw. Verbesserungsbedarf festgestellt wurden. Zu einer weitaus kritischeren Bewertung der Entwicklungen kam der Kongress zum Thema „Marktliberalisierung durch Netzregulierung“ im November 2002. Dabei wurde eine Bewertung des deutschen Sonderwegs anhand mehrerer Kriterien vorgenommen, von denen die folgenden drei hier vorgestellt werden sollen (vgl. Leprich 2004b, S. 21ff):

- a) *Wettbewerbsintensität bei der Stromerzeugung und auf den Großhandelsmärkten*
- b) *Wettbewerbsintensität auf den Vertriebsmärkten*
- c) *Entwicklung der Preise für Endkunden und der Netznutzungsentgelte*

a) *Wettbewerbsintensität bei der Stromerzeugung und auf den Großhandelsmärkten*

Die horizontalen Marktkonzentrationen haben sich weiter verstärkt. Die ehemals acht Verbund-EVU haben zu nur noch vier Oligopolisten (EON, RWE, Vattenfall und EnBW) fusioniert, die inklusive aller Beteiligungen gemeinsam an 90% der deutschen Stromproduktion unmittelbar und mittelbar beteiligt sind. Sie betreiben kaum Wettbewerb untereinander, weil sie die Versorgungsgebiete untereinander weitgehend überschneidungsfrei aufgeteilt haben. Dabei wurden EON und RWE, die zusammen mehr als 60% erzeugen, in einem Urteil des Bundeskartellamts sogar als marktdominantes Duopol eingestuft (vgl. Leprich, 2005e, S. 5).

Mit Blick auf die Möglichkeiten zur Erschließung von neuen Geschäftsfeldern durch dezentrale Optionen (vgl. Abschnitt 4.2.2), ist es wichtig zu erwähnen, dass die Verbund-EVU 100% der in Deutschland verfügbaren Regelenergie herstellen. Folglich haben die Verbund-EVU als Regelenergielieferanten der VNB kein Interesse daran, dass dezentrale Optionen in Zukunft verstärkt in den Markt für Regelenergie einsteigen. Außerdem haben sich unabhängige Stromproduzenten, die wie dezentrale Erzeuger den Wettbewerb auf dem Erzeugermarkt in Gang bringen könnten, entweder schnell aus Deutschland zurückgezogen, oder haben wegen der hohen Marktzutrittsbarrieren gar nicht erst den Markteinstieg gewagt.

b) Wettbewerbsintensität auf den Vertriebsmärkten

Vor der Liberalisierung kamen zumindest für kleine und mittlere Kunden ausschließlich die kommunalen EVU als Vertragspartner in Frage. Das hat sich geändert, weil infolge der beschlossenen vollständigen Marktöffnung seit 1998 Gewerbe und Privatkunden ihre Stromanbieter frei wählen können. Jedoch haben bisher weniger als 10% der kleinen und mittleren Kunden von der Möglichkeit, den Anbieter zu wechseln, Gebrauch gemacht. Das liegt vor allem daran, dass analog zur Produktionsseite wenige neue Vertriebsunternehmen den Markteinstieg gewagt bzw. überlebt haben. Gründe für den mangelnden Wettbewerb auf den Vertriebsmärkten sind u.a. erhebliche Wettbewerbsbehinderungen und Schikanen durch die etablierten Versorger (vgl. o.V. 2001, S. 52ff). Der Wettbewerbsintensität wenig zuträglich erscheint auch die zunehmende vertikale Integration der Verbund-EVU. Sie halten Beteiligungen an über 300 Stadtwerken, die in der Mehrheit zwischen 25% und 50% liegen, wodurch die Wahlfreiheit beim Stromeinkauf für die meisten Stadtwerke erheblich eingeschränkt wird.

c) Entwicklung der Preise für Endkunden und der Netznutzungsentgelte

Anfänglich kam es zu teils massiven Preissenkungen, weil neue Anbieter in den Markt eintraten und die etablierten Anbieter auch untereinander konkurrierten. Seit 2000 haben jedoch viele Newcomer aufgeben müssen und die Verbundunternehmen haben davon Abstand genommen, sich untereinander in den jeweils angestammten Versorgungsgebieten Konkurrenz zu machen (vgl. Becker 2004, S. 121ff). Seitdem ist ein kontinuierlicher

Anstieg der Strompreise - auch exklusive steuerlicher Belastungen - zu beobachten. Die wichtigste Einnahmequelle der Netzbetreiber und wichtiger Bestandteil der Strompreise sind die Netznutzungsentgelte, die bisher im Rahmen der Verbändevereinbarung festgelegt wurden und ex post von den Ländern bzw. dem Bundeskartellamt genehmigt wurden. Die deutschen Entgelte zählen bisher u.a. deshalb zu den höchsten in Europa, weil erhebliche Monopolgewinne bei den unregulierten Netzbetreibern vermutet werden (vgl. Europäische Kommission 2002, S. 14 und S. 40).

2.2.3 Strengere Regulierung durch EU-Beschleunigungsrichtlinien

Die oben vorgenommene Bewertung des deutschen Sonderwegs zeigt, dass in Deutschland vor allem in Bezug auf die EU-Ziele (s.o.) Marktöffnung, Entflechtung und diskriminierungsfreier Netzzugang erheblicher Nachholbedarf besteht. Da ähnliches für viele weitere EU-Länder gilt, wurden 2003 auf europäischer Ebene neue, sogenannte Beschleunigungsrichtlinien zur Verwirklichung des Energiebinnenmarktes beschlossen, die im Kern eine strengere Regulierung vorschreiben. Die Entflechtungsvorschriften wurden erheblich verschärft (vgl. Abschnitt 3.4.1) und die Mitgliedstaaten sollten nicht mehr zwischen verhandeltem oder reguliertem Netzzugang bzw. Netzentgelt wählen können. Vielmehr wurde der ex ante Regulierung durch eine zuständige Regulierungsbehörde als einzig mögliche Umsetzung europäischen Rechts festgelegt.

Die Umsetzung der EU-Beschleunigungsrichtlinien in deutsches Recht erfolgte im Rahmen des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes vom 7.7.2005. Mit seinem In-Kraft-Treten haben die neu gegründete Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden ihre Regulierungstätigkeit im Bereich der Elektrizitäts- und Gasversorgung aufgenommen (vgl. Bundesnetzagentur 2005).

2.3 Kräfte des dezentralen Wandels

In der Folge werden einige Aspekte der wichtigsten Kräfte erläutert, die den dezentralen Wandel der Energieversorgungssysteme vorantreiben:

1. Dezentrale Optionen liefern zuallererst einen *Beitrag zu Nachhaltigkeitszielen*.
2. Außerdem begünstigen sowohl *technologischer Wandel und erhöhte Investitionsrisiken*,
3. als auch die Möglichkeiten zu *kundenorientierter Produktdifferenzierung* den dezentralen Wandel.

2.3.1 Beitrag zu Nachhaltigkeitszielen

Moderne und verantwortungsvolle Energiepolitik orientiert sich heutzutage am Ziel, ein nachhaltiges Energie- bzw. Stromsystem zu schaffen. Ohne das Thema Nachhaltigkeit an dieser Stelle ausführlich zu diskutieren, können im Zusammenhang mit Energiefragen interdependente Zieldimensionen der Nachhaltigkeit abgeleitet werden.

- *Ökonomische Zieldimension* ist eine ganzheitliche Wettbewerbsfähigkeit, d.h. eine Energieversorgung zu langfristig angemessenen volkswirtschaftlichen Kosten.
- *Aus sicherheits- und sozialpolitischen Gründen* wird das Ziel verfolgt, langfristig eine hohe, auf „sicheren“ Ressourcen basierende Versorgungssicherheit garantieren zu können. Gerade die Abhängigkeit von fossilen und nur begrenzt verfügbaren Energieträgern hat in den letzten Jahren infolge der sich wandelnden geopolitischen Lage stark an Aufmerksamkeit hinzugewonnen.
- *Ökologische Zieldimension* ist ein umweltschonendes Energiesystem, das seit den Klimakonferenzen von Rio (1992) und den verbindlichen Zusagen des Kyoto-Protokolls (1997) auf der politischen Agenda steht (vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2004, S. 5).

In den letzten Jahren haben dezentrale Energieoptionen erhöhte Aufmerksamkeit erhalten, da sie langfristig zu allen Nachhaltigkeitszielen beizutragen scheinen (vgl. Leprich 2005c, S.15):

- Diversifizierung und Intensivierung des Wettbewerbs, da steigende Anzahl an Marktakteuren

- Verstärkte dezentrale und regionale Wertschöpfung. Technische Innovationen mit zukünftigem Wertschöpfungspotential
- Geringere Rohstoffabhängigkeit (aktueller Importanteil Gas: 75%, Steinkohle: 55%), stärkere Nutzung regenerativer bzw. heimischer Ressourcen (vgl. Bauknecht/Bürger 2003, S.62)
- Grundsätzlich verbesserte (Versorgungs-)Sicherheit durch dezentrale Systeme, da geringere Totalausfallwahrscheinlichkeit, geringere Anfälligkeit des Gesamtsystems
- Verringerte Treibhausgasemissionen, insbesondere CO₂, weil weniger kohlenstoffbasierte Energieträger und Technologien mit hohen Wirkungsgraden zum Einsatz kommen

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass eine Systemveränderung hin zu stärkerer Dezentralisierung zumindest kurz- bis mittelfristig mit erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten einhergeht. Es müssen vor allem neue Infrastrukturen geschaffen und die (bisher) höheren Durchschnittskosten dezentraler Energieerzeugung getragen werden.

2.3.2 Technologischer Fortschritt und Investitionsrisiken

Innerhalb der nächsten zwanzig Jahre müssen in Deutschland wegen des beschlossenen Atomausstiegs und der Alterung der bestehenden Kraftwerke ein erheblicher Teil der Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden. Der Bedarf nach neuen Erzeugungsanlagen wird dadurch verstärkt, dass momentan vorhandene Überkapazitäten aus Kostengründen abgebaut werden und in Zukunft nicht mit einem erheblichen Rückgang des Elektrizitätsbedarfs zu rechnen ist (vgl. Bauknecht/Bürger 2003, S.17). Es kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass mittelfristig ausreichende Ersatzinvestitionen in große zentrale Anlagen getätigt werden, weil auf Seiten der Investoren eine gewisse Verunsicherung darüber herrscht, welche zukünftige Struktur des deutschen Stromsystems die Politik fordert und fördert. Da große Kraftwerksprojekte Laufzeiten von über 40 Jahren haben, steigt das Investitionsrisiko erheblich im Vergleich zu früheren Zeiten, in denen eine relativ hohe Zukunftssicherheit herrschte (vgl. Materazzi-Wagner u.a. 2006, S. 12). Auf der anderen Seite werden die bekannten nichtnuklearen Großkraftwerkstechniken (Stein-

/Braunkohle, Gas- und Dampfkraftwerke) ständig optimiert und mit steigenden Wirkungsgraden betrieben (vgl. Bauknecht/Bürger 2003, S.53f). Es erscheint letztlich unumgänglich, dass die konventionellen Technologien auch in den nächsten Jahrzehnten den Großteil des Energiebedarfs decken werden.

Daran wird voraussichtlich auch der kontinuierliche Innovationsprozess im Bereich dezentraler Technologien nichts ändern können. Obwohl einige Technologien wie z.B. Onshore-Windkraftanlagen, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) und Wasserkraftanlagen sich bereits in der technologischen Reifephase befinden und deshalb wirtschaftlich profitabel zu betreiben sind (vgl. Saint Drenan 2004, S. 13f). Andere Technologien wie Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen und Stirlingmotoren bergen erhebliche Zukunftspotentiale, befinden sich aber noch in der Entwicklungs- oder Markteinführungsphase (vgl. Saint Drenan 2004, S. 14-16). Gemein ist allen dezentralen Erzeugungstechnologien, dass sie im Vergleich zu konventionellen Kraftwerkstechnologien kürzere Investitionszyklen aufweisen und deshalb tendenziell ein geringeres Investitionsrisiko besteht. Für die stärkere Verbreitung dezentraler Erzeugungstechnologien bedarf es allerdings der Fortentwicklung einiger flankierender Technologien, die eine weitreichende Integration erst ermöglichen. Es sind vor allem moderne Stromspeichernde, regelnde und steuernde Technologien nötig, die den besonderen Anforderungen dezentraler Stromsysteme gerecht werden (vgl. Abschnitt 4.1).

2.3.3 Kundenorientierte Produktdifferenzierung

Seit der Liberalisierung des Stromsektors haben alle Kunden in Deutschland die Möglichkeit ihren Stromanbieter frei zu wählen. Die bisher geringen Wechselraten sind u.a. darauf zurückzuführen, dass Strom immer noch als homogenes Gut wahrgenommen wird, dessen Zustandekommen den Kunden zumeist schleierhaft bleibt. Daraus folgt eine geringe und wenig differenzierte Produktwahrnehmung, so dass sich nur ein kleiner Teil der Kunden mit der spezifischen Entstehung des gelieferten Stroms auseinandersetzt. Allerdings müssen seit Einführung der Stromkennzeichnungspflicht im Dezember 2005 alle Stromlieferanten in ihren Stromrechnungen über die Herkunft und die qualitative Zusammensetzung der gelieferten Elektrizität informieren. Dadurch wird den Stromlieferanten

eine kundenorientierte Produktdifferenzierung ermöglicht, die es dem Kunden erlaubt Angebote preis- und qualitätsorientiert zu vergleichen und den eigenen Vorlieben gemäß zu beziehen. Wenn die Kunden darauf aufbauend in Zukunft verstärkt dezentral erzeugten Strom bevorzugen, so besteht für die Produzenten der Anreiz eine nachfrageorientierte Erzeugungsstruktur anzubieten. Eine differenzierte Erzeugungsstruktur kann dem Kunden auf verschiedenen Wegen kommuniziert werden und maßgeblich zum Unternehmenserfolg beitragen (vgl. Bauknecht/Bürger 2003, S.69).

In diesem Zusammenhang wird von einer positiven Umweltorientierung der Kunden ausgegangen, für die sie zumindest mittelfristig auch bereit sein müssen, höhere Kosten zu akzeptieren. Neben höheren Kosten sind allerdings weitere Hindernisse gegen eine stärkere Verbreitung dezentraler Optionen zu erwarten. Einerseits wächst in Deutschland seit einigen Jahren die Debatte über die Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und der Tierwelt durch Windkraftanlagen. Andererseits erfordern dezentrale Arealnetze, sogenannte virtuelle Kraftwerke, die aktive und verantwortungsvolle Einbindung des Kunden selbst (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Es wird somit ersichtlich, dass durch eine stärkere Ausrichtung der Entwicklung von Stromsystemen an den Bedürfnissen des Kunden sowohl Chancen als auch Risiken für dezentrale Optionen entstehen. Durch eine konsequente Kundenorientierung überlässt die Politik dem Kunden Gestaltungsmöglichkeiten und kann nur noch flankierend eingreifen. Der Entwicklungspfad des Stromsystems kann also nicht mehr vorgegeben werden, sondern lediglich korrigierend gelenkt werden.

2.4 Status Quo und Förderinstrumente dezentraler Optionen

Wenn von einer Dezentralisierung der Stromversorgung die Rede ist, geht es nicht nur um Technologien der dezentralen Energieerzeugung. Der Begriff dezentrale Optionen reicht weiter, da er unterschiedliche Technologien und Instrumente umfasst, die zur Integration dezentraler Erzeugungstechnologien in Stromsysteme notwendig sind. Folgende Technologien spielen in diesem Zusammenhang eine Rolle:

- KWK-Anlagen als Heizkraftwerke, dezentrale Blockheizkraftwerke oder Mikro-KWK (Mikro-Blockheizkraftwerke und -Gasturbinen, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen)
- Alle Anlagen, die unter das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fallen, außer Offshore- und größere Onshore-Windparks
- Steuer- und Regelungstechniken zur Aufrechterhaltung einer hohen Stromqualität
- Lastmanagement über Informations- und Kommunikationstechniken, das ein direktes Eingreifen bei den Erzeugern ermöglicht
- Energiespeicheranlagen

Eine sehr umfassende und elektrotechnisch orientierte Darstellung der oben genannten technischen Anforderungen dezentraler Stromversorgung bieten die im Rahmen des SUSTELNET-Projekts entstandenen Arbeiten (vgl. Varming u.a. 2004a und 2004b).

Für dezentrale Erzeugungsanlagen existieren keine eindeutigen Definitionen (vgl. Madlener/Wohlgemuth, 1999, S. 2). Charakteristisch ist jedoch die verbraucher-/lastnahe Einspeisung niederer Leistung im MW-Bereich (bis ca. 10 MW) in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz der VNB. Da beispielsweise größere (Offshore-) Windparks und Wasserkraftwerke diese Kriterien nicht erfüllen, werden sie als zentrale Stromerzeuger klassifiziert. Natürlich bedingt die dezentrale Stromerzeugung nicht unbedingt eine Einspeisung ins öffentliche Netz, da viele Haushalte und Unternehmen Strom ausschließlich für eigene Zwecke produzieren (vgl. Vigotti 2004, S. 7). Sie sind im Rahmen dieser Arbeit allerdings weniger relevant, da Regulierungsfragen für sie kaum eine Rolle spielen.

Die Vorteile eines dezentralisierten Energiesystems sind seit einigen Jahren verstärkt in das Blickfeld der EU-Politik gerückt, nachdem diese sich zunächst auf die Liberalisierung der Energiemärkte konzentriert hat. Die Liberalisierung ist zwar eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für auf dezentrale Energieoptionen ausgelegte Stromsysteme. Die Schaffung des EU-Strommarktes hat sich bisher auf zentrale Erzeugung konzentriert, die in das Übertragungsnetz auf Höchst- bzw. Hochspannungsebene einspeist. Hingegen wurde bisher wenig getan, um Regulierungsmechanismen für dezentrale Optionen zu schaffen, die in die Verteilnetze auf Mittel- und Niederspannungsebene einspeisen. Es gibt bisher auf

EU-Ebene kein Gesetzeswerk, das sich mit dezentralen Energieoptionen im Speziellen beschäftigt. In den Beschleunigungsrichtlinien (2003) werden lediglich einige förderliche Vorgaben ausgegeben, die in den Erneuerbare-Energien- (2001) und Kräfte-Wärme-Kopplungs-Richtlinien (2004) spezifiziert werden (vgl. Ropenus/Skytte 2006, S. 2).

Als derzeit wirkungsvollstes Förderinstrument der erneuerbaren Energien bzw. dezentralen Optionen in Deutschland gilt unbestritten das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das seit April 2000 in Kraft ist. Das EEG verpflichtet die Netzbetreiber regenerativ erzeugten Strom vorrangig einzuspeisen und 20 Jahre lang zu gesetzlich festgelegten Mindestpreisen zu vergüten (Vorrangregelung mit festen Vergütungssätzen). Die Kosten, die sich aus über den Marktpreisen liegenden Vergütungssätzen ergeben, werden ebenso wie die eingespeisten Strommengen über ein Umlageverfahren auf alle Stromanbieter bzw. Stromkunden verteilt. Es handelt sich also nicht um staatliche Beihilfen, die aus Steuern finanziert werden (vgl. Leprich 2005b, S. 35).

Zur Förderung von KWK-Anlagen, die durch den anfänglichen Preisverfall im Zuge der Liberalisierung stark unter Druck gerieten, verabschiedete die Bundesregierung im Januar 2002 das sogenannte KWK-Gesetz zur Sicherung, Modernisierung und Ausbau von KWK-Anlagen. Neben dem am Großhandelsmarkt orientierten Stromabnahmepreis, der mit dem Netzbetreiber zu verhandeln und im Gegensatz zum EEG nicht festgelegt ist, erhält der Anlagenbetreiber eine Zusatzvergütung, deren Höhe sich an Größe und Modernisierungsgrad der Anlage bemisst. Diese Preisprämie reduziert sich jedoch im Verlauf der Jahre und benachteiligt so die KWK-Anlagen gegenüber den EE-Anlagen (vgl. Leprich 2005b, S. 35f).

Ein weiteres wichtiges Förderinstrument ist die Zahlung sogenannter vermiedener Netznutzungsentgelte an Betreiber von Anlagen, die unter das EEG bzw. KWK-Gesetz fallen (vgl. Leprich 2003, S. 4). Die Kosten der Netznutzung werden in Deutschland vollständig vom abnehmenden Netznutzer aufgebracht und einspeisende Netznutzer zahlen kein Entgelt. Strom, der von dezentralen Erzeugern in die Verteilnetze eingebracht wird, ersetzt zentral erzeugten Strom und entlastet die Übertragungsnetze. Da aber im Berechnungsmodell der Netznutzungsentgelte davon ausgegangen wird, dass die gesamte Elektrizität ausschließlich zentral erzeugt und über alle Netzstufen zum Endverbraucher transportiert wird, erhalten die ÜNB Zahlungen, denen keine Leistung gegenübersteht. Dies wird durch die Umlage vermiedener Netznutzungsentgelte ausgeglichen, und ist in §18 der

Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV, 2005) geregelt die zusammen mit der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV, 2005) das EnWG ergänzen. Die StromNZV verpflichtet die VNB dezentrale Erzeuger an ihre Netze anzuschließen, deren gesamte zur Verfügung gestellte Leistung einzuspeisen und mit ihnen standardisierte Verträge zu schließen, die wenig Verhandlungsspielraum zulassen.

Die erwähnten Förderinstrumente haben dazu beigetragen, dass die Verbreitung dezentraler Optionen in den vergangenen Jahren kontinuierlich zugenommen hat (vgl. Skytte/Ropenus 2005, S. 79). Im Jahr 2004 wurden 10% der Elektrizität in Deutschland aus regenerativen Energien gewonnen. Dabei hatten Windkraftanlagen mit 45% den größten Anteil, gefolgt von Wasserkraft (40%) und Strom aus Biomasse (10%). Da Wasserkraftwerke mit Wasserspeicher nicht zu den dezentralen Erzeugern zählen, ergibt sich ein Anteil regenerativer und dezentraler Stromerzeugung von ca. 7% an der Gesamtproduktion. Hinzu kommen ca. 10% dezentralen Stroms aus KWK-Anlagen, so dass insgesamt 16% der deutschen Elektrizität dezentral erzeugt wird. Damit befindet sich Deutschland im Vergleich der EU-15 zusammen mit Ländern wie den Niederlanden, Schweden und Spanien im europäischen Mittelfeld, das 15-20% seines Stroms dezentral erzeugt. Einsamer europäischer Spitzenreiter ist mit über 30% Dänemark.

Unter den gegebenen Fördermaßnahmen des EEG, KWK-Gesetzes und des EnWG geht man davon aus, dass sich der Anteil regenerativer Energien in den nächsten Jahren auf ungefähr 20% erhöhen wird, wohingegen die KWK aufgrund der geringeren gesetzlichen Förderung nur leicht wachsen wird, obwohl deren Potential alleingegenommen auf ebenfalls 20% geschätzt wird. Zusammengenommen könnten also bis 2020 bis zu 40% des Stroms in Deutschland in dezentralen Anlagen erzeugt werden, falls die Bedingungen für dezentrale Optionen in Zukunft weiter verbessert werden (vgl. Leprich 2005b, S.35). Dazu ist es vor allem notwendig die starke gesetzliche Förderung für dezentrale Energieerzeugung durch geeignete Regulierungsmechanismen zu ergänzen, die Anreize zu einer aktiveren und für beide Seiten lohnenden Zusammenarbeit zwischen VNB und Erzeugern geben (vgl. Kapitel 4).

3 Regulierungstheoretische Grundlagen

Das vorangegangene Kapitel hat gezeigt, dass Regulierungsfragen eine zentrale Rolle in der Diskussion um Energiefragen spielen. In diesem Kapitel sollen nun einige Grundlagen der Regulierungstheorie vorgestellt werden, wobei wegen des Arbeitsthemas der Regulierung von Netzsektoren besondere Aufmerksamkeit entgegengebracht wird. Im Verlauf des Kapitels wird deshalb immer wieder auf die praktische Relevanz der jeweiligen Theorie für den Elektrizitätssektor hingewiesen. Das Kapitel ist wie folgt gegliedert:

1. Aufbauend auf einer kurzen Einführung in die *Wettbewerbstheorie der Märkte* und
2. einer Darstellung wie das *ökonomische Standardmodell Marktversagen* erklärt,
3. wird das *Konzept der monopolistischen Bottlenecks* vorgestellt,
4. auf dem der *disaggregierte Regulierungsansatz* basiert.

3.1 Wettbewerbstheorie der Märkte

Die Regulierungstheorie ist eine Unterklasse der Wettbewerbstheorie, weshalb in diesem Kapitel zunächst einige wettbewerbsökonomische Grundlagen erarbeitet werden müssen. Die Wettbewerbstheorie befasst sich mit der Funktionsfähigkeit von Märkten, die nur existieren können, wenn einige ordnungsökonomische Voraussetzungen gegeben sind (vgl. Knieps 2001, S. 3): Jedem Wirtschaftssubjekt müssen definierte Eigentums-, Handlungs- und Verfügungsrechte garantiert werden, die innerhalb einer Rechtsordnung durchgesetzt werden können. Diese Rechte sind jedoch nicht hinreichend um eine marktwirtschaftliche Wirtschaftsordnung festzulegen, weil wirtschaftliche Aktivitäten durch definierte Spielregeln gelenkt werden müssen. Die Spielregeln unterliegen langfristig einer dynamischen Entwicklung, sind jedoch mittelfristig ausreichend starr, um eine gewisse Handlungssicherheit zu gewährleisten.

Einen weitreichenden Katalog solcher Spielregeln, die sich als leistungsfähige regulative Prinzipien erwiesen haben, bietet der Ordnungsgrundsatz des Wettbewerbs. Wettbewerb, der immer auf Märkten stattfindet, kann über die Zuteilung der meisten, aber nicht aller

Güter bzw. Dienstleistungen entscheiden. Entziehen sie sich der Rivalität im Konsum und kann niemand von ihrer Nutzung ausgeschlossen werden (Ausschließbarkeit), so können für diese so genannten öffentlichen Güter (z.B. Gewährleistung öffentlicher Sicherheit) keine Märkte entstehen (vgl. Knieps 2001, S. 4).

Adam Smith fand als erster wissenschaftlich heraus, dass Wettbewerbsprozesse letztlich allen Beteiligten dienen, und die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt steigern können. Bei einer differenzierteren Betrachtung können fünf wesentliche Ziele bzw. Funktionen des Wettbewerbs formuliert werden (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 15f):

- *Verteilung der Markteinkommen entsprechend der Marktleistung (Verteilungsfunktion I):* Die Marktleistung wird durch die Produktivität des Anbieters bzw. die Zahlungsbereitschaft des Nachfragers bestimmt. Mit anderen Worten gesagt, stehen bei Vertragschluss auf beiden Seiten Aufwand und Nutzen im (gefühlten) Einklang. Es handelt sich hierbei gewissermaßen um eine Gerechtigkeitsfunktion, wobei es sich nicht unbedingt um ethische Gerechtigkeit handelt, sondern um eine Form der „kommutativen“ Gerechtigkeit. D.h., dass sich der Gerechtigkeitsbegriff lediglich auf die Regeln für das Zustandekommen eines bestimmten Ergebnisses, nicht aber das Ergebnis selbst („distributive“ Gerechtigkeit) bezieht.
- *Erstellung und Verteilung des Angebotes an Waren und Dienstleistungen entsprechend den Präferenzen der Konsumenten (Verteilungsfunktion II):* Dieses Prinzip der Konsumentensouveränität maximiert das Maß an individueller Bedürfnisbefriedigung im Rahmen der jeweiligen Möglichkeiten.
- *Lenkung der Produktionsfaktoren in ihre jeweils produktivste Verwendungsmöglichkeit (Allokationsfunktion):* Die Aufteilung der Produktionsfaktoren auf die produktivste von vielen verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten (Faktorallokation) maximiert die Wertschöpfung bei gegebenem Produktionsvolumen und gegebener Produktionstechnik.
- *Förderung des technischen Fortschritts bei Produkten und Produktionsmethoden (Entdeckungs- und Fortschrittsfunktion):* Durch technischen Fortschritt kann bei gleich bleibendem Input der Output erhöht bzw. verbessert werden. Die Konkurrenz wird stimuliert ebenfalls produktiver zu werden, wodurch letztlich die gesamte

Wohlfahrt vergrößert wird. Außerdem erhöht Wettbewerb grundsätzlich die Fähigkeit einer Volkswirtschaft sich an ändernde Rahmenbedingungen anzupassen.

- *Sicherung von Handlungs- und Wahlfreiheit (Freiheitsfunktion)*: Wettbewerb setzt das Vorhandensein von Handlungsalternativen und die Abwesenheit von Handlungszwängen voraus. Nachfrager müssen wählen können, ob sie ein bestimmtes Gut kaufen oder nicht und Anbieter entscheiden frei über Leistungsangebot, Preis der Leistung und Marktein- bzw. Marktaustritt. Außerdem bedeutet Wettbewerb, dass die Akteure zwischen mehreren Nachfragern auf der einen Seite, und insbesondere mehreren Anbietern auf der anderen Seite auswählen können.

Der Wettbewerb wird als funktionsfähig bezeichnet, wenn die aufgeführten Funktionen und Ziele erfüllt werden (vgl. von Weizsäcker 1981, S. 355). In der Realität ist allerdings häufig die Behinderung oder gar das Nichtvorhandensein von Wettbewerb zu beobachten, was in aller Regel auf das Phänomen der Marktmacht zurückzuführen ist.

Marktmacht bezeichnet die Fähigkeit eines Unternehmens oder einer Gruppe kooperierender Unternehmen, den Preis eines Gutes dauerhaft über das Wettbewerbsniveau zu setzen und dabei Gewinne zu erwirtschaften. Diese Monopolmacht behindert das Erreichen der angeführten Wettbewerbsziele (vgl. Knieps 2001, S. 6). Marktmacht ermöglicht ungerechtfertigte Monopolrenten (Verteilungsfunktion) und verhindert wegen der überhöhten Preise die optimale Verwendung der Produktionsfaktoren (Allokationsfunktion). Außerdem sind die Handlungs- und Wahlfreiheiten der Nachfrager und machtfreier Konkurrenten stark eingeschränkt (Freiheitsfunktion).

3.2 Marktversagen im ökonomischen Standardmodell

Ziel ordnungspolitischen Handelns muss es also sein, Marktmacht zu lokalisieren um deren Ge- bzw. Missbrauch zu verhindern. In diesem Kapitel wird auf mögliche Gründe für das Entstehen von Marktmacht und dem daraus folgenden Marktversagen eingegangen. Marktversagen kann allerdings nur dann aufgedeckt werden, wenn ein wettbewerblicher Idealzustand definiert werden kann, von dem gegebenenfalls abgewichen wird.

Einen Standardansatz zur Analyse von Märkten stellt das Modell der vollständigen Konkurrenz dar, welches Bestandteil der paretianischen Wohlfahrtsökonomie ist. Die paretianische Wohlfahrtsökonomie versucht mit Hilfe mikroökonomischer Instrumente Bedingungen für die Maximierung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt abzuleiten. Dabei besagt das Pareto-Kriterium, dass „ein Zustand dann optimal ist, wenn kein Individuum mehr besser gestellt werden kann, ohne die Nutzenposition eines anderen Individuums zu verschlechtern“ (Fritsch u.a. 2001, S. 33). Anhand eines Beweises lässt sich zeigen, dass eine gesamtgesellschaftlich optimale Allokation (entspricht dem oben angeführten Idealzustand) dann erreicht wird, wenn die Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz gelten (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 35).

In einer wettbewerblich organisierten Volkswirtschaft kann wirtschaftspolitischer Handlungsbedarf entstehen, falls einzelne Märkte gravierend vom Ideal der vollständigen Konkurrenz abweichen. Es existiert allerdings kein Bewertungskriterium, mit dessen Hilfe sich die Grenze des Marktversagens genau bestimmen lässt. Es sind immer wertende Entscheidungen darüber erforderlich, inwieweit ein Markt funktionsfähig ist oder ob ein Ausmaß an Marktversagen vorliegt, das staatliches Handeln notwendig macht. Es gibt insgesamt vier Ursachenkategorien die Marktversagen hervorrufen (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 89):

- Unteilbarkeiten
- Externe Effekte
- Informationsmängel
- Anpassungsmängel

Das Auftreten einer oder mehrerer dieser vier Kategorien, bedeutet eine Verletzung der Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz.

Wirtschaftspolitisches Eingreifen lässt sich allerdings nicht zwingend aus der Feststellung von Marktversagen ableiten und muss mit Vorsicht behandelt werden (vgl. Knieps 2001, S. 11). Der Grund liegt darin, dass bezweifelt werden kann ob eine Staatsmacht in der Lage ist, eine Allokationsverbesserung oder gar das Allokationsoptimum herbeizuführen. Ein theoretischer Vergleich von dezentraler marktlicher und zentraler staatlicher Allokation lässt den Schluss zu, dass die marktliche Allokation zu überlegenen Ergebnissen führt (vgl.

Fritsch u.a. 2001, S. 84ff). Da im Rahmen dieser Arbeit zuallererst die Auswirkungen von Unteilbarkeiten eine Rolle spielen, konzentriert sie sich auf diese Kategorie und blendet die übrigen drei in der Folge weitgehend aus.

3.3 Monopolistische Bottlenecks

Im Zentrum dieses Kapitels stehen natürliche Monopole und deren Angreifbarkeit. Ein monopolistischer Bottleneck liegt nur dann vor, wenn

- *Natürliche Monopole aufgrund von Unteilbarkeiten und*
- *Beständigkeit (Nichtangreifbarkeit) eines natürlichen Monopols gleichzeitig und in ausreichendem Maße gegeben sind.*
- *Die Kombination beider macht wirtschaftspolitisches Eingreifen notwendig.*

3.3.1 Natürliche Monopole aufgrund von Unteilbarkeiten

Das Konzept des natürlichen Monopols hat sich historisch aus der Beschäftigung mit Wirtschaftssektoren entwickelt, die durch technologische Netzeigenschaften charakterisiert sind. In Netzsektoren, wie z.B. Netzen für Wasser, Gas, Telekommunikation, Schienen-, Luft-, Straßenverkehr und eben Elektrizität, treten typischerweise Unteilbarkeiten auf, die Marktversagen hervorrufen (vgl. Knieps 2001, S. 22).

Jedoch stellt es einen Extremfall dar, dass Unteilbarkeiten, zu einem natürlichen Monopol führen. Häufiger ist es der Fall, dass aufgrund von Unteilbarkeiten nur eine kleine Anzahl von Anbietern den Markt beherrscht, und ein Oligopol entsteht. Im Oligopolfall besteht die Gefahr, dass es zu Absprachen unter den Anbietern kommt, was zu ähnlichen Problemen wie im Monopolfall führt (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 187). Dieses Szenario erscheint im Fall der Elektrizitätserzeugung durchaus relevant, wird allerdings, dem regulatorischen Fokus der Arbeit folgend, nicht näher beleuchtet.

Das Konzept der Subadditivität von Kostenfunktionen stellt den theoretischen Ansatz zur Definition der in der Realität vorhandenen Unteilbarkeitsphänomene und damit einhergehender natürlicher Monopole dar. Einfach gesagt liegt ein natürliches Monopol vor, falls ein einziger Anbieter einen Markt kostengünstiger bedienen kann als mehrere Anbieter. Formal lässt sich dieser Fall durch eine subadditive (Gesamt-) Kostenfunktion im relevanten Bereich der Nachfrage charakterisieren, in dem eine zumindest kostendeckende Produktion möglich ist (vgl. Baumol 1977, S. 810). Baumol hat als Erster aufgezeigt, dass natürliche Monopole und Größenvorteile zwar zusammenhängen, jedoch mitnichten identische Konzepte darstellen. Größenvorteile bzw. steigende Skalenerträge bedingen Subadditivität und treten auf, falls eine proportionale Erhöhung aller Inputfaktoren (Faktoreinsatzverhältnis konstant!) eine überproportionale Erhöhung aller Outputkomponenten bewirkt (Knieps 2001, S. 24). Handelt es sich dabei um die Produktion eines einzigen Gutes, so bedeuten Größenvorteile fallende Durchschnittskosten (=Stückkosten). Folglich liegt ein natürliches Monopol vor, das den Markt alleine kostengünstiger bedienen kann als mehrere Anbieter zusammen.

Betrachtet man den Zusammenhang von steigenden Skalenerträgen und sinkenden Durchschnittskosten, so stellen letztere das umfassendere Konzept dar, weil Durchschnittskosten auch infolge einer nicht-proportionalen sondern partiellen Veränderung des Inputs sinken können. Das Verhältnis von steigenden Skalenerträgen, sinkenden Durchschnittskosten und Subadditivität gestaltet sich im Ein-Güter-Fall wie folgt (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 194f):

- Steigende Skalenerträge (=Größenvorteile) sind nur für den Fall konstanter Faktoreinsatzverhältnisse definiert.
- Sinkende Durchschnittskosten (=Stückkosten) können auch bei variierenden Faktoreinsatzverhältnissen anfallen.
- Subadditivität stellt das umfassendste Konzept zur Beschreibung von Unteilbarkeitsproblemen dar.

Als Ursache für Unteilbarkeiten, die gegebenenfalls natürliche Monopole entstehen lassen, kommen verschiedene Effekte in Frage (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 187f). In der folgenden Aufzählung der Effekte wird deren jeweilige Relevanz im speziellen Fall der Elektrizitätsnetze erläutert:

- *Mindesteinsatzmengen bei den Produktionsfaktoren:* Bei einer Erhöhung der Kapazitätsauslastung verteilen sich die Kosten für die Potentialfaktoren auf eine größere Outputmenge. Diese Fixkosten-Degression ist in der Realität die häufigste Ursache für Größeneffekte. Beim Betrieb von Stromnetzen fallen vor allem sprungfixe Kosten für Netzausbau und -betrieb an. Der Stromtransport selbst verursacht kurzfristig kaum Kosten, die sich direkt proportional zur transportierten Menge verhalten, d.h. dass die Grenzkosten nahe bei Null liegen. Die einzigen nennenswerten proportionalen Kosten verursacht der Energieverlust, der bei gegebener Netzauslegung im quadratischen Verhältnis zur transportierten Energiemenge ansteigt (vgl. Wood/Wollenberg 1984, S. 65ff).
- *Dichteeffekte:* Nachbarschafts- und Agglomerationsvorteile treten in erheblichem Maße vor allem im Bereich der Verteilnetze auf. Die Netzanschlusskosten (z.B. für Tiefbaumaßnahmen und Kabelverlegung) pro Anschluss sind in dicht besiedelten Gebieten erheblich geringer als in dünn bzw. vereinzelt besiedelten Gebieten. Die Anschlusskosten sinken, je mehr Teilnehmer an eine Hauptleitung angeschlossen werden können.
- *Zwei-Drittel-Regel:* Bei Investitionsgütern wie Tanks, Röhren und den an dieser Stelle relevanten Stromkabeln, bewirkt eine Verdoppelung der Transportkapazität lediglich einen Anstieg der Materialkosten um ca. zwei Drittel.
- *Stochastische Größensparnisse:* Mit ansteigender Betriebsgröße wird es leichter stochastisch verteilte Ereignisse zu kalkulieren und zu bewältigen, da sich Abweichungen vom Durchschnitt tendenziell umso stärker ausgleichen, je mehr Ereignisse auftreten. Deshalb ist es bspw. umso einfacher zufällig auftretende Betriebsstörungen auszugleichen, je größer und verzweigter ein Versorgungsnetz ist. Außerdem dürfte der Anteil der für Spitzenlasten vorzuhaltenden Reserve(leitungs-)kapazität umso geringer sein, je höher die Gesamtlast ist, da sich zufällige Schwankungen bei höherem Aufkommen eher ausgleichen.
- *Prinzip des kleinsten gemeinsamen Vielfachen:* Bestehen bei aufeinander aufbauenden Fertigungsstufen unterschiedliche kostenoptimale Kapazitäten (bzw. Losgrößen), so ergibt sich die optimale Gesamtkapazität beim kleinsten gemeinsamen Vielfachen der unterschiedlichen kostenoptimalen Teilkapazitäten.

Dieses Phänomen spielt beim Stromtransport kaum eine Rolle, da es keine aufeinander folgenden Fertigungsstufen mit bestimmten Produktionskoeffizienten gibt. Es gibt lediglich Netzknoten an denen Stromaufkommen summiert und in gleichem Maße weiterverteilt werden (Kirchhoffsches-Gesetz). Außerdem können die Leitungskapazitäten in relativ kleinen Schrittabständen anforderungsgerecht dimensioniert werden.

- *Lernkurveneffekte*: Stückkosten fallen umso niedriger aus, je größer das Fertigungs-Know-How ist, das mit der insgesamt gefertigten Menge korreliert. Es handelt sich hierbei um einen dynamischen Größenvorteil, da er im Zeitablauf zur Verschiebung der Durchschnittskostenkurve nach unten führt. Die Bedeutung des Effektes im Zusammenhang mit Versorgungsnetzen dürfte wiederum gering sein, da Lerneffekte beim Stromtransport eher zeitlich und kaum mengenmäßig begründet sind. Anders verhält es sich allerdings bei Instandhaltungs-, Reparatur- und Netzanschlussstätigkeiten, bei denen mit zunehmender Einsatzhäufigkeit durchaus Lerneffekte auftreten.

Die Ausführungen zeigen, dass beim Betrieb von Übertragungs- und insbesondere Verteilnetzen in hohem Maße Unteilbarkeiten vorliegen, was anerkanntermaßen den Schluss zulässt, dass es sich um regionale natürliche Monopole handelt. Es sei noch angemerkt, dass Verbundvorteile (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 196f) eine weitere notwendige Voraussetzung von natürlichen Monopolen darstellen. Sie spielen hier allerdings, verglichen mit der Bedeutung von Größenvorteilen, eine geringere Rolle.

3.3.2 Beständigkeit eines natürlichen Monopols

Neben der Frage ob ein definitionsgemäßes natürliches Monopol vorliegt, stellt sich auch die Frage nach dessen Beständigkeit. Fallweise besteht nämlich die Möglichkeit, dass es sich lediglich um ein unbeständiges bzw. temporäres Monopol handelt. Wenn z.B. die Durchschnittskostenfunktion des Monopolisten lokale Minima aufweist, weil sich die Größenvorteile mit zunehmender Nachfragemenge erschöpfen, so steigen die Durchschnittskosten bei Überschreiten des Minimums wieder an und ermöglichen ab einer bestimmten Menge einem zweiten Anbieter den Markteintritt. Außerdem ist das Bestehen

eines Monopols zeitlich begrenzt, wenn im Zuge des technischen Fortschritts minimale Stückkosten bereits bei wesentlich geringeren Produktionsmengen erreicht werden (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 190f). Netzsektoren sind hingegen beständige Monopole, weil sie als unbestreitbar gelten.

Das Grundproblem eines natürlichen Monopols oder eines Oligopols ist, dass als Konsequenz die Ausbeutung der anderen Marktseite anhand von Monopolpreisen möglich ist (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 199ff). Baumol hat mit dem Wettbewerbsansatz der „Contestable Markets“ (vgl. Baumol u.a. 1982) aufgezeigt, dass die monopolistische Marktmacht von der Bestreitbarkeit der Marktposition abhängt. Wenn ein Monopolist nämlich damit rechnen muss, dass potentielle Wettbewerber in der Lage sind, in den Markt einzutreten und mit ihm zu konkurrieren, so wird er einen niedrigeren als den Cournot-Preis verlangen, damit potentielle Wettbewerber abgeschreckt werden und er weiterhin der einzige Anbieter bleibt. Somit ist also nicht nur die tatsächliche, sondern auch die potentielle Konkurrenz für das Auftreten von Marktmacht und das Verhalten eines Anbieters entscheidend. Ein Markt ist dann angreifbar, wenn sämtliche gesetzliche Marktzutrittsschranken abgebaut sind und die folgenden Modellannahmen erfüllt sind (vgl. Knieps 2003, S. 11):

- *Abwesenheit von irreversiblen Kosten:* Die für einen Markteintritt notwendigen Investitionen lassen sich beim Marktaustritt wieder verwenden. Der Marktaustritt ist ohne signifikante Zusatzkosten und Zeitverlust möglich.
- *Freier Markteintritt:* Es besteht eine große Anzahl potentieller Wettbewerber, die ohne Zeitverlust Zugang zu den gleichen kostengünstigsten Technologien haben.
- *Bertrand-Nash-Verhalten:* Die potentiellen Wettbewerber nehmen den aktuellen Marktpreis als gegeben an und sehen die Chance diesen zu unterbieten. Es wird die vollkommene Information aller Marktteilnehmer angenommen. Das bedeutet, dass keine Suchkosten auftreten und schon kleine Preisänderungen eine unmittelbare Wanderung der gesamten Nachfrage zum günstigeren Anbieter zur Folge haben.

Herausstechende Bedeutung in der Theorie der angreifbaren Märkte haben die irreversiblen Kosten (auch verlorene Kosten oder sunk costs). Verlorene Kosten bezeichnen den Wert von Aufwendungen bzw. Produktionsfaktoren, der für den Markteintritt unbedingt erforderlich ist und der bei späterem Marktaustritt unwiederbringlich abgeschrieben werden

muss. Verlorene Kosten sind umso höher, je spezialisierter die Produktionsfaktoren und je aufwändiger die Umstände des Markteintritts sind. Entscheidend ist, dass versunkene Kosten für eingesessene Anbieter - im Gegensatz zu potentiellen Wettbewerbern - keine entscheidungsrelevanten Kosten mehr darstellen, weil sie die irreversiblen Kosten in der Vergangenheit aufgebracht haben und somit aktuelle Entscheidungen nicht mehr beeinflussen (vgl, Knieps 2001, S. 32).

Das folgende Beispiel der elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze zeigt, dass es sich hierbei zweifellos um einen nicht angreifbaren Markt handelt: Sind die Leitungen verlegt, Transformatoren aufgestellt und Steuerinstrumente installiert, so lassen sich diese Anlagen ausschließlich für den Stromtransport verwenden und erzielen im Falle eine Liquidation weit geringere Erlöse (Dekonstruktion und Wiederaufbau lohnen kaum), als bei Markteintritt Kosten aufgewendet werden mussten. Ebenso versinken beim Markteintritt und seinem Vorfeld aufgebaute marktspezifische Qualifikationen (z.B. spezifisches Betriebs-Know-How), sowie Aufwendungen für Forschung und Entwicklung oder Marketingaufwendungen zur Markteinführung.

3.3.3 Notwendigkeit wirtschaftspolitischer Maßnahmen

Traditionelle Regulierungsansätze sahen für den gesamten Bereich öffentlicher Versorgungsbetriebe (engl.: public utilities) die Notwendigkeit zum wirtschaftspolitischen Eingreifen (vgl. Kahn 1988). Von diesem Standpunkt aus gesehen, stellen alle Teilbereiche der Wertschöpfungskette der Versorgungsbetriebe einen wettbewerblichen Ausnahmehereich dar, der reguliert werden muss. Dies wird als globale Regulierung bezeichnet.

Ziel der Theorie der angreifbaren Märkte ist es hingegen, den spezifischen Regulierungsbedarf derjenigen Marktmacht aufzudecken, die lediglich in natürlichen Monopolen mit irreversiblen Kosten auftritt. Würde sich die Regulierung über diese monopolistischen Bottlenecks hinaus erstrecken, so würde der potentielle Wettbewerb auf den komplementären Märkten für Netzdienstleistungen, Stromerzeugung und Vertrieb systematisch behindert bzw. ganz ausgeschaltet (vgl. Knieps 2003, S. 12).

Monopolistische Bottlenecks sind also diejenigen Teilbereiche, die nicht nur durch Unteilbarkeiten, sondern gleichzeitig auch durch irreversible Kosten gekennzeichnet sind,

was in den vorangegangenen Kapiteln im Falle der Elektrizitäts- und insbesondere der Verteilnetze belegt wurde. In allen übrigen Bereichen des Elektrizitätssektors führt die Abwesenheit von irreversiblen Kosten dazu, dass keine stabile Marktmacht lokalisiert werden kann, obwohl in komplementären Bereichen Unteilbarkeiten und Größenvorteile eine wichtige Rolle spielen.

Beispielsweise treten beim Betrieb von Großkraftwerken erhebliche Größeneffekte auf, allerdings erscheint dieses ehemals anerkannte natürliche Monopol, im oben beschriebenen Sinne sowohl temporär als auch angreifbar zu sein. Zum einen haben der technische Fortschritt im Bereich der Produktionstechnologien (flexible Gasturbinenkraftwerke, dezentrale Technologien, KWK-Anlagen etc.) es ermöglicht minimale Durchschnittskosten auch bei verhältnismäßig geringen Produktionsmengen zu erzielen, wodurch das natürliche Monopol aufgehoben wird (vgl. Joskow/Schmalensee 1983, S. 47). Zum anderen ist Wettbewerb in der Energieerzeugung nicht nur potentiell, sondern - wie die Realität zeigt - auch tatsächlich möglich (vgl. Kruse 1985, S. 66). Tabelle 2 gibt eine abschließende Übersicht, wie sich das Vorliegen von Irreversibilität und Subadditivität auf den Wettbewerb und damit verbundenen wirtschaftspolitischen Handlungsbedarf auswirkt.

Bereiche mit	Geringer Subadditivität	Hoher Subadditivität
Hoher Irreversibilität	aktiver Wettbewerb Wettbewerblicher Markt mit Flexibilitätsmängeln	<i>Monopolistische Bottlenecks</i> <i>Wirtschaftspolitischer Eingriff in Form von</i> <i>disaggregierter Regulierung nötig</i>
Geringer Irreversibilität	Aktiver Wettbewerb „normaler Markt“	Angreifbares natürliches Monopol Disziplinierung durch potentiellen Wettbewerb

Tab. 2: Lokalisierung monopolistischer Bottlenecks (in Anlehnung an Kruse 1985, S. 64; Knieps 2003, S. 15)

3.4 Disaggregierte Regulierung monopolistischer Bottlenecks

Ist das Auftreten von Marktmacht im Rahmen eines nicht angreifbaren natürlichen Monopols (= monopolistischer Bottleneck) unvermeidbar, so muss über geeignete Maß-

nahmen nachgedacht werden, die geeignet sind um Ausbeutungsspielräume des Monopolisten und daraus ableitbare Wohlfahrtseinbußen möglichst gering zu halten. Solche Maßnahmen werden als Regulierung bezeichnet und umfassen mehrere Aufgabenfelder. Um die Wettbewerbspotentiale im Bereich natürlicher Monopole auszuschöpfen, ist eine gezielte Bottleneckregulierung notwendig. In der traditionellen Regulierungsökonomie wurden Instrumente zur Disziplinierung von Marktmacht global im Sinne einer End-to-End-Regulierung auf das gesamte natürliche Monopol angewendet (vgl. Kahn 1988). Demgegenüber werden im Rahmen des disaggregierten Regulierungsansatzes nur diejenigen Teilbereiche reguliert, in denen stabile Marktmacht nachgewiesen werden kann. Dieser u.a. von Knieps entwickelte Ansatz basiert auf der zentralen Erkenntnis, dass in angreifbaren natürlichen Monopolen Regulierungsvorschriften wegen der Funktionsfähigkeit der (Teil-)Märkte nicht nur überflüssig, sondern geradezu verheerend, weil wettbewerbsbehindernd sind (vgl. Knieps 2003, S. 16f).

Damit die disaggregierte Regulierung monopolistischer Bottlenecks wettbewerbsfördernde und ökonomisch zufriedenstellende Auswirkungen entfalten kann, müssen vor allem zwei grundlegende Regulierungsfragen geklärt werden.

- Wie kann die Marktmacht der Monopolisten eingeschränkt werden, damit sich der aktive bzw. potentielle Wettbewerb entwickeln kann (Abschnitt 3.4.1)?
- Welcher Regulierungsansatz stellt das am besten geeignete Instrument dar, um die Preisbildung disaggregiert zu regulieren (Abschnitte 3.4.2 und 3.4.3)?

3.4.1 Marktmachtregulierung für diskriminierungsfreien Marktzugang

Soll auf den angreifbaren und zu monopolistischen Bottlenecks komplementären Märkten Wettbewerb entstehen, so benötigen potenzielle Konkurrenten Zugang zu den Bottleneck-einrichtungen. Dies wird bereits an einem einfachen Beispiel deutlich. Jeder dezentrale Stromerzeuger benötigt zur Verteilung seines Stromes einen Netzanschluss und das dazugehörige Verteilnetz. Da das Verteilnetz ein nicht angreifbares natürliches Monopol darstellt, kann der Erzeuger aus in Abschnitt 3.3.2 genannten Gründen nicht glaubhaft androhen, ein alternatives Netz zu nutzen oder gar aufzubauen. Diese den unangreifbaren

Netzen zugrunde liegende Marktmacht stört den Verhandlungsprozess in fundamentaler Weise (vgl. Knieps 2003, S. 19).

Eine extreme Form des Marktmachtmissbrauchs wäre es, den Marktzugang auf komplementären Märkten überhaupt nicht zuzulassen oder den Netzzugang nur in unzureichender Qualität bzw. nach Überwindung großer Hürden bereitzustellen. Eine weitere Problematik ergibt sich, wenn der Bottleneck-Monopolist selbst Anbieter von Leistungen in komplementären Märkten ist und als ein Wettbewerber unter vielen auftritt. Auf den wettbewerbsfähigen Märkten ist der Monopolist dann in der Lage zu nicht-kostendeckenden Preisen anzubieten, wenn er dabei entstehende Verluste durch hohe Preise im unangreifbaren Monopolbereich abdeckt. Aufgrund dieser möglichen Quersubventionierung besteht die Gefahr, dass das Monopol über den Bottleneckbereich hinaus ausgedehnt wird (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 228).

Es wird also deutlich, dass die Art und Weise der Marktmachtregulierung von monopolistischen Bottleneckeinrichtungen entscheidend für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs auf komplementären und grundsätzlich angreifbaren Märkten ist. Im Rahmen der disaggregierten Bottleneckregulierung gibt zwei Möglichkeiten, die Marktmacht des Monopolisten zu beschränken:

- a) Anwendung der *Essential-facilities-Doktrin* als Regulierungsinstrument
- b) *Vertikale Separierung* der monopolistischen Bottlenecks

a) *Essential-facilities-Doktrin*

Der disaggregierte Regulierungsansatz basiert auf dem Konzept der wesentlichen Einrichtung (engl.: essential facility). Das Konzept sieht vor, dass wesentliche Einrichtungen einer sektorspezifischen Ex-ante-Regulierung unterstellt werden müssen. Wesentliche Einrichtungen haben zwei charakteristische Merkmale (vgl. Knieps 2001, S. 102f):

- Der Marktzutritt zum komplementären Markt ist ohne Zugang zu dieser Einrichtung effektiv nicht möglich.

- Einem Anbieter auf dem komplementären Markt ist es mit angemessenem Aufwand nicht möglich, diese Einrichtung zu duplizieren oder auf ein Substitut auszuweichen.

Die Essential-facilities-Doktrin kann als Grundlage einer Regulierung dienen, die diskriminierungsfreien Zugang zu monopolistischen Bottleneckeinrichtungen (= wesentliche Einrichtung) ermöglicht, wenn das Konzept im Rahmen eines gesetzlichen Diskriminierungsverbots umgesetzt wird. Im deutschen Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen wurde die Essential-facilities-Doktrin allgemeingültig in Form einer gesetzlichen Ex-ante-Regulierung umgesetzt (GWB §19 Absatz 4) und bezüglich der Stromnetze explizit im Rahmen der StromNZV (vgl. Abschnitt 2.4) berücksichtigt. Die StromNZV verpflichtet Netzbetreiber, ihre Einrichtungen unabhängigen Dritten diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen und ihnen die gleichen Zugangsbedingungen bzw. Zugangsgebühren zu bieten wie sich selbst. Das Ziel diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten, kann aus theoretischer Sicht also durch konsequente Anwendung der Essential-facilities-Doktrin verfolgt werden.

An dieser Stelle ist es jedoch sehr wichtig hervorzuheben, dass Antidiskriminierungsgesetze wie die StromNZV die Anreizstrukturen der Betroffenen nicht wesentlich verändern. Die Diskriminierungsanreize der Bottleneckbetreiber bleiben grundsätzlich weiterhin bestehen und sie sind umso größer, je stärker die Zugangsgebühren reguliert werden. Wenn der Netzbetreiber die mit unregulierten Zugangsgebühren erzielbaren (Monopol-)Gewinne nämlich nicht im Bottleneckbereich abschöpfen kann, wird er versuchen diese auf den komplementären Märkten zu erzielen. Der preisregulierte Bottleneckeigentümer wird also versuchen, wie oben beschrieben das Monopol auszuweiten. Er wird Wettbewerber entgegen den gesetzlichen Vorschriften diskriminieren, indem er den Zugang zum Bottleneck weiterhin auf verschiedene Weise behindert bzw. erschwert (vgl. Brunekreeft 2003, S. 33).

Doch es gibt noch eine weitere schwerwiegende Problematik, die sich aus der Umsetzung der Essential-facilities-Doktrin im Rahmen von Gesetzen ergibt. Erfahrungen in Deutschland (vgl. Abschnitt 2.2.2) haben gezeigt, dass eine Ex-ante-Regulierung, die lediglich durch Gesetze und den damit verbundenen Rechtsapparat repräsentiert und durchgesetzt wird, aus verschiedenen Gründen zu unbefriedigenden Ergebnissen führt. Eine rein gesetzliche Regulierung wird als „normierende“ Regulierung bezeichnet, der eine

dynamische Ex-post-Regulierung mit einer speziell verantwortlichen Regulierungsbehörde gegenübersteht (vgl. Leprich 2004a, S. 1). Die Hauptproblematik einer normierenden Regulierung besteht darin, dass deren Anwendung schwerfällig ist und sich fallweise Interpretationsspielräume bieten, über die erst in einem Gerichtsverfahren entschieden werden kann.

b) *Vertikale Separierung*

Die aufgezeigten Probleme machen deutlich, dass weitere Maßnahmen notwendig sind, um Diskriminierungsanreize zu eliminieren oder zumindest abzuschwächen. Die vertikale Separierung ist eine entsprechende Methode zur Bewältigung von Diskriminierungsanreizen, die alternativ oder ergänzend zur Essential-facilities-Doktrin angewendet werden kann, wobei letzteres vorteilhafter, weil umfassender, erscheint. Anstelle von vertikaler Separierung werden auch häufig die Begriffe Unbundling bzw. Entflechtung verwendet. Alle Begriffe beschreiben eine Regulierungsmaßnahme, die es dem Bottleneckeigentümer verbietet, Aktivitäten auf den komplementären Märkten zu entwickeln (vgl. Brunekreeft 2003, S. 34).

Auf den Stromsektor angewendet, zielt das Unbundling auf eine strikte Trennung der in einem Unternehmen befindlichen komplementären Bereiche Erzeugung, Handel und Vertrieb vom monopolistischen Bottleneck Transport ab (vgl. Abb. 1).

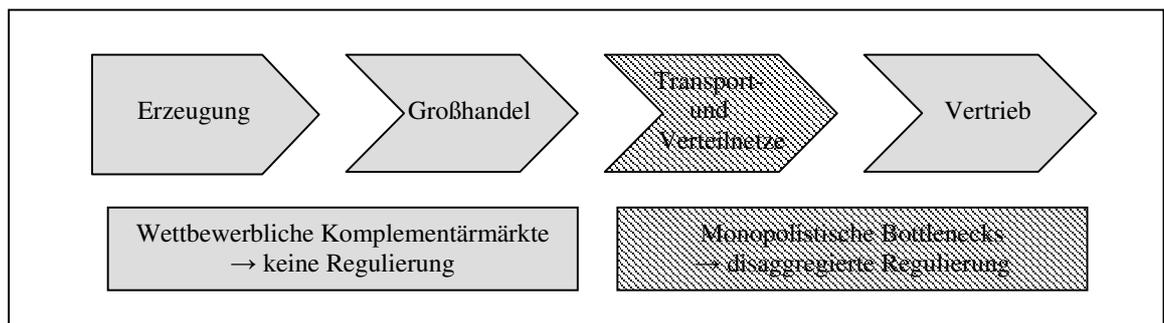


Abb. 1: Vertikale Separierung der Wertschöpfungsstufen (Quelle: Bundesnetzagentur)

Es sind folgende Entflechtungsstufen zu unterscheiden, deren Auswirkungen von Stufe zu Stufe weitreichender sind (Leprich 2005d, S. 32):

- *Buchhalterische Entflechtung*: Für alle Bereiche wird eine getrennte Buchführung vorgeschrieben. So kann kontrolliert werden, ob die Netznutzung allen Wettbewerbern zu gleichen Preisen berechnet wurde.
- *Informationelle Entflechtung*: Unternehmen müssen nachweisen, dass der Informationsfluss zwischen den einzelnen Wertschöpfungsstufen unterbunden wird, um Informationsvorsprünge gegenüber Dritten zu verhindern.
- *Organisatorische Entflechtung*: Jede Wertschöpfungsstufe hat eine eigene Verwaltung und ein eigenes Management.
- *Gesellschaftsrechtliche Entflechtung*: Der Netzbereich wird in ein Unternehmen mit eigener Rechtspersönlichkeit ausgelagert. Das gemeinsame Holding-Dach, und damit die Interessenverflechtungen zwischen Netz und den anderen Wertschöpfungsstufen, können allerdings bestehen bleiben.
- *Eigentumsrechtliche Entflechtung*: Das Verbundunternehmen muss entweder den Netzbereich oder alle anderen Bereiche mit Ausnahme des Netzes veräußern.

Seit Umsetzung der EU-Beschleunigungsrichtlinien im Jahr 2005 ist für alle deutschen Netzbetreiber die Entflechtung bis zur dritten Stufe (organisatorische Entflechtung) vorgeschrieben. Für Unternehmen mit mehr als 100.000 Kunden ist sogar die gesellschaftsrechtliche Entflechtung verpflichtend. In jüngster Zeit wird innerhalb der EU-Kommission auch der ultimative Schritt diskutiert, die eigentumsrechtliche Trennung vorzuschreiben.

Die Vorteile einer weitreichenden Entflechtung liegen auf der Hand (vgl. Brunekreeft 2003, S. 34). Wenn der Bottleneckeigentümer ausschließlich im Netzbereich tätig ist, sind seine Interessen auf diesen Bereich beschränkt. Es bestehen keinerlei Anreize mehr Dritten den Netzzugang zu erschweren. Das Gegenteil ist der Fall; er zieht tendenziell sogar Vorteile aus einem lebhaften Wettbewerb auf den komplementären Märkten. Wenn eine Price-cap-Regulierung vorliegt und sich sein Leistungsumfang wettbewerbsbedingt erhöht, kann er nämlich seine Gewinne steigern. Es ist für die verschiedenen Erzeuger außerdem letztlich nicht von Interesse auf welcher Höhe die Tarife reguliert werden, da diese von allen gleichermaßen an die Kunden weitergereicht werden. Viel wichtiger ist, dass die Tarife nicht zu Wettbewerbsvorteilen bei ihren Konkurrenten (Quersubventionierung!) führen und

dass für alle die selben Wettbewerbsbedingungen und Tarife gelten (Level-playing-Field, vgl. Abschnitt 4.3).

Eine weitreichende Entflechtung hat allerdings auch einige Nachteile (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 228f). Zum einen müssen die Unternehmen zum Verkauf ihrer Netze gezwungen werden, was einige verfassungs- und eigentumsrechtliche Fragen aufwirft. Der Extremfall wäre eine Verstaatlichung des Netzeigentums (Leprich 2005, S. 33). Zum anderen hat sich die vertikale Integration des Stromsektors nicht grundlos über Jahrzehnte entwickelt. Die unbestritten vorhandenen Verbundvorteile und Synergieeffekte (vgl. Abschnitt 3.3.1) zwischen den verschiedenen Bereichen gehen durch vertikale Separierung größtenteils verloren.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass Essential-facilities-Doktrin und vertikale Separierung gemeinsam im Rahmen einer disaggregierten Regulierung angewendet, wirkungsvolle Instrumente darstellen, um die Marktmacht der monopolistischen Bottleneckeigentümer einzudämmen. Beide Ansätze scheinen geeignet, um der Diskriminierung von Wettbewerbern auf komplementären Märkten entgegenzuwirken, weil sie deren Chancen auf gleichberechtigte Behandlung im Sinne des Level-playing-Field-Gedankens erhöhen. Unbeantwortet ist bisher allerdings die Frage nach einer geeigneten Preisregulierung geblieben. Sie wird in den nächsten Abschnitten angegangen.

3.4.2 Anreizregulierung als Entwicklungsergebnis von Regulierungsparadigmen

Alle Regulierungsansätze zur Preisbildung gehen von der Annahme aus, dass Regulierungsmaßnahmen gleich welcher Art, gemessen am Optimum wettbewerblicher Allokation, immer zu suboptimalen Ergebnissen führen (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 227). Die Entwicklung, Ausgestaltung und Implementierung von Regulierungsinstrumenten kann allerdings nicht unabhängig vom jeweils zu Grunde liegenden Regulierungsparadigma gesehen werden. Regulierungsparadigmen haben sich in der Geschichte der regulierungstheoretischen Forschung gewandelt und entwickelt. Das jeweilige Regulierungsparadigma wird dabei von den Antworten auf die folgenden grundlegenden Fragen bestimmt. Welche Rolle nimmt der Regulierer gegenüber den regulierten Unternehmen ein? Was ist der Referenzpunkt bzw. das Ziel das durch die Regulierung erreicht werden soll? Welche

Probleme gibt es zwischen Regulierer und regulierten Unternehmen bezüglich der Verfügbarkeit und Verlässlichkeit von Informationen (vgl. Knieps 2001, S. 80)?
Nachfolgend wird die Entwicklung der Regulierungsparadigmen

- a) ausgehend von *kostenorientierten Ansätzen*,
- b) hin zur auf dem *Prinzipal-Agent-Ansatz*
- c) aufbauenden *Anreizregulierung*

beschrieben.

a) *Kostenorientierte Regulierungsansätze*

Die auf der traditionellen Wohlfahrtsökonomie basierenden kostenorientierten Regulierungsformen verfolgen das Ziel Marktversagen bzw. Marktunvollkommenheiten durch Regulierungsmaßnahmen zu korrigieren, wobei davon ausgegangen wird, dass Regulierungsaktivitäten keine Kosten erzeugen und der Regulierer keinerlei Eigeninteressen verfolgt (vgl. Mansell/Church 1995, S. 33f). Der Regulierer ist außerdem in der Lage das Marktversagen vollkommen zu egalisieren, so dass den Monopolisten keine Monopolrenten zufallen. Diese Annahmen führen zu kostenorientierten Regulierungsansätzen, welche die Verpflichtung des Monopolisten zu Grenzkostenpreisen im Sinne von Ramsey-Preisen (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 235-237) und die Verpflichtung des Staates zur Defizitabdeckung nach sich ziehen.

Averch und Johnson kritisierten die kostenorientierte Regulierung in einem vielzitierten Standardaufsatz der Regulierungsökonomie (1962), in dem sie bewiesen, dass ein Marktmachtproblem durch Regulierung niemals völlig beseitigt werden kann und dass eine kostenlose und perfekte Korrektur des Marktversagens grundsätzlich unmöglich ist. Der Ansatz versteht Regulierung als Nebenbedingung und nicht, wie die traditionelle Wohlfahrtsökonomie, als Korrekturmechanismus zur Erzielung wohlfahrtsoptimierender Preise. D.h., dass Regulierung maximal dazu in der Lage ist, Marktmachtprobleme zu reduzieren. Der Ansatz zeigt außerdem, dass jede Regulierung zu Anreizverzerrungen bei den regulierten Akteuren führt.

Anreizverzerrungen treten auch auf bei (ehemals) sehr populären Variationen der kostenorientierten Regulierung, wie z.B. der (vgl. Kahn 1988, S. 25-54). Die Rate-of-Return-

Regulierung verfolgt im Rahmen einer Regulierung der Kapitalverzinsung das Ziel, den Gewinn so zu beschränken, dass die regulierten Unternehmen eine Verzinsung auf das eingesetzte Kapital in Höhe des Kapitalmarktzins erhalten und zusätzlich eine angemessene unternehmerische Risikoprämie erwirtschaften können. Da die Höhe des eingesetzten Kapitals den Gewinn beschränkt, entstehen Anreize zu viel Kapital im Unternehmen einzusetzen und dessen buchhalterischen Wert möglichst hoch anzusetzen (Abschreibungsproblematik). Die Anreizverzerrung zugunsten übermäßigen und ineffektiven Kapitaleinsatzes wird auch als Averch-Johnson-Effekt bezeichnet (vgl. Averch/Johnson 1962).

Genauso wie die Rate-of-Return-Regulierung ist auch die Mark-up- bzw. Cost-plus-Regulierung (vgl. Borrmann/Finsinger 1999, S. 342-372) mit erheblichen Anreizproblemen verbunden. Das Grundprinzip dieses kostenorientierten Regulierungsinstruments ist, dass die Erlöse der regulierten Unternehmen durch die „tatsächlichen“ Kosten, plus einem angemessenen prozentualen Aufschlag beschränkt sind. Der genehmigte Tarif orientiert sich an den Bereitstellungskosten für die betreffende Leistung, d.h. dass höhere Kosten zu höheren Tarifen, Kostensenkungen (z.B. durch Produktivitätsverbesserungen) hingegen zu sinkenden Erlösen führen. Folglich ist es das Ziel der regulierten Unternehmen möglichst hohe Kosten zu verursachen, weshalb Ineffizienzen und Innovationsverzögerungen unvermeidbar erscheinen.

Obwohl der Ansatz, Regulierung als anreizverzerrende Nebenbedingung zu betrachten, eine grundlegende und hilfreiche Kritik an der kostenorientierten Regulierungsformen liefert, liegen ihm immer noch einige Annahmen zugrunde, die in der Realität in hohem Maße unzutreffend erscheinen (vgl. Joskow 2006, S. 4). Eine zentrale Annahme ist, dass keine signifikanten Informationsprobleme zwischen Regulierer und Unternehmen bestehen; eine weitere, dass der Regulierer keine Möglichkeit hat, die unternehmerischen Anreizstrukturen zugunsten einer Effizienzverbesserung zu beeinflussen. In der Realität sind Unternehmen jedoch sehr viel besser als Regulierer über ihre tatsächliche Kosten- und Kapitalsituation und diesbezügliche Effizienzpotentiale informiert. Es ist also notwendig, Regulierungsinstrumente zu entwickeln, die einen zielführenden Umgang mit asymmetrischen Informationsproblemen ermöglichen und zu Anreizverbesserungen führen.

b) *Prinzipal-Agent-Ansatz*

Die Anerkennung dieser Informationsasymmetrie ist der Ausgangspunkt des Vogelsang-Finsinger-Anreizmechanismus (vgl. Vogelsang 1979, S. 103-109). Es wird angenommen, dass nur das regulierte Unternehmen vollständig über die eigene Kosten- und Nachfragefunktion der aktuellen Periode informiert ist, wohingegen der Regulierer lediglich ex post die tatsächlich angefallenen Kosten der Vorperiode(n) kennt. Regulierung kann in diesem Zusammenhang als Prinzipal-Agent-Problem, mit der Regulierungsbehörde als Auftraggeber und dem regulierten Unternehmen als Auftragnehmer, aufgefasst werden (vgl. Mansell/Church 1995, S. 88). Der Prinzipal-Agent-Ansatz hat sehr wohl die Maximierung der Gesamtwohlfahrt zum Ziel, beachtet dabei allerdings die Informationsasymmetrie zugunsten des Auftragnehmers und dessen Ziel die unternehmerische anstatt der sozialen Wohlfahrt zu maximieren. Der Auftraggeber vergibt den Auftrag, weil er selbst nicht bzw. nur ungenügend in der Lage ist, sein Ziel zu erreichen. Führt der Auftragnehmer den Auftrag zufriedenstellend aus, so erhält er dafür eine Vergütung, die diejenige übersteigt, welche bei perfekter Information über die Kostensituation des Auftragnehmers gezahlt werden würde.

Der Auftraggeber kennt die Kostenfunktion des Auftragnehmers ex ante nicht, oder ist zumindest nicht in der Lage diese zu beeinflussen. Die Kenntnis der Kostenfunktion ist allerdings auch gar nicht nötig, wenn der Preis ex ante verhandelt und festgelegt wird. Bei Auftragserteilung entstehen nämlich Anreize für den Auftragnehmer die verhandelte Leistung möglichst effizient bereitzustellen, um so möglichst hohe, nur durch den Preis begrenzte Gewinne zu erzielen. Wird das verhandelte Preisniveau, das sich an der ex post ermittelten Kostenbasis orientiert, periodisch sukzessive gesenkt, so besteht ein kontinuierlicher Anreizmechanismus zu Kostensenkungen bzw. Effizienzsteigerungen, da ansonsten die Gewinne des Auftragnehmers sinken. An Stelle von Märkten auf denen, wie im Prinzipal-Agent-Ansatz vorgesehen, Unternehmen um Kunden konkurrieren, tritt also ein Regulierungsmodell mit Effizienzreizen, das zwischen Regulierer und Unternehmen verhandelt wird und einen langfristigen Vertrag darstellt (vgl. Sibley 1989).

c) *Anreizregulierung*

Die jahrzehntelange Suche nach theoretisch optimalen Regulierungsparadigmen und daraus abgeleiteten Mechanismen hat bei der Umsetzung in die Praxis i.d.R. enttäuschende

Ergebnis hervorgebracht. Aus diesen Erfahrungen heraus wurde zuletzt das auf der Prinzipal-Agent-Theorie basierende Konzept der Anreizregulierung entwickelt. Im Unterschied zu früheren Bemühungen erhebt die Anreizregulierung keineswegs den Anspruch, Ergebnis eines ausgesprochenen Optimierungsansatzes zu sein. Sie wird vielmehr als praktikable Antwort auf die mit kostenorientierter Regulierung verbundenen Probleme verstanden. Anreize zu verbesserter Kosteneffizienz werden im Gegensatz zu den traditionellen Regulierungsmechanismen dadurch gesetzt, dass die kausale Verbindung von Kosten und Preisen aufgehoben wird, so dass eine Reduzierung der Kosten bzw. des eingesetzten Kapitals nicht unmittelbar zur Verringerung der Gewinne führt (vgl. Mansell/Church 1995, S. 89).

Genau in diesem Punkt liegt allerdings die große Gefahr einer reinen Anreizregulierung, wenn nämlich die Preise den sinkenden Kosten nicht in angemessenem Maße folgen, können beträchtliche allokativen Ineffizienzen auftreten. Weil vorgetäuschte höhere Kosten den erlaubten Gewinn in der Folgeperiode erhöhen, haben die regulierten Unternehmen kein Interesse daran die tatsächlichen Kosten der jeweiligen Vorperiode wahrheitsgemäß zu offenbaren. Ein weiteres Problemfeld der Anreizregulierung liegt in der Sicherstellung einer angemessenen Versorgungsqualität. Diese scheint bedroht, weil Kostensenkungen zuallererst durch eine Verringerung der Qualität der angebotenen Leistungen erzielt werden können. Um diese Gefahr zu minimieren, muss eine Anreizregulierung immer auch Elemente zur Leistungsbeurteilung und Qualitätsregulierung beinhalten (vgl. Bundesnetzagentur 2006, S. 123).

In den letzten beiden Jahrzehnten wurden viele unterschiedliche Formen der Anreizregulierung entwickelt (vgl. Joskow 2006, S. 3-15), die in ihrer jeweiligen Reinform allerdings eher theoretische Relevanz haben und deshalb in der Regulierungspraxis keine Verbreitung gefunden haben. Begründet wird dies vor allem dadurch, dass Anreizregulierung in der Praxis sehr viel komplizierter ist als in der Theorie. Joskow diskutiert die Diskrepanzen ausführlich (vgl. Joskow 2006, S. 51-54) und stellt am Beispiel der Stromnetze als Hauptprobleme heraus, dass tatsächlich vorliegende Informationsasymmetrien in der Theorie nur stark vereinfacht abgebildet werden können und dass in der Praxis nur auf sehr einfache Kostenfunktionen zurückgegriffen werden kann.

3.4.3 Price-cap-Regulierung monopolistischer Bottlenecks

Die Price-cap-Regulierung bzw. Preisobergrenzenregulierung stellt das geeignetste Instrument (für eine Übersicht der meisten bekannten Instrumente vgl. Mansell/Church 1995, S. 99-116) dar, um die Tarife in Bottleneckbereichen im Sinne einer Anreizregulierung disaggregiert zu regulieren. Als Vater der Price-cap-Regulierung gilt S.C. Littlechild, der sie im Jahr 1983 in Großbritannien im Rahmen der Privatisierungsbestrebungen der Netzsektoren als Antwort auf die mit traditionellen Regulierungsinstrumenten verbundenen Probleme entwickelte und vermutlich nicht ahnte welche Akzeptanz sie in kurzer Zeit erlangen würde (vgl. Littlechild 1983).

Grundlegende Annahme der Price-cap-Regulierung ist, dass es ein perfektes Regulierungsinstrument nicht geben kann und dass Regulierung niemals zu einer perfekten Korrektur des Marktversagens führen kann. Ziele sind eher Einfachheit, praktische Implementierbarkeit und Anreize zu produktiver Effizienz an, wohingegen alloкатive Effizienz eher zweitrangig ist. Die Regulierung soll light-handed und high-powered sein. D.h., dass mit möglichst wenig (Kosten-)Aufwand, insbesondere bei der Informationsbeschaffung, ein möglichst marktnahes Ergebnis erreicht werden soll (vgl. Kunz 2003, S. 53f).

Ausgangspunkt der Price-cap-Regulierung ist die Anwendung von Simons Hypothese der begrenzten Rationalität (vgl. Simon 1959, S. 253-283) auf den Regulierungsfall. Sie besagt, dass Regulierung ohne Informationen bezüglich Kosten- und Nachfragebedingungen bereits eine Verbesserung für Konsumenten bewirken kann, indem sie dafür sorgt, dass sich deren Situation zumindest nicht verschlechtert. Praktisch bedeutet das, dass eine Verbesserung eintritt, wenn die Preise der monopolistischen Leistungen nicht stärker steigen als die Inflationsrate. Daraus ergeben sich die fundamentalen Merkmale der Price-cap-Regulierung (vgl. Mansell/Church 1995, S. 94f):

- Der Regulierer schreibt eine Preisobergrenze vor und das Unternehmen kann jeden beliebigen Tarif unterhalb der Grenze verlangen.
- Die Preisobergrenzen müssen sich nicht auf einzelne Produkte beziehen, sondern können für einen Korb mit verschiedenen Waren und Dienstleistungen festgelegt werden. Die Preisobergrenze ist dann nicht absolut, sondern wird in Form eines

Preisindex auf den gesamten Warenkorb bezogen. Die Regulierung bezieht sich insbesondere auf das Preisniveau des Korbes, nicht jedoch auf die Preisstruktur der einzelnen Produkte.

- Die Preisobergrenzen werden ex ante für eine mehrere Jahren dauernde Regulierungsperiode festgelegt, und orientieren sich aus Sicht der Unternehmung an exogenen, von ihr nicht beeinflussbaren Faktoren. Als Korrekturfaktor wird RPI-X eingesetzt, wobei RPI die Veränderung des Konsumentenpreisindex (Inflationsrate) und X einen zwischen Regulierer und Unternehmen auszuhandelnden Prozentsatz darstellt, der als (realer) Prozentsatz der Produktivitätsveränderung innerhalb des regulierten Wirtschaftsektors interpretiert wird. Da sich die Festsetzung des X-Faktors am Branchendurchschnitt orientiert, kommt jede darüber hinausgehende unternehmensindividuelle Produktivitätssteigerung dem regulierten Unternehmen zugute.
- Die allgemeine RPI-X-Regel lautet wie folgt (vgl. Knieps 2001, S. 108):

$$\sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot q_{i,t-1} \leq \sum_{i=1}^n p_{i,t-1} \cdot q_{i,t-1} \cdot (1 + RPI - X)$$

Wobei $p_{i,t}$ der Preis und $q_{i,t}$ die Menge des i-ten Produkts in Periode t ist. Die Preise der heutigen Periode werden gemäß dieser Formel so festgelegt, dass die Summe der heutigen Tarife, gewogen mit den Mengen der vorigen Periode, nicht größer ist, als die Summe der Tarife aus der vorigen Periode, gewogen mit den Mengen der vorigen Periode, korrigiert mit einem Faktor $(1+RPI-X)$. Mit anderen Worten muss es möglich sein, die Mengen aus der Vorperiode zu den heutigen Preisen mit der gleichen Summe Geld zu kaufen, angepasst um die (voraussichtlichen) Veränderungen des Konsumentenpreisindex und der Produktivität.

Die Tatsache, dass die Grundkonzeption einer Price-cap-Regulierung anhand weniger Merkmale beschrieben werden kann, legt zunächst den Schluss nahe, dass sie tatsächlich light-handed ist und mit relativ wenig Aufwand in die Praxis umgesetzt werden kann. Bei der Einführung einer Price-cap-Regulierung kommen allerdings viele zusätzliche Fragen auf, die beantwortet und gelöst werden müssen, damit das zielgerechte Funktionieren der Regulierung gewährleistet werden kann. Bisherige Erfahrungen, vor allem in Groß-

britannien, wo die Price-cap-Regulierung am stärksten verbreitet ist, haben gezeigt, dass jeder regulierte Sektor eines maßgeschneiderten Regulierungssystems bedarf. In der Praxis erfährt das Grundkonzept zahlreiche Erweiterungen, so dass die Komplexität der Price-cap-Regulierung stark zunimmt (vgl. Mansell/Church 1995, S. 137-149). Ohne auf die fallweise Ausgestaltung der Regulierung näher einzugehen, sollen an dieser Stelle lediglich die Bereiche aufgezeigt werden, in denen sich wesentliche Fragen auftun, für deren Beantwortung das Grundkonzept erweitert werden muss (vgl. Kunz 2003, S. 60-67).

- *Bestimmung des X-Faktors:* Den X-Faktor lediglich als Maßzahl für den branchenintern erzielbaren Produktivitätsfortschritt zu sehen, ist zu ungenau. Die Anbieterzahl ist häufig zu gering, so dass keine aussagekräftigen Durchschnittsgrößen ermittelt werden können, die tatsächlich eine exogene Größe darstellen, welche vom einzelnen Anbieter nicht beeinflusst werden kann. Die unternehmensindividuelle Performance hat bei geringer Anbieterzahl maßgebliches Gewicht im Produktivitätsdurchschnitt, so dass der Anreiz zur Produktivitätssteigerung abgeschwächt wird. Lösungsansätze bieten zusätzliche Effizienzvergleiche (engl.: Benchmarking), die überdurchschnittliche Leistungen belohnen und unterdurchschnittliche Leistungen bestrafen. Schließlich stellt sich die Frage was passiert, wenn sich Regulierer und Bottleneckbetreiber nicht, wie im dem Prinzipal-Agent-Ansatz vorgesehen, auf einen von beiden Seiten anerkannten X-Faktor einigen können.
- *Bestimmung des Ausgangspreisniveaus:* Als Ausgangspreisniveau zu Beginn der Price-cap-Regulierung wird zumeist in Ermangelung von Alternativen das aktuelle Niveau gewählt. Da traditionelle Regulierungsinstrumente Anreize zu ineffizientem Ressourceneinsatz geben, ist in den ersten Regulierungsperioden mit hohen Gewinnen infolge der möglichen Produktivitätszuwächse zu rechnen.
- *Korbdesign:* Welche Produkte sollen in wie vielen Warenkörben zusammengefasst werden? Unter Wohlfahrtsaspekten wäre ein einziger Korb, der alle monopolistischen Leistungen umfasst, vorzuziehen. Allerdings gehen damit verteilungspolitische Probleme einher, weil Kleinkunden vergleichsweise stark belastet werden.

- *Integration neuer Produkte und nichtlinearer/optionaler Tarife:* Wie sollen neue Monopolprodukte und/oder nichtlineare/optionale Tarife im Price Cap berücksichtigt werden? Bei neuen Produkten gibt es keine Informationen bzgl. deren Ausgangspreis und Gewichtung im Rahmen des Warenkorbs. Werden nichtlineare/optionale Tarife mit fixen Bestandteilen (z.B. Grundgebühren) angeboten, so kann der Gesamterlös mit Hilfe fixer Gebühren über die Preisobergrenze hinaus erhöht werden.
- *Länge der Price-cap-Periode und Kostendurchreichung:* Je länger eine Regulierungsperiode (i.d.R. drei bis fünf Jahre) dauert und je länger damit im Voraus die Preisobergrenzen festgelegt werden, umso größer wird die damit verbundene Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen. Dies kann dazu führen, dass die Gewinne der Unternehmen stark (nach oben oder unten) von einer risikoäquivalenten Kapitalverzinsung abweichen. Um exogene Schocks abzu-dämpfen besteht die Möglichkeit starke exogene Kostenschwankungen noch während des Regulierungszeitraumes durchzureichen, allerdings verringert dies den Anreiz sich an die (schwierigen) Gegebenheiten anzupassen.
- *Investitionen und das hold-up-Problem:* Das Investitionsrisiko steigt unter der Price-cap-Regulierung, da die unmittelbare Verzinsung der Kapitalinvestitionen nicht wie bei der Rate-of-Return-Regulierung im Vorhinein gesichert ist. Das Unternehmen profitiert von der Investition lediglich mittelbar und nur dann, wenn sich investitionsbedingte Produktivitätssteigerungen erzielen lassen, die über das vorgegebene Maß hinausgehen. Im Zusammenhang damit ergibt sich außerdem das so genannte Hold-up-Problem. Der Regulierer könnte sich opportunistisch verhalten, da kein langfristiger, über den Regulierungszeitraum hinaus bindender Vertrag besteht, und die Preisregulierung verschärfen nachdem Investitionskosten unwiderruflich versenkt worden sind.
- *Komplementäre Qualitätsregulierung:* Wie bereits erwähnt, können die mit der Price-cap-Regulierung verbundenen Anreize zu Effektivitätssteigerung und zu Kosteneinsparung die Qualität der angebotenen Leistung verschlechtern. Es erscheint deshalb erforderlich, zusätzlich zum Preisniveau, auch das Qualitätsniveau der Monopolisten zu regulieren. Qualitätsregulierung ist insbesondere notwendig, wenn die Nachfrage, wie im Fall der Stromversorgung gegeben, inelastisch in

Bezug auf die angebotene Qualität reagiert. Qualitätsregulierung ist eng mit Investitionsregulierung verknüpft und wird in der Praxis häufig unter Zuhilfenahme von Benchmarking-Instrumenten und Bonus/Malus-Systemen angewendet.

Die obigen Ausführungen deuten bereits an, dass sich Price-cap-Regulierung in der Praxis deutlich von dem ursprünglichen Konzept der Anreizregulierung entfernt. Deren ursprüngliche Idee ist es, Regulierungsinstrumente zu schaffen, die auf eine detaillierte Überwachung der internen Unternehmensdaten verzichten, und dadurch die Regulierungsintensität verringern. Gerade die zwecks Branchenvergleich und Leistungsbeurteilung vorgeschlagenen Effizienzvergleiche erfordern jedoch die Sammlung und Auswertung großer Datenmengen, die nur teilweise in den leicht zugänglichen und schwer manipulierbaren Outputgrößen stecken. Internationale Erfahrungen haben allerdings gezeigt, dass zusätzliche Kontrollmaßnahmen notwendig sind, um die im Vergleich zur Rate-of-Return-Regulierung höheren Gewinne unter Price-cap-Regulierung zu begrenzen (vgl. Kunz 2003, S. 74). Typischerweise schwimmen durch die gleichzeitige Anwendung von traditionellen und neueren Regulierungsinstrumenten auch die Anreizunterschiede zwischen kostenorientierten und anreizorientierten Ansätzen, so dass man von hybriden Methoden bzw. einzelnen hybriden Elementen spricht.

Letztlich beweisen die vielen Möglichkeiten, wie eine Anreiz- bzw. Price-cap-Regulierung gestaltet werden kann, wie flexibel und erweiterbar deren Konzeption ist. Darin liegt auch der Hauptgrund, warum anreizorientierte Regulierungskonzepte heutzutage international mit wachsendem Erfolg eingesetzt werden, um monopolistische Bottlenecks disaggregiert zu regulieren. Flexibilität ist eine Grundvoraussetzung für Lernprozesse, die wiederum notwendig sind um Veränderungen zu bewältigen. An dieser Stelle soll noch einmal darauf hingewiesen werden, dass alle Beschränkungen unternehmerischer Spielräume Ausweich- und Anpassungsreaktionen hervorrufen, die nicht immer erwünscht sind. Außerdem bringt der mit erheblichen Unsicherheiten verbundene Wandel der Energieversorgungssysteme neue Herausforderungen für Regulierungskonzepte, die bewältigt werden müssen. Das sind Argumente für eine dynamische und lernende Anreizregulierung, die ständig daraufhin zu überprüfen ist, ob sie im Sinne des disaggregierten Regulierungsansatzes auf das erforderliche Mindestmaß beschränkt bleibt.

4 Integration Dezentraler Energieversorgung

Im letzten Kapitel wurden die regulierungstheoretischen Grundlagen dieser Arbeit gelegt und die an Anreizmechanismen orientierte Price-cap-Regulierung herausgearbeitet. In diesem Kapitel geht es nun darum das Objekt der Regulierung, nämlich dezentrale Stromsysteme und ihre Betreiber zu erläutern. Aufbauend auf einigen elektrotechnischen Grundlagen, die zum Verständnis der folgenden Ausarbeitungen unerlässlich sind, wird zunächst das Modell eines dezentralisierten Stromsystems entworfen. Anhand des Modells wird die Zusammenarbeit aller Beteiligten im System erläutert und insbesondere die zentrale Bedeutung der VNB als wichtigste Geschäftspartner dezentraler Erzeuger verdeutlicht.

Anschließend wird das Leitbild des aktiven VNB entworfen und, basierend auf den Risiken und Chancen, die eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems für VNB bringt, wird der notwendige Wandel ihrer Geschäftsmodelle und Geschäftsstrategien begründet. Es ist eine notwendige Voraussetzung, dass VNB ein aktives Selbstverständnis entwickeln, weil nur dann ein gleichberechtigtes Spielfeld entstehen kann, das zentralen und dezentralen Optionen gleichberechtigte Chancen auf dem Markt der Stromerzeugung bietet.

4.1 Modell eines dezentralisierten Stromsystems

Dezentrale Stromerzeuger werden typischerweise auf Niederspannungsebene an das Verteilnetz kommunaler EVU angeschlossen. Verteilnetze wurden ursprünglich nicht dafür konzipiert, vor Ort produzierten Strom einzuspeisen, sondern um zentral erzeugten Strom zu transformieren und an Endkunden weiterzuleiten. Durch die Integration dezentraler Optionen können einige Probleme im Hinblick auf die Versorgungs- und Stromqualität der Netze entstehen, insbesondere wenn relativ große Kapazitäten an schwach dimensionierte Netze angeschlossen werden. Eine hohe Versorgungsqualität ist gegeben, wenn Strom zu jedem Zeitpunkt in ausreichenden Mengen verfügbar ist (Kriterium Stromstärke). Die Stromqualität ist hingegen hoch, wenn ein kontinuierlicher Amplituden- und Frequenzverlauf der Spannung abgebildet werden kann, und dadurch elektrische Geräte konstant und schonend betrieben werden können (vgl. Wittwer u.a. 2006, S. 15).

Da Elektrizität in großen Mengen nur schwer speicherbar ist, müssen Angebot und Nachfrage prinzipiell zu jedem Zeitpunkt gleich sein (vgl. Schaeffer/Vaessen 2006, S. 3). Dieses Gleichgewicht ist sich umso schwieriger zu erreichen, je mehr (dezentrale) Quellen und Senken ein Stromnetz hat und je autonomer bzw. unvorhersehbarer deren Einspeise- bzw. Entnahmeverhalten ist. Deshalb stellt es VNB vor große Herausforderungen, Anlagen mit naturgegeben schwer prognostizierbarem bzw. schwankendem Output (z.B. nahezu alle EE-Anlagen), oder Anlagen deren Einspeisung sich primär am individuellen Betreiberbedarf orientiert (z.B.: KWK-Anlagen), zu integrieren (vgl. Scheepers/Wals 2004, S.16).

Die Integration dezentraler Optionen bringt jedoch nicht nur Probleme, sondern auch einige systemtechnische Vorteile mit sich, die zum Großteil charakteristisch für dezentrale Systeme im Allgemeinen sind (z.B. World-Wide-Web, Multi-Agenten-Systeme in der Produktion, dezentrale Führungsstrukturen im Militär etc.), und an dieser Stelle auf dezentrale Stromsysteme im Speziellen bezogen werden (vgl. Varming/Gaardstrup/Nielsen 2004a, S. 87-96). Zu nennen sind vor allem eine verringerte Anfälligkeit gegenüber Totalausfällen, Überlastungsschutz, vermiedene Transportverluste und vermiedene Infrastrukturinvestitionen auf der Hochspannungsebene. Außerdem bieten dezentrale Optionen auf Verteilnetzebene unter bestimmten Umständen verschiedene Netzdienstleistungen (engl.: ancillary services), auf die an späterer Stelle noch näher eingegangen wird (vgl. Abschnitt 4.3.2).

Um die Auswirkungen dezentraler Optionen auf die bestehenden Geschäftsmodelle der VNB zu analysieren, ist es nötig das Zusammenspiel der beteiligten Akteure zu veranschaulichen. Zu diesem Zweck soll das im Rahmen des DISPOWER-Projekts entwickelte und in Abbildung 2 dargestellte Modell eines dezentralisierten Stromsystems erläutert werden. Das System wird von zwei Subsystemen gebildet und umfasst lediglich die wichtigsten Akteure unter der Annahme, dass sie vollständig entflochten sind (vgl. Scheepers u.a. 2006, S. 19f):

1. *Physikalisches Subsystem:* Physikalischer Fluss des Stroms vom Erzeuger, durch die Netze hin zum Endkunden, der von Zahlungen für notwendige Dienstleistungen begleitet wird.

2. *Waren subsystem*: Finanzflüsse, die sich aus dem Handel mit der Ware Strom auf Strommärkten ergeben.

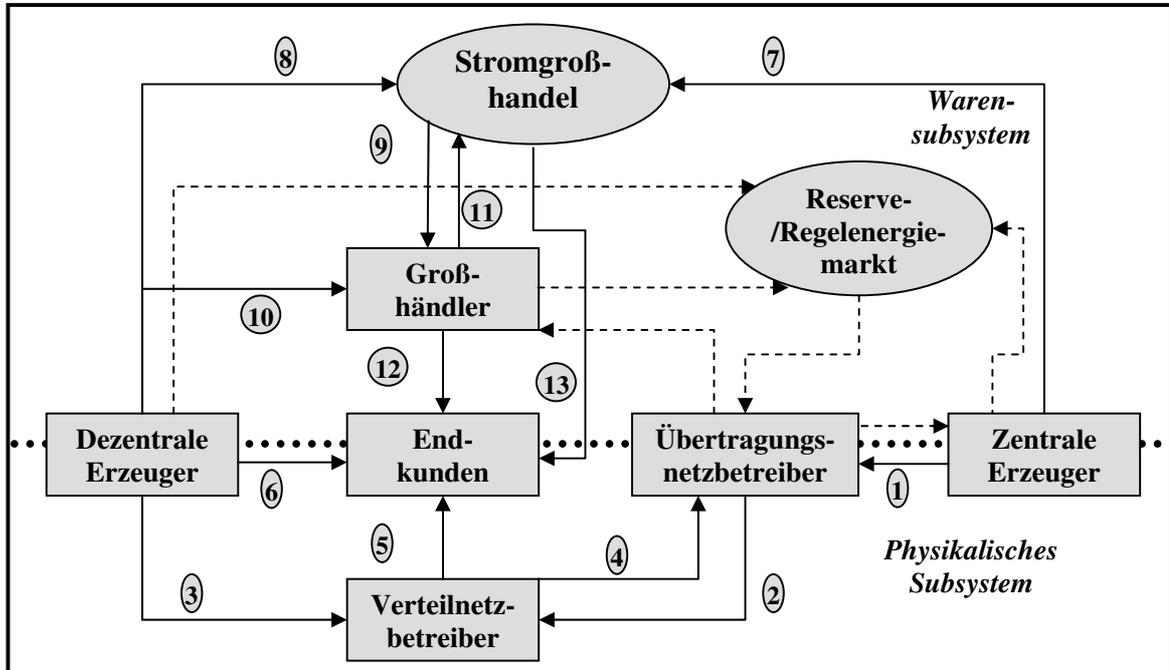


Abb. 2: Akteure und Transaktionen im dezentralen Stromsystem (vgl. Scheepers u.a. 2006, S. 19)

Zu 1: Das *physikalische Subsystem* bildet die realen Lieferbeziehungen zwischen zentralen und dezentralen Stromerzeugern, ÜNB, VNB und Endkunden ab. Die großen Stromerzeuger speisen ihren Strom in die Übertragungsnetze ein (1) und zahlen dafür eine Netznutzungsgebühr an die ÜNB die den Strom an die VNB weiterleiten (2). Diese sorgen für den Netzanschluss des Endkunden und alle übrigen Netzdienstleistungen (5), für die sie im Gegenzug Netzanschluss- und Netznutzungsgebühren erhalten. Netzanschluss- und Netznutzungsgebühren sind die wesentlichen Erlösquellen der VNB (vgl. Leprich 2005a, S. 91). Derselbe Leistungs-austausch findet zwischen dezentralen Erzeugern und den VNB statt, wenn das System um dezentrale Optionen erweitert wird. Es ändert sich lediglich die Flussrichtung der Elektrizität, die entweder vollständig in das Verteilnetz eingespeist (3) oder (teilweise) den Eigenbedarf der dezentralen Erzeuger deckt (6). Falls große Mengen dezentralen Stroms eingespeist werden kann es zu der Situation kommen, dass das Angebot die Nachfrage innerhalb des Verteilnetzes übersteigt und der Strom auf Übertragungsebene transformiert werden muss (4).

Zu 2: Das *Warensystem* bildet die Vertragsbeziehungen ab, die durch den Handel mit Stromprodukten entstehen. Große Stromproduzenten (7) und sehr große dezentrale Verbände (8) bieten die Handelsware Strom auf Großmärkten bzw. Strombörsen zum Verkauf an. Große Verbraucher können dort unmittelbar einkaufen (13). Daneben kaufen Stromgroßhändler (9) auf der Basis von Lieferverträgen große Mengen ein um ihre (Klein-) Kunden zu beliefern (12), die für die gelieferte Strommenge bezahlen. Durch die Integration dezentraler Erzeuger in die Märkte ergibt sich für Stromgroßhändler aber auch die Möglichkeit direkt bei ihnen einzukaufen (10). Falls die Großhändler aus verschiedenen Gründen über Bedarf einkaufen, besteht natürlich die Möglichkeit an den Großmärkten Rückverkäufe zu tätigen (11).

Ein weiterer notwendiger Bestandteil jedes Stromsystems ist der Markt für Regel- und Reserveenergie, An dieser Stelle soll jedoch nicht auf die Vertrags- und Lieferbeziehungen der beteiligten Akteure eingegangen werden, sondern lediglich der Grund für dessen Notwendigkeit erläutert werden. Die Notwendigkeit von Regel- und Reserveenergiemärkten ergibt sich aus der bereits erwähnten Besonderheit, dass Stromangebot und -nachfrage innerhalb eines Stromsystems zu jedem Zeitpunkt gleich sein müssen. Insbesondere Stromsysteme mit einem hohen Anteil an natürlich schwankender Erzeugung sind in diesem Zusammenhang problematisch. Allerdings sind Anlagen mit schwankendem Leistungsverlauf aufgrund der Erfahrungen aus Großprojekten bereits gut integrierbar (vgl. Varming u.a. 2004a, S. 78ff).

Es ist Aufgabe der VNB basierend auf den kurz- (Sekunden und Minuten) und mittelfristigen (Stunden) Nachfrageverlaufsprognosen der Stromerzeuger durch Angebotsanpassung für eine hohe Versorgungs- und Stromqualität zu sorgen. Deshalb schließen die VNB bisher Verträge mit Stromerzeugern, die es ihnen erlauben kurzfristig Produktionssteigerungen bzw. -drosselungen anzuordnen. Die dafür vorzuhaltenden und technologisch flexiblen Kapazitäten werden als Reserveenergie bezeichnet. Über die Reserveenergie wird langfristig (jährlich, selten monatlich) verhandelt, wobei die Kosten relativ hoch sind und über die Netznutzungsentgelte sozialisiert werden. Die Liberalisierung der Strommärkte und der technologische Fortschritt haben dazu geführt, dass alternative Marktmodelle entwickelt worden sind. Die Kosten der Reserveenergie müssen nun nicht mehr sozialisiert werden, sondern können dem jeweiligen Verursacher zugerechnet werden. Verursacher sind letztlich diejenigen Erzeuger, deren

Nachfrageprognosen und tatsächliches Angebot sich ex post als falsch bzw. unzureichend erweisen. Sie allein müssen für die Kosten aufkommen, weil Regelenergie nur aufgrund ihrer fehlerhaften Prognosen vorgehalten werden muss (vgl. Scheepers u.a. 2006, S. 20).

Das oben vorgestellte Modell eines dezentralisierten Stromsystems hat einen konzeptionellen Charakter und muss im Falle einer praktischen Umsetzung zahlreiche Erweiterungen erfahren. Dennoch wird bereits jetzt deutlich, dass viele technische und organisatorische Veränderungen notwendig sind damit der dezentrale Wandel bewältigt werden kann. Außerdem wird deutlich, dass den VNB im dezentralisierten Stromsystem eine Schlüsselrolle zukommt, da sie in den Verteilnetzen über die technische und für die Marktteilnahme unabdingbare Schnittstelle verfügen.

4.2 Wandel vom passiven zum aktiven Netzbetreiber

Der aufgezeigte Wandel von einem zentralisierten hin zu einem stärker dezentralisierten Energiesystem verändert insbesondere die Aufgabenstellungen der VNB, da sie als monopolistischer Bottleneckbetreiber zwischen den verschiedenen Erzeugern und Endkunden die Transport- und Anschlussfunktion übernehmen. Ziel dieses Kapitels ist es zu verdeutlichen, warum und auf welche Weise eine stärkere Dezentralisierung die Geschäftsmodelle der VNB verändert, und dass deshalb ein Paradigmenwechsel hin zu einer aktiven Geschäftsauffassung notwendig wird.

Die Dezentralisierung der Stromversorgung erscheint in vielen Studien aus ökonomischer Sicht wünschenswert (vgl. Leprich/ Bauknecht 2004, S. 3f). Eine Bewertung ist allerdings schwierig, da zwischen kurz- und langfristigen Auswirkungen unterschieden werden muss. Die Arbeiten untersuchen Nutzen und Kosten dezentraler Energiesysteme und differenzieren in der Regel zwischen netz- und energiebezogenen Nutzen bzw. Kosten. Die meisten Untersuchungen stimmen im Ergebnis darin überein, dass mehr dezentrale Energie kurz- und mittelfristig zwar zu höheren Kosten führt (insbesondere für VNB), langfristig einem zentralisierten System in ökonomischer Hinsicht jedoch überlegen ist. Unabhängig von der ökonomischen Vorteilhaftigkeit, scheinen die bereits erwähnten Veränderungs-

kräfte und gesetzlichen Fördermaßnahmen (vgl. Kapitel 2) die Entwicklungsrichtung sowieso vorzugeben.

Ausgehend von der Prämisse, dass die Dezentralisierung kommt und lediglich Ausmaß und Geschwindigkeit fraglich sind, stellt sich die Frage, inwiefern sich die Stellung der VNB im Gesamtsystem verändert und welche neuen Anforderungen auf sie zukommen. Um den Interessen aller Beteiligten gerecht zu werden scheint ein Paradigmenwechsel im Selbstverständnis der VNB notwendig. VNB sehen in aller Regel ihre wesentliche Aufgabe darin, zentral erzeugten Strom zuverlässig zu den Endkunden zu leiten. Damit sind zwar einige weiterreichende Tätigkeiten verbunden (Netz- und Anlagenplanung, Netzbetrieb, Instandhaltung etc.), dennoch werden Netzbetreiber mit einem so engen Selbstverständnis als „passiv“ bezeichnet. Passiv bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sie in der Regel wenig Interesse an einer über die gesetzlichen Pflichten hinausgehenden, pro-aktiven Einbindung dezentraler Optionen zeigen (vgl. Leprich 2005a, S.80).

Dem passiven VNB steht das Leitbild eines aktiven Betreibers gegenüber, der sich als zentraler Schlüsselakteur und Systemmanager eines stärker dezentralisierten im Wesentlichen aber unveränderten Netzsystems sieht. Er hat die Funktion eines technischen Mittlers zwischen den Wettbewerbsbereichen Erzeugung und Vertrieb. Er stellt die notwendige Infrastruktur sicher, kostengünstig und diskriminierungsfrei zur Verfügung und verfolgt hierbei keine über seinen Aufgabenbereich hinausgehenden Interessen. Außerdem koordiniert und fördert der aktive VNB die Teilnahme seiner Kunden an vor- und nachgelagerten Teilmärkten (vgl. Leprich 2005a, S. 81).

Die Integration dezentraler Optionen bringt auf den ersten Blick vor allem höhere Kosten und Komplexität für VNB und erscheint deshalb als Bedrohung für deren traditionelles Geschäftsmodell. Um das Leitbild des aktiven Netzbetreibers zu verdeutlichen, werden in den folgenden Abschnitten:

1. auf Grundlage einer *Anreizanalyse Bedrohungen für bestehende Geschäftsmodelle* aufgezeigt,
2. anschließend *neue bzw. alternative Geschäftsmodelle* erläutert und
3. schließlich mögliche *Anpassungsstrategien* entworfen.

4.2.1 Anreizanalyse und Bedrohungen für bestehende Geschäftsmodelle

Sollen Bedrohungen für die bestehenden Geschäftsmodelle der VNB aufgedeckt werden, so müssen die Rahmenbedingungen analysiert werden, innerhalb derer VNB wirtschaften. Da die gesetzlichen und regulatorischen Bestimmungen den Rahmen für die Geschäftstätigkeit der VNB setzen, konzentriert sich die folgende Anreizanalyse auf deren Auswirkungen.

Die Anreizanalyse geht davon aus, dass mittel- bis langfristig ausschließlich ökonomisch-betriebswirtschaftliche Anreize das Handeln der VNB bestimmen. Es wird also angenommen, dass ihr Anreizsystem durch rationale Renditeorientierung im Rahmen des politischen und gesellschaftlichen Umfelds bestimmt wird. Dabei muss erwähnt werden, dass in der Realität zumindest kurzfristig weitere Anreize, Zwänge und Überzeugungen für oder gegen die Unterstützung dezentraler Optionen wirken. Zu nennen sind u.a. Überzeugungen und strategische Interessen der Unternehmensleitung und Anteilseigner, (kommunal-)politische Zwänge und gefestigte Entscheidungsstrukturen in den Unternehmen (vgl. Abschnitt 2.1.3).

In der Folge werden vier Bereiche aus Sicht der VNB auf ihre ökonomische Anreizwirkung hin untersucht (vgl. Leprich u.a. 2005a, S. 56ff).

- a) *Anreize durch vermiedene Netznutzungsentgelte*
- b) *Anreize durch EEG und KWK-Gesetz*
- c) *Anreize im Rahmen der bisherigen Festlegung der Netznutzungsentgelte*
- d) *Anreize durch Strommarktliberalisierung*

a) *Anreize durch vermiedene Netznutzungsentgelte*

In die Verteilnetze eingespeister Strom vermindert die Einspeisung zentraler Kraftwerke, wodurch höhere Netzebenen, und unter bestimmten Voraussetzungen (z.B. verbraucher-nahe dezentrale Einspeisung) auch die Verteilnetzebene entlastet werden. Weil die Nutzung der Netze vermieden wird, legt die StromNEV fest, dass vermiedene Netznutzungsentgelte an dezentrale Erzeuger ausbezahlt werden müssen. Dies bedeutet für die Netzbetreiber zunächst verringerte Einnahmen, da die Netzkosten in der kurzfristigen Betrachtung

Fixkosten darstellen und die Entlastung der Netze keine unmittelbare Reduktion der Netzkosten mit sich bringt. Auf der anderen Seite ergeben sich für die Netzbetreiber tatsächlich unmittelbare Kosteneinsparungen, wenn dezentrale Anlagen lastnah (bed. verbrauchernah) einspeisen. Die Einsparungen ergeben sich aus verringerten Energieverlusten, die umso größer sind, je weiter Strom transportiert und je häufiger er umgespannt werden muss (vgl. § 18 StromNEV).

Letztlich haben die Netzbetreiber allerdings kaum Interesse daran, dass ihre Netze entlastet werden, und deshalb langfristig kleiner dimensioniert werden können, da dadurch die Leistungsmengen sinken. Schließlich stellt die transportierte Strommenge die Basis ihrer Erlöse dar (vgl. Abschnitt 3.4.3).

b) Anreize durch EEG und KWK-Gesetz

EEG und KWK-Gesetz fördern den Ausbau dezentraler Optionen und verpflichten die Netzbetreiber gemäß der Essential-facilities-Doktrin den Netzzugang diskriminierungsfrei bereitzustellen (vgl. Abschnitt 3.4.1). Durch verschiedene Umlagemechanismen werden die VNB zwar nicht mit den Kosten des Netzanschlusses belastet, dennoch können beide Gesetze nicht alle Anreize gegen den Anschluss zusätzlicher Erzeuger eliminieren. Schließlich sind Betrieb und Unterhalt eines Netzes umso aufwendiger, je höher die Anzahl unabhängiger Erzeugungsanlagen ist. Jeder einzelne Erzeuger verursacht beim VNB Transaktionskosten (Vertragsführung, Geldtransfers, Organisation usw.), die nicht vergütet werden (vgl. Leprich 2005b, S. 38).

Als nächstes müssen die Bestimmungen des EEG und KWK-Gesetz zum Netzanschluss dezentraler Optionen bezüglich ihrer Anreizwirkungen untersucht werden. VNB tragen die Kosten des notwendigen Netzausbaus bis zum Anschlusspunkt der dezentralen Anlage. Es handelt sich hierbei um so genannte flache Netzanschlussgebühren, die streng ökonomisch betrachtet falsche Anreize setzen, da der Anlagenbetreiber die Anschlusskosten außer Betracht lässt und so die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass sie Anlage am ökonomisch vorteilhaftesten Ort errichtet wird (vgl. Werven/Scheepers 2006, S. 4). Der Vorteil flacher Netzanschlussgebühren liegt darin, dass es den VNB auf diese Weise erschwert wird, Markteintrittsbarrieren in Form überhöhter Netzanschlusskosten zu errichten. Solange die Netzausbaukosten in die zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte maßgebliche

Kostenbasis mit einfließen und eine klassische Rentabilitätsregulierung angewendet wird, bestehen sogar Anreize zu möglichst hohen Netzausbaukosten. Wechselt das Regulierungskonzept allerdings hin zu einer Anreizregulierung und damit verbundenem Kostensenkungsdruck, so entstehen u.U. Anreize gegen den Anschluss zusätzlicher dezentraler Anlagen (vgl. Abschnitt 5.2.1).

Einen aus Sicht der VNB positiven Anreiz setzt hingegen die EEG-Novelle aus dem Jahr 2004, die ein Abweichen vom Prinzip der vorrangigen Einspeisungsverpflichtung erlaubt, wenn Anlagen- und Netzbetreiber eine für beide Seiten günstige Lösung finden. Diese Bestimmung ist für ein aktives Management dezentraler Stromsysteme unerlässlich und verpflichtet Anlagen über 500 KW zur Installation technischer Vorrichtungen, die ein steuerndes Eingreifen des Systemmanagements erlauben. Dadurch kann die Leistung der dezentralen Anlagen dem Bedarf des Systems angepasst werden.

c) Anreize im Rahmen der bisherigen Festlegung der Netznutzungsentgelte

Grundlage der Netznutzungsentgelte im Rahmen der freiwilligen Verbändevereinbarungen sind die Kalkulationsmodelle einer Rentabilitätsregulierung. Die Anreizstrukturen der Netzbetreiber entsprechen somit grundsätzlich den Rationalitäten einer kostenorientierten Rentabilitätsregulierung (vgl. Abschnitt 3.4.2). Dabei ist allerdings eine wichtige Besonderheit zu beachten. Die Medienberichterstattung und Gerichtsverfahren des Bundeskartellamtes haben dazu geführt, dass alle Akteure des Energiesektors mit verstärktem Mißtrauen beobachtet werden, und deshalb die Entgelterhöhungsspielräume geringer sind, als vor der Beginn der Liberalisierung (vgl. Leprich u.a. 2005a, S.72f).

Dies bedeutet faktisch ein Vergleichsmarktkonzept, das dazu veranlasst die Summe der Kapitalkosten (z.B. Infrastrukturinvestitionen) und Betriebskosten möglichst niedrig zu halten, obwohl Rentabilitätsregulierungen grundsätzlich Anreize zu ausgedehnten Kostenstrukturen geben. Da Investitionen in Netzsysteme zum Großteil zukunftsorientiert sind, und sich deren Notwendigkeit nur teilweise aus den operativen Betriebsanforderungen heraus ergibt, erscheint dieser Kostendruck vor allem für die Integration dezentraler Optionen hinderlich.

Zusammenfassend gilt, dass VNB und insbesondere ÜNB unter den Bedingungen der Verbändevereinbarungen kein Interesse daran haben können, weniger Strom zu transportieren und folglich geringere Erlöse zu erwirtschaften. Dezentrale Anlagen müssen zwar aufgrund der Bestimmungen des EEG- und KWG-Gesetzes angeschlossen werden, verursachen aber bei den ÜNB letztlich mehr Kosten als Zusatzeinnahmen, weshalb kaum positive Anreize zur Förderung der Anlagen bestehen.

d) Anreize durch Strommarktliberalisierung

Im Rahmen der im EnWG umgesetzten Strommarktliberalisierung sind vor allem zwei Aspekte entscheidend. Auswirkungen auf die Anreizstrukturen der Akteure haben zum einen die Vorschriften zur Entflechtung der Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel/Vertrieb und Netzbetrieb (vgl. Abschnitt 3.4.1); zum anderen der durch die Marktöffnung der beiden erstgenannten Bereiche entstandene Kosten- und Öffentlichkeitsdruck. Die Entflechtung erschwert das Netzmanagement in vielfältiger Hinsicht. In vertikal integrierten EVU besteht eine relativ große Nähe zwischen den verschiedenen Wertschöpfungsbereichen. Deshalb sind die zum Netzmanagement nötigen Standard- und Notfallprozesse bereichsübergreifend eingespielt und laufen entsprechend reibungsarm ab. Entscheidungssituationen werden durch die Entflechtung dahingehend erschwert, dass ein unabhängiger Netzbetreiber fallweise und kostenorientierte Auswahlentscheidungen treffen muss, welche Anlagen er zum Netzlastmanagement einsetzt.

Das DENSAN-Projekt zeigt in seiner Untersuchung einiger Praxisbeispiele von integrierten EVU (vgl. Leprich u.a. 2005a, S. 67-69), dass die Zusammenarbeit mit dezentralen Anlagen im Bereich des Netzmanagements durchaus zur Optimierung des Gesamtsystems beitragen könnte. Die Realisierung der möglichen Synergien erscheint wegen strikten Entflechtungsvorschriften allerdings erschwert bis unmöglich. Kern der Problematik ist das Verbot für Netzbetreiber, eigene Erzeugungsanlagen zu betreiben, sogar wenn deren Leistung ausschließlich zur Sicherung der Versorgungsqualität eingesetzt wird (vgl. Werven/Scheepers 2006, S. 6). Deshalb sind VNB auf autonom agierende Einspeiser angewiesen, deren Verhalten sie im Rahmen der aktuellen Rechtslage nur schwer beeinflussen können und deren Beitrag zum Netzmanagement ausschließlich ihnen selbst,

und nicht den VNB vergütet wird. Die Zusammenarbeit mit dezentralen Erzeugern erhöht also häufig Komplexität und Risiko des Netzmanagements, ohne dass eine anreizverbessernde Prämie in Aussicht gestellt wäre.

Die durchgeführte Anreizanalyse zeigt, dass die Integration dezentraler Optionen unter den bisherigen Bedingungen durchaus als Bedrohung für die Geschäftsmodelle der VNB aufgefasst werden kann. Die meisten gesetzlichen Bestimmungen haben im Endeffekt erlösschmälernde Auswirkungen, ohne dass die Möglichkeit bestünde das Geschäftsmodell in andere Dimensionen auszuweiten, um neue erlössteigernde Potentiale zu erschließen. Das beschriebene deutsche Regulierungskonzept ist somit eher restriktiv und normativ, was den Wandel vom passiven hin zum aktiven Netzbetreiber behindert (vgl. Leprich 2005b, S. 37). Als positives Beispiel, das den Wandel unterstützt, kann hingegen noch einmal die Möglichkeit genannt werden, fallweise vom Prinzip der vorrangigen Einspeisungsverpflichtung abzuweichen. Erst solche Gestaltungsmöglichkeiten ermöglichen es den VNB das geforderte aktive Geschäftsmodell zu entwickeln.

4.2.2 Neue und alternative Geschäftsmodelle

Obwohl eine erste Analyse mehr Probleme als Chancen für VNB aufdeckt, gibt es doch einige Möglichkeiten neue und viel versprechende Geschäftsmodelle zu entwickeln, die den Systemwandel positiver erscheinen lassen. Bisher wurden dezentrale Optionen zwar an die Stromnetze angeschlossen, allerdings wurden sie nicht aktiv in das Systemmanagement eingebunden. Bei Netzbetreibern und dezentralen Erzeugern herrscht bisher die Einstellung, dass lediglich ein reibungsloser Anschluss und Betrieb notwendig sei. Eine weiterreichende Zusammenarbeit wird von beiden Seiten selten gewünscht. Falls sich das Verhalten der Beteiligten diesbezüglich in Zukunft nicht ändert, wird ein dezentrales Stromsystem tatsächlich anfälliger, ineffizienter und kostspieliger als das Traditionelle sein (vgl. Schaeffer/Vaessen 2006, S. 2).

Die Dezentralisierung der Systems induziert unausweichlich drei Problemfelder mit denen eine Auseinandersetzung stattfinden muss (vgl. Schaeffer/Vaessen 2006, S. 2f):

- *Ungleichheit von Nachfrage und Angebot:* Das Stromangebot wird nicht mehr die in Abhängigkeit von der Nachfrage zu steuernde Größe sein, sondern wird selbst Schwankungen unterliegen.
- *Erschwerte Versorgungsqualität:* ÜNB und dezentrale Erzeuger sind zukünftig gemeinsam für die Versorgungsqualität am Anschlusspunkt verantwortlich (vgl. Abb. 3). Die Notwendigkeit zur Zusammenarbeit kann bzw. muss sogar auf den Endkunden ausgeweitet werden. Deshalb muss das Kontrollsystem der Verteilnetze Zugriff auf Informationen aller angeschlossenen Anlagen haben, wozu moderne Informations- und Kommunikationstechnologien eingesetzt werden. Außerdem muss das System durch steuerungstechnische Eingriffsmöglichkeiten an den jeweiligen Anschlusspunkten ergänzt werden.

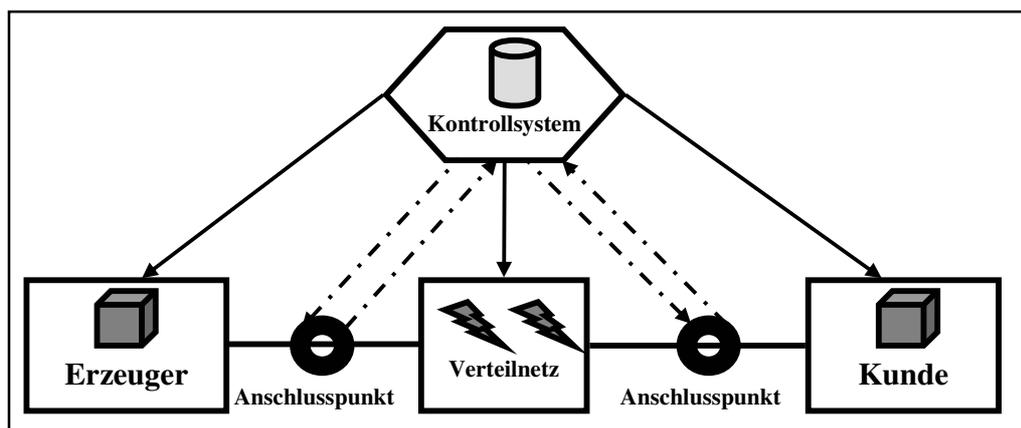


Abb. 3: Determinanten der Versorgungsqualität am Anschlusspunkt (vgl. Schaeffer/Vaessen 2006, S. 3)

- *Erhöhte Erzeugeranzahl:* Die aktuell vorhandenen Kontrollsysteme sind für einige wenige Erzeuger ausgelegt. Je größer aber die Zahl der Akteure wird, desto mehr Vorteile hat ein dezentralisiertes Netzmanagement, gegenüber den etablierten zentralistisch organisierten Systemen.

Die genannten Problemfelder können als Chance für VNB begriffen werden, weil sie technische und organisatorische Notwendigkeiten erzeugen. VNB scheinen aufgrund ihrer Kompetenzen und klassischen Vermittlungsfunktion zwischen allen komplementären Akteuren am besten geeignet, eine führende Rolle innerhalb des Systems zu übernehmen.

Um den neuen Herausforderungen zu begegnen müssen Endkunden und Erzeuger in das Netzmanagement einbezogen werden (vgl. Schaeffer/Vaessen 2006, S. 3f). Auf Seiten der

Nachfrager zielen beispielsweise nachfrageseitige Managementsysteme (engl.: demand-side-management) darauf ab, das Nachfragemuster der Kunden (Verlauf, absolute Last) zu beeinflussen oder zumindest Verhaltensanreize zu setzen. Dafür notwendige Technologien befinden sich in der Entwicklung oder werden schon eingesetzt, wie z.B. die anforderungsorientierte Tarifgestaltung. Zentrale Bedeutung haben in allen Bereichen des kunden- und erzeugerintegrierenden Netzmanagements moderne Informations- und Kommunikationstechnologien (vgl. Varming u.a. 2004b, S. 6).

Eine weitere Notwendigkeit dezentraler Systeme sind Netzdienstleistungen, die der Sicherstellung der Versorgungsqualität dienen. Zu den Netzdienstleistungen zählen Frequenz- und Spannungsüberwachung, Vorhaltung von Reserve- und Regelenergie und weitere Services, die bisher von den ÜNB angeboten werden (vgl. Varming/Gaarstrup/Nielsen 2004a, S. 64-71). Dezentrale Optionen können Netzdienstleistungen erbringen, sofern sie örtlich abgestimmt installiert werden und bei der Planung der Stromnetze einbezogen werden. Um die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zu dezentralisieren, müssen die VNB mit den Erzeugern kooperieren, und die Möglichkeit haben steuernd einzugreifen (vgl. Werven/Scheepers 2006, S. 5). Ihnen obliegt als Netzmanagern die Kontrolle aller Schnittstellen des Verteilnetzes. Erwähnenswert ist allerdings, dass einige Autoren das Wertschöpfungspotential von Systemdienstleistungen kritisch bewerten (vgl. Scheepers u.a. 2006, S. 21)

Werden alle Beteiligten in ein oben beschriebenes aktives Systemmanagement einbezogen so wird von einem virtuellen Netzlastkraftwerk gesprochen (vgl. Leprich u.a. 2005, S. 86ff), dessen Organisation sich an den allgemeinen Prinzipien virtueller Unternehmen orientieren könnte. Virtuelle Unternehmen weisen grundsätzlich in Tabelle 3 angeführte typische Merkmale auf.

Ein solches virtuelles Kraftwerk erscheint vor allem die bisher nicht vorhandene Partizipation dezentraler Optionen am Markt zu ermöglichen. Dadurch würde einerseits der Wettbewerb im gesamten Energiebereich gestärkt werden. Andererseits könnten für dezentrale Erzeuger und die Makler virtueller Netzlastkraftwerke neue Wertschöpfungspotentiale erschlossen werden, wenn deren Leistungen an Strombörsen und Märkten für Systemdienstleistungen gehandelt würden. Die Aufgaben des Maklers könnten neue, spezialisierte Akteure, Kraftwerksbetreiber, Stromversorger/-händler aber auch Netzbetreiber übernehmen (vgl. Leprich u.a. 2005, S. 91f).

Merkmal	Ausprägung beim Virtuellen Unternehmen
Konstituierende Charakteristika	<ul style="list-style-type: none"> • Zielgerichtet koordinierte Tätigkeiten mehrerer Parteien • Gemeinsames wirtschaftliches Ziel (Gewinn)
Fehlende physikalische Attribute	<ul style="list-style-type: none"> • Keine herkömmliche Organisationsstruktur • Keine typische Infrastruktur (Gebäude), keine Unternehmenszentrale • Keine Hierarchie, vermeiden zentraler Stabsfunktionen
Spezielle Zusatzspezifikationen	<ul style="list-style-type: none"> • Vertrauensbasierte Kooperation ausgewählter Partner • Dezentralisierung der Kompetenzen auf die Partner, Modularität • Ausgereifte IKT zur Verbindung der Einheiten • Einheitliches Auftreten am Markt
Nutzeffekte	<ul style="list-style-type: none"> • Geschwindigkeit, schnelle Reaktion auf Marktchancen • Flexibilität • Teilen von Infrastruktur, Risiko, Kosten und Marktzugängen • Optimierung der unternehmensübergreifenden Wertschöpfungskette

Tab. 3: Vier-Merkmal-Schema des Virtuellen Unternehmens (vgl. Tantzen 2006, S. 51)

4.2.3 Anpassungsstrategien für Verteilnetzbetreiber

Der Wandel hin zu stärker dezentralisierten Stromsystemen bringt, wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt, sowohl Bedrohungen, als auch Chancen für VNB. Die erwähnten Veränderungen bedeuten für die Netzbetreiber eine Veränderung der Umwelt, in der sie wirtschaften. Der Argumentation Macharzinias folgend kann die unternehmerische Umwelt in Segmente differenziert werden, die in Tabelle 4 aufgelistet sind.

An dieser Stelle wird keine Untersuchung und Bewertung der verschiedenen Umweltsegmente hinsichtlich ihrer Relevanz für die Integration dezentraler Optionen unternommen. Es soll lediglich noch einmal festgehalten werden, dass in Zukunft viele Umweltveränderungen aufkommen werden, die das Geschäftsmodell der VNB maßgeblich beeinflussen werden. Nun stellt sich die Frage, inwiefern es möglich oder wünschenswert ist, entweder auf die Umwelteinflüsse zu reagieren, oder aber die Umwelt selbst (pro)aktiv

zu beeinflussen (vgl. Macharzina, S. 24). Es müssen Strategien entwickelt werden, wobei die Beurteilung der gegenwärtigen Lage und der Zukunft ein grundlegendes Element des strategischen Planungsprozesses ist. Aufbauend auf dieser Gegenwarts- und Zukunftsanalyse, müssen strategische Stoßrichtungen festgelegt, und zur Zielerreichung geeignete Strategien formuliert werden (vgl. Macharzina, S. 244).

Umweltsegment	Beschreibung
Aufgabenumwelt	Struktur und Verhalten der Interessengruppen mit denen ein Unternehmen direkt interagiert
Ökonomische Umwelt	Entwicklung der Gesamtwirtschaft oder Branche
Rechtliche Umwelt	Rechtssystem und –normen, die Verbotenes und Gebotenes festlegen
Gesellschaftliche Umwelt	Wertvorstellungen, Bevölkerungsstruktur und kulturelle Rahmenbedingungen mit denen einen doppeltes Wirkungsgefüge besteht (Versorgungsfunktion und Leistungsbedarf)
Technische Umwelt	Technologieverfügbarkeit, -sicherheit und Innovationsdruck, die mit den Marktpotentialen abgeglichen werden müssen
Politische Umwelt	Willensbekundungen des politischen Systems, welche die rechtliche Umwelt maßgeblich beeinflussen
Ökologische Umwelt	Unternehmerisches Handeln beeinflusst u.U. das öffentliche Gut Natur und wird deshalb zunehmend kritisch bewertet

Tab. 4: Differenzierung der Umwelt in Umweltsegmente (vgl. Macharzina, S. 18-23)

Die Fragen des angedeuteten Strategieformulierungsprozesses sind gerade für VNB hochaktuell, und müssen dringend angegangen werden, sofern dies nicht schon geschehen ist. Dabei scheint die Veränderungsrichtung wegen der umgesetzten und für die Zukunft angedeuteten gesetzlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen relativ gut absehbar. Außerdem erscheint die Entwicklung wegen der zunehmenden Ressourcenknappheit unumgänglich und unumkehrbar. Lediglich ein erneuter Ausbau der Atomenergie wäre laut mancher Studie in der Lage, den Wandel der Energieversorgungssysteme zu bremsen (vgl. Leprich 2005c, S. 16). Für die zu findende Strategie spielt es im Endeffekt auch keine große Rolle, ob der Wandel aus Sicht der Netzbetreiber eher negativ zu bewerten ist.

Tatsache ist, dass sie sich bestmöglich anpassen müssen, um auch in Zukunft anforderungsgerecht und profitabel als Mittler zwischen Erzeugung und Vertrieb zu arbeiten.

Werven und Scheepers halten drei Strategietypen für möglich (vgl. Werven/Scheepers 2006, S. 5f), die anhand grundsätzlicher Verhaltensweisen differenzieren:

- *Stabilisierungsstrategie*: Reduzierung von Unsicherheiten, die durch Veränderungen zwangsläufig entstehen; sich Zurechtfinden in der neuen Umwelt; Analyse und Erlernen der Spielregeln
- *Verteidigungsstrategie*: Abmildern der Auswirkungen unerwünschter Regulierungsschritte und Marktentwicklungen; Optimierung des Geschäftsmodells im Rahmen der Bedingungen; Widerstand gegen unerwünschte Veränderungen
- *Unternehmerische Strategie*: Widerstand gegen Veränderung wird zu aktiver Mitgestaltung der Regulierung; Entwicklung neuer Geschäftsbereiche, die das Geschäftsmodell diversifizieren

Die drei Strategietypen werden nach Ansicht der Autoren aufeinander folgend durchlaufen. Während die ersten beiden Strategietypen die Integration dezentraler Optionen eher behindern, entspricht die unternehmerische Strategie dem Leitbild des aktiven VNB.

Es fällt auf, dass die entwickelten Strategien in ihrer Konzeption eine gewisse Ähnlichkeit mit dem wettbewerbsstrategischen Ansatz von Miles und Snow aufweisen. Wettbewerbsstrategien werden nämlich in beiden Fällen als allgemeingültige Anpassungsmuster an spezifische Kontextsituationen verstanden (vgl. Werven/Scheepers 2006, S. 5; Miles/Snow 1978, S. 28). Nach Ansicht von Miles/Snow erfordern Veränderungen innerhalb der Unternehmen und in ihrer Umwelt einen Anpassungsprozess, der ebenfalls aus drei idealtypischen strategischen Grundorientierungen heraus angegangen werden kann (vgl. Miles/Snow 1978, S. 38ff). Die drei Grundtypen Analyzer, Defender und Prospector sind zwar nicht deckungsgleich mit den von Werven/Scheepers erarbeiteten Strategietypen, scheinen jedoch in vielen Punkten zumindest verwandt. Dies wird am deutlichsten am Beispiel des Protectors, der ständig auf der Suche nach neuen Marktchancen ist, sich vornehmlich an der Erhöhung des Kundennutzens orientiert, und ein breites Produktionsprogramm aufweist, weshalb er dem Ideal des aktiven VNB am nächsten kommt.

4.3 Schaffung eines gleichberechtigten Spielfelds

Die Schaffung eines gleichberechtigten Spielfelds („level playing field“) ist eine notwendige und gleichzeitig die wichtigste Bedingung für die effektive und effiziente Integration dezentraler Energieoptionen in zukünftige Elektrizitätssysteme. Unter einem gleichberechtigten Spielfeld versteht man in diesem Zusammenhang Markt- und Regulierungsbedingungen, die für zentrale und dezentrale Optionen gleichermaßen neutrale Wettbewerbsvoraussetzungen schaffen (vgl. Bocard 2004, S. 14). Es muss, mit anderen Worten gesagt, eine Situation erzeugt werden, in der ausschließlich ökonomische Kosten- und Nutzenabwägungen die Entscheidungen der Akteure beeinflussen. Es müssen neutrale Anreizstrukturen vorliegen, was nur dann der Fall sein kann, wenn alle Wertschöpfungspotentiale aufgedeckt und Bedingungen geschaffen werden, die das monetäre Ausschöpfen dieser Potentiale ermöglichen. Die Schaffung eines gleichberechtigten Spielfelds erscheint nur unter zwei Voraussetzungen möglich (vgl. Leprich/Bauknecht 2004, S. 5):

1. Entwurf eines Leitbildes über die zukünftige Rolle der VNB
2. Überwindung der Entwicklungsabhängigkeit zugunsten zentraler Optionen

Zu 1: In den vorangegangenen Abschnitten der Arbeit wurde das Leitbild des aktiven VNB ausführlich entwickelt und aus der Bedrohung der bisherigen Geschäftsgrundlage heraus die Notwendigkeit zum Wandel abgeleitet. Die beschriebenen neuen Geschäftsmodelle setzen schließlich eine Veränderung der strategischen Grundhaltung voraus, die den VNB eine (pro)aktive Geschäftsführung erst ermöglicht. Für die erste der o.g. zwei Bedingungen zur Schaffung des gleichberechtigten Spielfelds wurde also eine mögliche Lösung erarbeitet.

Zu 2.: Die zweite Bedingung ist die Überwindung der Entwicklungsabhängigkeit der Stromsysteme zugunsten zentraler Optionen (vgl. Leprich/Bauknecht 2004, S. 7). Als Folge der jahrzehntelangen Entwicklung der Elektrizitätssysteme, die sich bis vor kurzem ausschließlich an den Anforderungen der zentralen Erzeugungstechnologien orientiert hat, haben sich Entwicklungsabhängigkeiten (engl.: path dependencies) ergeben. Entwicklungsabhängigkeit bedeutet bildlich gesprochen, dass es schwierig ist von ausgetretenen Pfaden abzuweichen und neue (Entwicklungs-)Richtungen einzuschlagen. Im konkreten Fall der Stromsysteme hat die jahrzehntelange Orientierung an zentralen

Optionen zu Markt- und Regulierungsstrukturen geführt, die eine Veränderung der Entwicklungsrichtung hin zu stärkerer Dezentralisierung nachhaltig behindern. Deshalb kann bisher auch nicht von einem gleichberechtigten Spielfeld die Rede sein, es ist vielmehr so, dass ein Ungleichgewicht zugunsten zentraler Optionen besteht.

Das Ungleichgewicht ist eine Folge der in Kapitel 2 beschriebenen traditionellen Strukturen, machtpolitischen Entwicklungen und der technologischen Gegebenheiten (Netzinfrastruktur). Um dieses Ungleichgewicht möglichst schnell zu neutralisieren fordern einige Autoren das Spielfeld vorübergehend zu Gunsten dezentraler Optionen zu kippen. Das bedeutet praktisch, dass Rahmenbedingungen geschaffen werden, die dezentrale Stromerzeugung bewusst bevorzugen, auch wenn dadurch mittelfristig gesamtwirtschaftlich höhere Kosten als nötig entstehen (vgl. Bocard 2004, S. 14f).

Fördermaßnahmen sollen aus diesem Grund auch nur vorübergehend eingesetzt werden (wie z.B. die Einspeisevergütungen des EEG, die zeitlich befristet sind), um möglichst schnell die vorhandenen Entwicklungsabhängigkeiten zu neutralisieren. Problematisch an einer solchen Bevorzugung ist allerdings, dass als ex ante bekannt vorausgesetzt wird, wie die optimale Stromversorgung der Zukunft und, wie eine zielführende Förderung aussieht. Langfristiges Ziel ist es, ein wirklich gleichberechtigtes Spielfeld für dezentrale und zentrale Optionen gleichermaßen zu schaffen, was dazu führt, dass mit Hilfe des Wettbewerbs ein Entdeckungsverfahren stattfindet (vgl. Fritsch u.a. 2001, S. 16f), welches über die Struktur zukünftiger Elektrizitätssysteme entscheidet.

Ob in den nächsten Jahren ein Spielfeld geschaffen wird, das dezentrale und zentrale Optionen gleichberechtigt, hängt also maßgeblich davon ab, ob VNB ein aktives Geschäftsverständnis entwickeln, und ob die systematische Bevorzugung zentraler Optionen überwunden werden kann. Welchen Beitrag zur Erreichung dieser Ziele die neue Anreizregulierung der deutschen Regulierungsbehörde zu leisten imstande ist, wird im folgenden Kapitel diskutiert.

5 Förderung dezentraler Optionen durch Anreizregulierung

In den vorangegangenen Kapiteln dieser Arbeit wurde gezeigt, dass die disaggregierte Regulierung der elektrischen Verteilnetze zielführend und notwendig ist, und dass eine moderne Anreizregulierung grundsätzlich geeignet scheint, Bottleneckbetreiber zu regulieren. Im Anschluss wurden das Objekt der Regulierung, nämlich das dezentrale Stromsystem, und die zur Schaffung des gleichberechtigten Spielfelds herausragende Bedeutung der VNB erläutert. Die bisherigen Erkenntnisse bilden die Grundlage für dieses im Zentrum der Arbeit stehende Kapitel. Es zeigt zunächst einmal, wie eine Anreizregulierung im Allgemeinen gestaltet werden muss, um Innovationen wie dezentrale Optionen zu fördern. Danach wird am speziellen Beispiel des deutschen Anreizregulierungskonzepts erläutert, welche Bedeutung das Konzept für dezentrale Optionen in Deutschland hat.

5.1 Aufgabenstellung der Bundesnetzagentur und erwünschte Regulierungsanreize

Das von der Bundesnetzagentur im Sommer 2006 vorgelegte Konzept zur Ausgestaltung der Anreizregulierung in Deutschland legt die Netznutzungsentgelte fest und bildet die Grundlage der folgenden Diskussion (vgl. Bundesnetzagentur 2006). Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden haben ihre Regulierungstätigkeit im Bereich der Elektrizitäts- und Gasversorgung mit In-Kraft-Treten des novellierten EnWG am 13.07.2005 aufgenommen. Die Bundesnetzagentur nimmt die ihr übertragenen Aufgaben und Befugnisse wahr, soweit das EnWG diese nicht den Landesregulierungsbehörden zuweist (vgl. Bundesnetzagentur 2006, S. 19).

Zentrale Aufgabe der Bundesnetzagentur ist es, durch Entflechtung und Regulierung der Elektrizität- und Gasversorgungsnetze die Voraussetzungen für einen funktionierenden Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten zu schaffen. Die Regulierungstätigkeit der Bundesnetzagentur umfasst die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, sowie die Kontrolle der von den EVU erhobenen Netznutzungsentgelte. Zu

ihren Aufgaben gehören außerdem die Missbrauchsaufsicht, sowie die Überwachung der Vorschriften zur Entflechtung der Netzbereiche. Das Konzept zur Anreizregulierung ist Ergebnis eines einjährigen Entwicklungs- und Konsultationsprozesses und kann im Rahmen einer gesetzlichen Verordnung ab sofort in die Praxis umgesetzt werden (vgl. Bundesnetzagentur 2006, S. 19).

Jenseits von ökonomischen Effizienz- und Gerechtigkeitszielen muss eine intelligente Anreizregulierung den Anspruch haben, den notwendigen Umbau des derzeitigen Stromsystems hin zu einem stärker dezentralisierten System zu unterstützen. Diese Unterstützung zielt zum einen auf die Neutralisierung negativer Anreize der Stromnetzbetreiber gegenüber der umfassenden Integration dezentraler Optionen in ihrem jeweiligen Netzgebiet. Zum anderen müssen zusätzliche positive Anreize zur Unterstützung von Innovationen geschaffen, und der Wandel in der Aufgabenstellung bzw. im Selbstverständnis der Netzbetreiber gefördert werden. 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.

Mit jedem Verfahren der Festlegung von Netznutzungsentgelten sind weitreichende Anreize verbunden. Ein Regulierungsverfahren sollte zumindest folgende Anreize für die VNB enthalten, die neben der Förderung dezentraler Optionen generell auf ein aktiveres Selbstverständnis der VNB im liberalisierten Strommarkt zielen (vgl. Diekmann u.a. 2006, S. 70-74):

- *Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten:* Wie bereits erwähnt ist es Hauptziel jeder Anreizregulierung, vorhandene Rationalisierungspotentiale zu erschließen und dadurch Kostensenkungen zu erreichen. Die Regulierung muss zwischen von den VNB beeinflussbaren Kosten und unbeeinflussbaren Kosten unterscheiden. Nur Erstere sind regulierungsrelevant und umfassen die Betriebs-, Abschreibungs- und Kapitalkosten. Abschreibungs- und Kapitalkosten entstehen infolge mittel- bis langfristiger Investitionen, die nur dann effizienzsteigernd wirken, wenn sie notwendig, möglichst kostengünstig und qualitätssteigernd sind.
- *Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität:* Eines der wesentlichen Spannungsfelder der Netzentgeltregulierung liegt zwischen

dem Anreiz zur Effizienzsteigerung auf der einen Seite, und der Gefahr einer Verschlechterung der Versorgungsqualität auf der anderen Seite. Die Anreizregulierung muss es deshalb ermöglichen, ein negatives Abweichen von definierten Qualitätsstandards zu bestrafen, und positives Abweichen zu belohnen. Als Kennziffern solcher Versorgungsqualitätsstandards bieten sich die mittlere Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden und die mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden an.

- *Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern (Endkunden, Anlagenbetreiber, Drittversorger):* Analog zur Versorgungsqualität muss auch die Servicequalität anhand von Kennziffern standardisiert und vergleichbar werden. Mögliche Kennziffern orientieren sich bspw. am Zeitraum bis zur Beseitigung von Störungen, an der Reaktionszeit auf Beschwerden und am Zeitraum, der vergeht bis ein beantragter Netzanschluss realisiert wird.
- *Neutralisierung des Mengenanreizes:* Wie bereits in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt besteht für VNB der Anreiz die tatsächlich durchgeleiteten Strommengen zu maximieren und die ex ante durchgeführte Mengenprognose zu minimieren. Die Neutralisierung des Mengenanreizes ist wichtig, weil der Ausbau von Stromeigenversorgung bei Kunden, Verbrauchseinsparungen bei Kunden oder die Bildung von Arealnetzen ansonsten die Erlöse der VNB schmälern. Der Mengenanreiz kann durch eine Saldierung neutralisiert oder zumindest abgeschwächt werden. Periodisch werden dann die tatsächliche Ist-Strommenge mit der ursprünglichen Prognose abgeglichen und der Saldo in die Folgeperiode vorgetragen. Allerdings besteht auch bei einer Saldierung weiterhin zumindest der Anreiz die Strommengen konstant zu halten.
- *Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten der Systemoptimierung:* § 14 Abs. 2 EnWG schreibt einen Abwägungsprozess bei den Netzbetreibern dahingehend vor, dass jede angedachte Nachrüstungs- oder Ersatzinvestition mit den Möglichkeiten von Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentralen Erzeugungsanlagen abgeglichen werden soll. Aufgrund der Entflechtungsvorschriften müssen bzw. dürfen die Netzbetreiber diese Optionen zwar nicht selbst bereitstellen, aber sie müssen Wege finden, sie durch Dritte zuverlässig bereitstellen zu lassen. Das gilt

zumindest, wenn ein erweiterter Systemvergleich zu dem Ergebnis kommt, dass Nachrüstungs- oder Ersatzinvestitionen volkswirtschaftlich im Nachteil sind. Bei der Festlegung der Netzentgelte müssten also mindestens die Kosten, die dem Netzbetreiber bei der Erwägung und Realisierung dieser Optionen entstehen, anerkannt werden.

- *Innovationsfördernde Anreize:* Eine Anreizregulierung schafft grundsätzlich eher kurzfristige Effizienzanreize, indem für die Dauer der Regulierungsperiode die Erlös- von der Kostenentwicklung abgekoppelt wird. Man spricht auch von statischen Effizienzanreizen, da lediglich versucht wird systemimmanente Ineffizienzen aufzudecken und auszuschalten. Innovationen erzeugen hingegen dynamische Effizienzpotentiale, die bei zu kurzer Sichtweise vor allem wegen höherer Kosten und finanzieller Risiken verborgen bleiben. Innovationsrenditen treten häufig erst nach Ablauf mehrerer Regulierungsperioden auf, und finden deshalb in der Anreizstruktur der Regulierung keine unmittelbare Beachtung. Da dezentrale Optionen nicht ohne technologische und organisatorische Innovationen integriert werden können (vgl. Kapitel 4), müssen spezielle innovationsfördernde Elemente in die Anreizregulierung integriert werden. Bauknecht stellt in seinem DG-Grid-Projektbericht einige diesbezüglich anwendbare und praxiserprobte Instrumente vor (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 35-44).

Letztlich muss es das Ziel der Netzentgeltregulierung sein, aktive VNB zu unterstützen und negative Anreize gegenüber der systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen in ihrem Netzgebiet zu neutralisieren. Konkret geht es darum, ihre finanzielle Situation zumindest nicht zu verschlechtern, unabhängig davon (vgl. Leprich u.a. 2005a, S. 97)

- wie viele dezentrale Anlagen in ihr Netz einspeisen,
- wie viel zusätzliche Eigenerzeugung bei den Kunden errichtet wird und
- wie effizient die Verbraucher künftig mit Strom umgehen.

5.2 Analyse der Anreizregulierung unter besonderer Berücksichtigung dezentraler Integrationsziele

Die Regelungen im EnWG und in der StromNEV bilden die Grundlage des Regulierungskonzepts der Bundesnetzagentur (2006). Der „Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung“ bildet die Grundlage der folgenden Analyse. Der Einfachheit wegen werden in den folgenden Abschnitten lediglich Zifferverweise angegeben, die sich alle auf eben diesen Bericht beziehen. Abbildung 4 bildet das Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte ab und weist auf die maßgeblichen Gesetzespassagen hin.

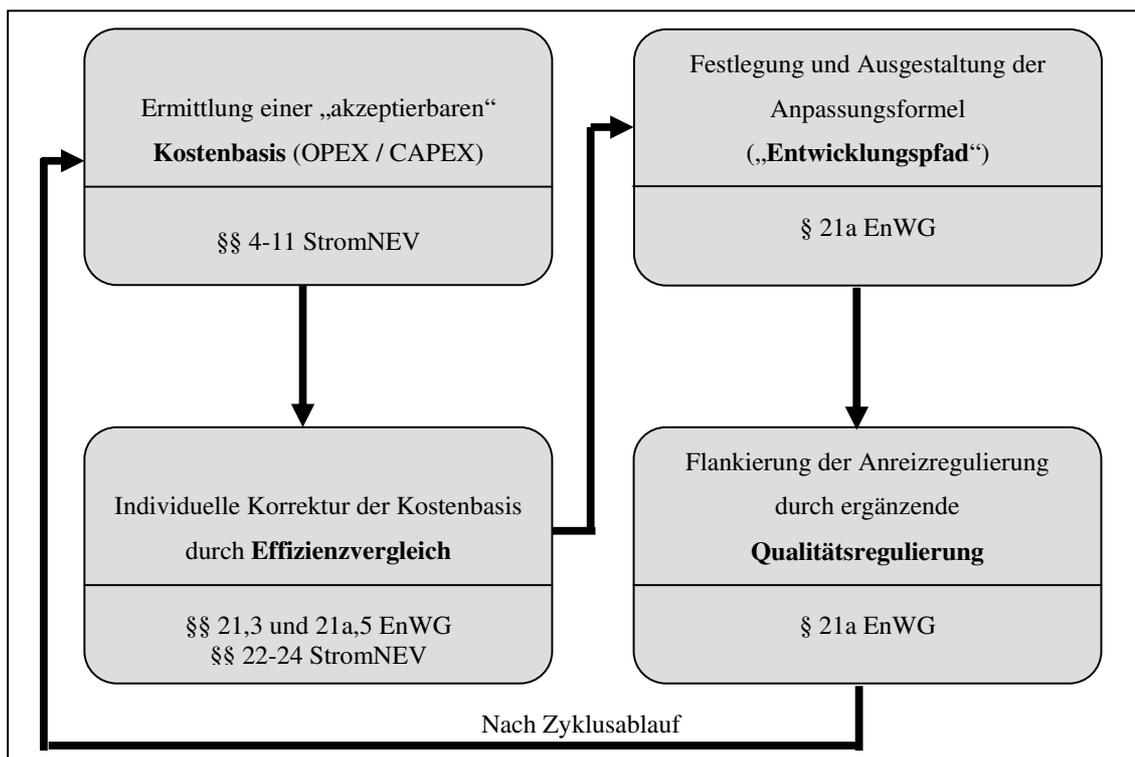


Abb. 4: Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte (vgl.: Leprich/Bauknecht 2006, S. 33)

Nach dem Konzept der Bundesnetzagentur werden Netznutzungsentgelte künftig in den folgenden Schritten festgelegt (vgl. Diekmann u.a. 2006, S. 83):

1. Ermittlung einer Kostenbasis der Entgelte; Kostenüberprüfung der relevanten Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX), Differenzierung der Kosten nach Beeinflussbarkeit
2. Individuelle Modifizierung der Kostenbasis auf der Grundlage eines Effizienzvergleichs
3. Festlegung und Ausgestaltung der Anpassungsformel; Festlegung eines allgemeinen X-Faktors, Integration von Q-Faktor und Mengeneffekten
4. Ausgestaltung einer flankierenden Qualitätsregulierung; Festlegung von Qualitätskennziffern, Bonus-/Malus-System
5. Nach Ablauf des Regulierungszyklus (der zwischen zwei und fünf Jahre umfassen kann): erneuter Start mit Schritt 1

Im Folgenden werden die Schritte im Einzelnen erklärt und deren Relevanz bezüglich dezentraler Optionen untersucht.

5.2.1 Ermittlung der Kostenbasis der Netznutzungsentgelte

Zu Beginn eines Regulierungszyklus, der nach EnWG zwischen zwei und fünf Jahre umfassen kann muss die Kostenbasis der Netznutzungsentgelte festgelegt werden. Die Dauer der Regulierungsperioden soll im Zeitablauf zunehmen, wobei die erste Periode eine Dauer von drei Jahren haben wird (vgl. Ziffer 8, S. 14). Die Kostenbasis für die Festlegung der Netznutzungsentgelte wird von den Netzbetreibern kalkuliert und kann im Einzelfall stichprobenartig überprüft werden. Die Festlegung der Kostenbasis durch eine regulatorische Kostenrechnungsprüfung auf der Grundlage der von den Netzbetreibern vorgelegten Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, bildet zunächst den Status Quo ab (vgl. Ziffer 292-294, S. 68ff). Eine separate Kostenprognose durch die Behörde wird nicht erstellt, da die Bundesnetzagentur generell eine Prognosetätigkeit für sich ablehnt (vgl. Ziffer 719, S. 154).

Während es unstrittig ist, dass sich die Überprüfung der Akzeptabilität der Kosten nur auf die „beeinflussbaren“ Kosten beziehen darf, ist die Antwort auf die Frage, welche Kosten beeinflussbar sind und welche nicht, durchaus umstritten. Die Bundesnetzagentur definiert

Kostenanteile, die nicht vom Netzbetreiber beeinflussbar sind, als „ausschließlich von Dritten bestimmt“ (Ziffer 87, S. 29). Den Anreizmechanismen der Regulierung unterliegen ausschließlich die beeinflussbaren Betriebs- (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX).

Betriebs- und Kapitalkosten werden im Rahmen der angestrebten Gesamtkostenbetrachtung (TOTEX) integriert betrachtet und gleich behandelt (vgl. Ziffer 198, S. 53). Den Netzbetreibern bleibt es also freigestellt, ob sie ihr Unternehmen eher arbeits- oder kapitalintensiv betreiben wollen. Gleichzeitig bleibt die Regulierungsintensität auf ein notwendiges Maß beschränkt. Die Gleichbehandlung von Betriebs- und Kapitalkosten erscheint sachgerecht, da auf beiden Kostenblöcken derselbe Rationalisierungsdruck liegt und weder Betriebs- (Arbeit) noch Kapitalkosteneinsparungen (Investitionen) bevorzugt behandelt werden.

Die Anreizregulierung gibt bei der Ermittlung der Kostenbasis auf den ersten Blick keine Anreize zur Bevorzugung dezentraler Optionen. Dennoch stellt sich, ausgehend von der Annahme, dass ein Netzbetreiber, der einen höheren Anteil dezentraler Erzeugung in seinem Netz aufweist, zumindest kurz- und mittelfristig auch höhere Kosten zu tragen hat, die Frage, wie diese zusätzlichen Kosten in der Kostenbasis berücksichtigt werden können. Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit wird hier noch einmal zwischen

- a) *Betriebskosten / OPEX* und
- b) *Kapitalkosten / CAPEX*

unterschieden, was jedoch keineswegs bedeutet, dass die unterstützenden Maßnahmen mit der vorgesehenen Gesamtkostenbetrachtung unvereinbar sind bzw. wären.

a) *Betriebskosten*

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 StromNEV vorab explizit berücksichtigt werden und in die Kostenbasis einfließen. Da die Bundesnetzagentur selbst keine Kostenprognosen erstellt, wäre es Sache der Netzbetreiber, diese absehbaren Kosten auszuweisen und ihre Anerkennung als künftige Betriebskosten zu beantragen. Da es aber nahezu unmöglich ist

alle Integrationskosten dezentraler Optionen ex ante zu bestimmen, sind für diejenigen Kosten, deren Entstehung zu Beginn des Regulierungszyklus nicht absehbar ist, zwei Regelungen vorstellbar (vgl. Leprich u.a. 2005a, S. 100):

1. jährliche nachholende Anpassung dieser Kosten innerhalb des Regulierungszyklus durch Erweiterung der Anpassungsformel um einen Ausgleichsfaktor
2. Vortrag der kumulierten Kosten des aktuellen Regulierungszyklus auf den nächsten Zyklus und unmittelbare Einstellung in den neuen Betriebskostenansatz

Eleganter erscheint die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene und an Punkt 1 orientierte Lösung, die Anpassungsformel durch hybride Elemente zu ergänzen, die als Erweiterungsfaktoren bezeichnet werden (vgl. Ziffer 700ff, S. 150). Es handelt sich bei den Erweiterungsfaktoren um einen typischen Kostendurchreichungsmechanismus (vgl. Kunz 2003, S. 65), der es erlaubt, exogene und außerhalb des unternehmerischen Einflussbereichs liegende, Kostenveränderungen direkt anzurechnen. Eine Kostenprognose ist dann unnötig und eine Unterscheidung zwischen absehbaren und nicht absehbaren Kosten wird überflüssig.

Die Bundesnetzagentur schlägt Erweiterungsfaktoren als Bestandteil der Anpassungsformel vor (vgl. Ziffer 356, S. 85). Sie bewirken, dass auch während der Regulierungsperiode automatisch Kostenanpassungen vorgenommen werden können, sofern die Kostensteigerungen durch Erweiterungsinvestitionen (im Ggs. zu Ersatzinvestitionen) verursacht werden. Maßgebliche Parameter sind die versorgte Fläche, die Zahl der Netzanschlüsse und die Lasten an den Netzanschlüssen. Damit entfällt die Notwendigkeit, die mit der Integration dezentraler Optionen verbundenen künftigen Kosten bereits explizit bei der Ermittlung der Kostenbasis abzuschätzen (vgl. Abschnitt 5.2.3).

Zur Begründung der Erweiterungsfaktoren ist Folgendes zu sagen. Ein aktiver Netzbetreiber wird höhere Ausgaben für Forschung und Entwicklung (FuE) haben, die notwendig sind um Innovationen für ein dezentralisiertes Stromsystem zu entwickeln (z.B. virtuelle Netzlastkraftwerke, vgl. Abschnitt 4.2.2). FuE-Ausgaben werden im Konzept der Bundesnetzagentur bisher nicht gesondert behandelt. Für solche Kosten sollte allerdings ein zusätzliches Regulierungsinstrument geschaffen werden, das anzeigt, dass Innovationsbemühungen in eine bestimmte Richtung volkswirtschaftlich erwünscht sind und deshalb belohnt werden (vgl. Leprich u.a. 2005a, S. 101). Es gibt diesbezüglich verschiedene

Instrumente, die von der Vorschrift ein separates FuE-Budget einzurichten bis hin zur Integration der nachweislich innovationsverbundenen Kosten in die Kostenbasis reichen (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 36-44).

Beim letztgenannten Instrumentarium würde es sich wiederum um einen Mechanismus zur Kostendurchreichung handeln, der analog zu den oben angeführten ex ante nicht absehbaren Kosten von Erweiterungsinvestitionen gestaltet werden könnte. Allerdings besteht die Problematik, dass FuE-Ausgaben allein genommen nicht unbedingt praktikable und zweckmäßige Innovationen hervorbringen. Die Netzbetreiber wären zwar daran interessiert ihre Forschungsausgaben – und damit gleichzeitig ihre Rendite (Stichwort: Averch-Johnson-Effekt, vgl. Abschnitt 3.4.2) – zu steigern, an dem produktiven Ergebnis der Innovation hätten sie u.U. allerdings wenig Interesse. Außerdem bestünde die Gefahr, dass beliebige Kosten als FuE-Kosten ausgewiesen werden, weshalb zusätzliche Kontrollmaßnahmen seitens der Regulierungsbehörde eingeführt werden müssten.

Letztlich kommen Bauknecht u.a. zu dem Schluss, dass Regulierungsinstrumente, die FuE-Kosten separat behandeln und nicht versuchen diese in die Kostenbasis einfließen zu lassen, effektiver erscheinen (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 44). Eine separate Behandlung erfordert allerdings unweigerlich Regulierungsmechanismen, die außerhalb des Standardansatzes der Anpassungsformel liegen. Diesbezüglich lehnt die Bundesnetzagentur bisher zusätzlichen Regulierungsaufwand ab.

b) Kapitalkosten

Die Kapitalkosten stellen den zweiten Kostenblock dar, der in die anrechenbaren Gesamtkosten der Kostenbasis einfließt. Die CAPEX setzen sich im Wesentlichen aus den kalkulatorischen Abschreibungen auf das Betriebsvermögens und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zusammen. Auf die grundsätzlichen mit Investitionen verbunden Probleme im Rahmen einer Anreizregulierung wurde bereits in Abschnitt 3.4.3 eingegangen. Von entscheidender Bedeutung 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 bzw. in die Kostenbasis eingestellt werden können (vgl. Leprich/ Bauknecht 2006, S. 34).

Wird lediglich geprüft, ob eine Netzinvestition tatsächlich durchgeführt wurde, die Kosten tatsächlich entstanden und die Preise marktgerecht waren, entfällt für den Netzbetreiber der Anreiz, über Investitionsalternativen ernsthaft nachzudenken. Ein i.d.S. volkswirtschaftlich erwünschtes Verhalten entsteht erst dann, wenn er dazu verpflichtet wird, 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 werden. Dies ist eine Abwägung im Sinne eines gleichberechtigten Spielfelds und Teil eines intelligenten Netzlastmanagements des Netzbetreibers. Diese Vorschrift ist in § 14 Abs. 2 EnWG ausdrücklich vorgesehen (vgl. Abschnitt 5.1), bedarf allerdings noch der Detaillierung in einer entsprechenden Rechtsverordnung. Klar ist auch, dass die Einhaltung dieser Rechtsverordnung wiederum zusätzliche und aufwändige Regulierungstätigkeit (Kontrolle der Vergleichsrechnungen, Überprüfung der zugrunde gelegten Kostenannahmen etc.) seitens der kontrollierenden Bundesnetzagentur erforderlich macht.

Investitionsbudgets sind eine Alternative zur Vergleichsrechnung. Jedem Netzbetreiber wird ein individuelles Investitionsbudget für einen Regulierungszyklus genehmigt, das ausreicht, ein definiertes Niveau an Versorgungssicherheit und -qualität zu gewährleisten. Individuelle Investitionsbudgets sind für ÜNB, nicht aber für VNB, für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen vereinbart worden (vgl. Ziffer 318ff, S. 73f). Außerdem sind Ersatzinvestitionen ausdrücklich von der Regelung ausgenommen (vgl. Ziffer 215, S. 56). Die Investitionsbudgets sollen dem Erreichen von „Netzentwicklungszielen“ (z.B. Dezentralisierung) dienen, und werden wie nicht beeinflussbare Kosten behandelt, so dass sie nicht in die Kostenbasis der Anpassungsformel einfließen.

Zur Überprüfung der beantragten Investitionsprojekte wird die Bundesnetzagentur vor allem die Referenznetzanalyse heranziehen, die auf dem Vergleich der räumlichen und energiewirtschaftlichen Gegebenheiten (z.B. versorgte Fläche, Zahl der Netzanschlüsse, Lasten an den Netzanschlüssen) basiert. Hierin liegt auch ein Grund warum VNB von der Regelung ausgeschlossen bleiben. Die Agentur gibt an, dass im Fall der weitaus zahlreicheren Verteilnetze eine enorme Vielzahl von Grundlagendaten ermittelt und verglichen werden müsste (vgl. Ziffer 323, S. 74). Einer Ausweitung der Investitionsbudgets auf Verteilnetze stehen somit eher aufwandstechnische als konzeptionelle Gründe entgegen. Es erscheint also grundsätzlich möglich die Regelung auf VNB auszuweiten, die

ja für die Integration dezentraler Optionen eine weitaus größere Rolle als ÜNB spielen. Dennoch muss erwähnt werden, dass es gravierende Vorbehalte gegen separate Investitionsbudgets gibt, weil sie die grundsätzlichen Anreizwirkungen der Price-Cap-Regulierung aushöhlen (vgl. Ziffer 209ff, S. 55-57; Bauknecht u.a. 2007, S. 83f).

5.2.2 Korrektur der Kostenbasis durch Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich zwischen Netzbetreibern, wie er in §§ 21 Abs. 3 und 21a Abs. 5 EnWG vorgesehen ist, hat zum Ziel, vergleichsweise ineffiziente Netzbetreiber zu ermitteln und deren Netznutzungsentgelte nach unten anzupassen. Von den knapp über 300 Seiten, die der Bericht der Bundesnetzagentur hat, behandeln fast 150 Seiten den Effizienzvergleich (engl.: Benchmarking), was dessen Bedeutung im Rahmen des Regulierungskonzepts andeutet.

Ineffizienz wird grundsätzlich vermutet, wenn die Entgelte, Erlöse oder Kosten einzelner Betreiber für das Netz insgesamt oder für einzelne Netz- oder Umspannebenen, die durchschnittlichen Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Netzbetreiber überschreiten (§ 21 Abs. 4 EnWG). Um Ineffizienzen aufzudecken werden in einem Effizienzvergleichsverfahren für jeden Netzbetreiber individuelle Effizienzwerte ermittelt und miteinander verglichen. Auf Grundlage des Effizienzvergleichsverfahrens werden individuelle Zielvorgaben gebildet, die in die Anreizformel integriert werden, von der schließlich die Entwicklung der Erlöspfade der Netzbetreiber abhängt (vgl. Ziffer 281, S. 67). Die Bundesnetzagentur kommt zu dem Schluss, dass die ermittelten Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden (sechs bis acht Jahre) abgebaut werden sollen, was die Verbände der Netzbetreiber für zu kurz erachten (vgl. Ziffer 283ff, S. 67).

Es ist unmittelbar einsichtig, dass der Effizienzvergleich einen erheblichen Rationalisierungsdruck entfaltet, der die Netzbetreiber dazu veranlassen soll, alle „überflüssigen“ Kosten auch wirklich zu vermeiden. Der Rationalisierungsdruck ist besonders hoch, wenn die sich der Vergleich an der Effizienzgrenze (engl.: Best Practice, Benchmark, Frontier), und nicht, wie von den Interessenverbänden der Netzbetreiber gefordert, am Durchschnitt orientiert (vgl. Ziffer 113, S. 35). In einer unbereinigten Form würde der Effizienz-

vergleich, wegen der zuvor beschriebenen Kostensteigerungseffekte dezentraler Anlagen, das Spielfeld zu Ungunsten der dezentralen Optionen beeinflussen.

Um die Effizienz verschiedener Netzbetreiber vergleichen zu können, müssen diese zunächst einmal vergleichbar gemacht werden. Zu diesem Zweck müssen Effizienzvergleichs-Parameter definiert werden, anhand derer die individuelle Situation der Netzbetreiber abgebildet wird. Es müssen einerseits Leistungsdaten der Netzbetreiber identifiziert werden, die den Kostendaten gegenüber gestellt werden. Leistungsparameter ergeben sich aus den drei wesentlichen Aufgaben eines Netzbetreibers, nämlich Strom zu transportieren, die dazu nötige Kapazität bereitzustellen und den Kundenanschluss zu gewährleisten. Andererseits müssen anhand von Strukturdaten äußere Einflüsse berücksichtigt werden, denen Netzbetreiber in unterschiedlichem Maße ausgesetzt sind. Strukturparameter sollen abbilden, inwieweit den Netzbetreibern die Erbringung der Leistungen erschwert oder erleichtert wird (vgl. Ziffer 995, S. 205).

Die für den Effizienzvergleich herangezogenen Parameter müssen einige Kriterien erfüllen. Neben Vollständigkeit, Quantifizierbarkeit, Nicht-Redundanz und Verfügbarkeit (vgl. Ziffer 996, S. 205) ist die Exogenität das problematischste Kriterium. Eine Quantifizierung der Effizienzvergleichs-Parameter erfolgt durch eine detaillierte Analyse der Kostentreiber von Stromnetzen. Für den Vergleich sind grundsätzlich nur exogene Kostentreiber relevant, die für den Netzbetreiber eine unverrückbare Vorgabe darstellen und von ihm nicht beeinflusst werden können. Ein endogener Kostentreiber entfaltet seine Wirkung auf die Kosten des Netzbetreibers hingegen als Folge seiner eigenen Entscheidungen (vgl. Ziffer 997ff, S. 205f). Diese in der Theorie recht trennscharfe Unterscheidung ist in der Praxis allerdings weniger eindeutig und deshalb diskussionswürdig. Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Bericht exogene Kostentreiber definiert und diese zu zwölf übergeordneten Kostentribern zusammengefasst. Ein anerkannter Kostentreiber ist bspw. die Zahl der angeschlossenen Erzeugungsanlagen, die EE-Anlagen und KWK-Anlagen berücksichtigt (vgl. Tabelle 19, S. 242).

Hauptaugenmerk dieses Abschnitts soll es sein, Möglichkeiten aufzuzeigen, wie die dem Effizienzvergleich inhärenten negativen Anreize für Netzbetreiber gegenüber der Erschließung und systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen neutralisiert werden können. Dazu gibt es grundsätzlich die folgenden Möglichkeiten (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 18):

- Begründete und nachgewiesene Kosten, die bei der Erschließung dezentraler Optionen anfallen, können beim Effizienzvergleich ausgeklammert 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. Das gilt selbst dann, wenn sie bei allen anderen Netzbetreibern in ähnlicher Höhe anfallen. 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 dieser Kosten beim Effizienzvergleich hat allerdings den gravierenden Nachteil, dass dann keinerlei Rationalisierungsanreiz im Hinblick auf die mit der Integration dezentraler Optionen verbundenen Kosten besteht.
- Ökonomisch sinnvoller erscheint es, bestimmte Strukturmerkmale als Kostentreiber zu definieren, die den Effizienzvergleich im Hinblick auf dezentrale Optionen relativieren. Diese Relativierung bedeutet konkret, dass beim Vorliegen definierter Strukturmerkmale beim betreffenden Netzbetreiber beispielsweise höhere Netzentgelte bis zu einer Höhe von x % akzeptiert werden. So kann außerdem vermieden werden, dass (Mehr)Kosten dezentraler Optionen vom Rationalisierungsdruck unberührt bleiben, weil sie selbst ebenso Bestandteil des Effizienzvergleiches sind, wie alle anderen beeinflussbaren Kosten auch.

In ihrem Bericht hat die Bundesnetzagentur bestätigt, dass die Integration von (dezentralen) Erzeugungsanlagen insgesamt eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat (vgl. Ziffer 1042, S. 221). Eine Untersuchung ergab, dass durch Integration dezentraler Anlagen mit einer Gesamtkapazität in Höhe der Jahreshöchstlast des betrachteten Netzes, Mehrkosten von rund fünf Prozent entstanden. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass in der Praxis noch höhere Mehrkosten entstehen als bei der durchgeführten „Grüne-Wiese-Betrachtung“ (vgl. Ziffer 1040, S. 221). Folgerichtig werden (dezentrale) Erzeugungsanlagen als exogene Kostentreiber und damit als erschwerendes Strukturmerkmal im Rahmen des Effizienzvergleichs identifiziert (vgl. Ziffer 1085, S. 238).

Offen ist bislang allerdings, wie die Strukturmerkmale berücksichtigt werden sollen und welche Konsequenzen sich daraus für die VNB ergeben. Dabei muss grundsätzlich danach gefragt werden, welche definierten Strukturmerkmale geeignet sind, um die Mehrkosten der Integration dezentraler Optionen beim Effizienzvergleich sachgerecht zu berücksichtigen.

Ausgangspunkt der Definition geeigneter Strukturmerkmale ist die Zuordnung der durch dezentrale Optionen anfallenden Zusatzkosten (vgl. Abschnitt 4.2.1) zu den jeweiligen Kostentreibern. Tabelle 5 gibt dazu einen Überblick.

Kostenkategorie	Kostentreiber
Vertrags-, Mess- und sonstige Transaktionskosten	Anzahl der Vertragspartner, das bedeutet i.d.R. Anzahl der Vertragspartner
Abwicklung von Fördermaßnahmen	Anzahl und Art der Anlagen
Erhöhte Kosten der Betriebsführung	Anzahl der Anlagen, Einspeise- und Leistungscharakteristika
Eventuelle Netzverstärkungs- und Netzausbaukosten, inkl. Netzleitsysteme	Einspeiseleistung der Anlagen im Verhältnis zur Netzhöchstlast
Erhöhter Bedarf für Ausgleichsenergie	Stochastik der Einspeisung

Tab. 5: Zusatzkosten und Kostentreiber dezentraler Optionen (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 19)

Es gelten grob die folgenden beiden Zusammenhänge. Je größer die Anzahl der dezentralen Anlagen im Netzgebiet, desto höher die zusätzlichen OPEX. Je höher die (zeitungleiche) Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast und je stochastischer die Einspeisung verläuft, desto höher ist die Notwendigkeit zusätzlicher Investitionskosten beim Netzbetreiber (CAPEX). Daher bietet es sich an, zumindest zwei Strukturmerkmale zur Relativierung des einfachen Effizienzvergleichs zu definieren (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 19):

- *Strukturmerkmal für höhere Betriebskosten:* Anzahl der Anlagen
- *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 das Regulierungskonzept aufgenommen.

Als nächstes stellt sich die Frage, wie diese Strukturmerkmale beim Effizienzvergleich quantitativ berücksichtigt werden sollen, d.h. welche Kostenabweichungen bzw. Entgeltabweichungen nach oben die jeweiligen Ausprägungen der Strukturmerkmale erlauben. Die Bundesnetzagentur hat diese Frage bisher nicht eindeutig beantwortet. Zur quantitativen

Berücksichtigung des ersten Strukturmerkmals (Anzahl der Anlagen) könnten von der Regulierungsbehörde pauschalierte Kosten festgelegt und in Ansatz gebracht werden. Eine Kostenstaffelung nach Anlagenart und -größe wäre dafür sachgerecht. So kann beispielsweise vermutet werden, dass die zusätzlichen Betriebskosten einer Photovoltaikanlage geringer sind, als die eines großen Windkraftparks. Die Pauschalierung der Kostenansätze hätte zudem den Vorteil, dass sie den Netzbetreibern einen Rationalisierungsanreiz geben würde unter den angesetzten Pauschalen zu liegen. Das zweite Strukturmerkmal (Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast) könnte von der Regulierungsbehörde berücksichtigt werden, indem 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 (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 19f).

5.2.3 Wirkungsweise der Erlösbergrenzenformel und ihre Elemente

Die Bundesnetzagentur empfiehlt in ihrem Bericht anstelle einer Price-cap-Regulierung (vgl. Abschnitt 3.4.3) eine Revenue-cap-Regulierung einzuführen. Weil die Betriebserlöse eines Netzunternehmens zuallererst von den Netznutzungs- und Netzanschlussentgelten abhängen, sind die Unterschiede zwischen einer Preisobergrenzen-Regulierung und einer Erlösbergrenzen-Regulierung eher marginal. Die Erlösbergrenzen-Regulierung ist für die Regulierungsbehörde allerdings vorteilhafter, da sie weniger tiefe Einblicke in die Preisstruktur der Netzbetreiber verlangt und folglich ein geringerer Informationsbedarf besteht (vgl. Ziffer 244, S. 61). Der wesentliche Vorteil des Erlösbergrenzen-Ansatzes liegt in der Möglichkeit, bestimmte Kostentreiber explizit durch hybride Elemente (vgl. Abschnitt 5.2.1) berücksichtigen zu können und nicht automatisch einen einzigen Kostentreiber „Menge“ (kWh) berücksichtigen zu müssen (vgl. Diekmann u.a. 2006, S. 89). Die Erlösbergrenzen-Regulierung umgeht auch die in Abschnitt 3.4.3 angesprochene Problematik des Produktkorbdesigns und die Probleme im Zusammenhang mit der Integration neuer Produkte und nichtlinearer/optionaler Tarife, weil für einzelne Produkte oder Produktgruppen keine expliziten Preisobergrenzen festgelegt werden müssen. Es

werden hingegen Maximalwerte für die gesamten von einem Unternehmen in einer Periode zu erwirtschaftenden Erlöse festgelegt

Letztlich zielt die Bundesnetzagentur darauf ab eine Regulierung einzuführen, die sich an internationalen Erfahrungen orientiert, möglichst schlank ist und die unternehmerische Freiheit der betroffenen Unternehmen möglichst wenig einschränkt. Gerade der letztgenannte Punkt ist sicherlich ein entscheidender Grund, weswegen so gut wie alle Marktakteure und Interessenverbände die Entscheidung zugunsten einer Erlösobergrenzen-Regulierung in ihren Stellungnahmen grundsätzlich begrüßen bzw. akzeptieren (vgl. Ziffer 252, S. 63).

Dieser Abschnitt ist wie folgt aufgebaut:

- a) Zunächst wird die *Anreizwirkung der Erlösobergrenzen-Formel* erläutert, woraufhin die
- b) *Effizianzanreize zur Kostensenkung* untersucht werden, und schließlich
- c) *Regulierungskonto und Erweiterungsfaktoren* vorgestellt werden, die Mengenanreize neutralisieren sollen.

a) *Anreizwirkung der Erlösobergrenzen-Formel*

Die Erlösobergrenzen der einzelnen Unternehmen werden von der Bundesnetzagentur rechtzeitig vor Beginn eines jeden Jahres der Regulierungsperiode festgesetzt. Bei der Festlegung der Erlösobergrenzen werden jährlich die allgemeine Geldentwertung, der generelle Produktivitätsfortschritt, die individuellen Effizienzvorgaben und Qualitätskennzahlen berücksichtigt. Erlösobergrenzen werden nach der folgenden Anreizformel bestimmt (vgl. Ziffer 352, S. 84):

$$EO_t = KA_{dmb,t} + (KA_{vmb,0} + KA_{b,0} \cdot (1 - EV_{ind,t})) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t \geq \sum_{i=1}^n P_{i,t} \cdot M_{i,t} + E_{sonst,t} + \Delta RK_t$$

Bevor die einzelnen Elemente der Anreizformel näher analysiert werden, soll zunächst der in Abb. 5 dargestellte, grundlegende Verlauf des Entwicklungspfades erläutert werden (vgl. Leprich 2007, S. 18). Vor Beginn der ersten Regulierungsperiode (vorgesehen sind drei Jahre) wird zunächst das Ausgangskostenniveau 0 und das voraussichtliche Periodenkostenniveau t des Unternehmens bestimmt. Die beeinflussbaren Kostenanteile

müssen in den folgenden Jahren der Regulierungsperiode durch Effizienzsteigerungen innerhalb des Unternehmens stetig gesenkt werden, weil sich die jährlich sinkenden Erlösobergrenzen an den Effizienzvorgaben der Bundesnetzagentur orientieren und das Unternehmen ansonsten Verluste erwirtschaftet. Die Erlösobergrenzen werden ex ante für mehrere Jahre festgelegt und orientieren sich an sektorspezifischen und unternehmensindividuellen Effizienzsteigerungsfaktoren ($X_{gen,t}$ und $X_{ind,t}$). Jede über die X-Faktoren hinausgehende unternehmensindividuelle Effizienzsteigerung kommt dem regulierten Unternehmen in Form von Zusatzgewinnen zugute. In diesem Punkt liegt der zentrale Anreizmechanismus der Erlösobergrenzen-Regulierung.

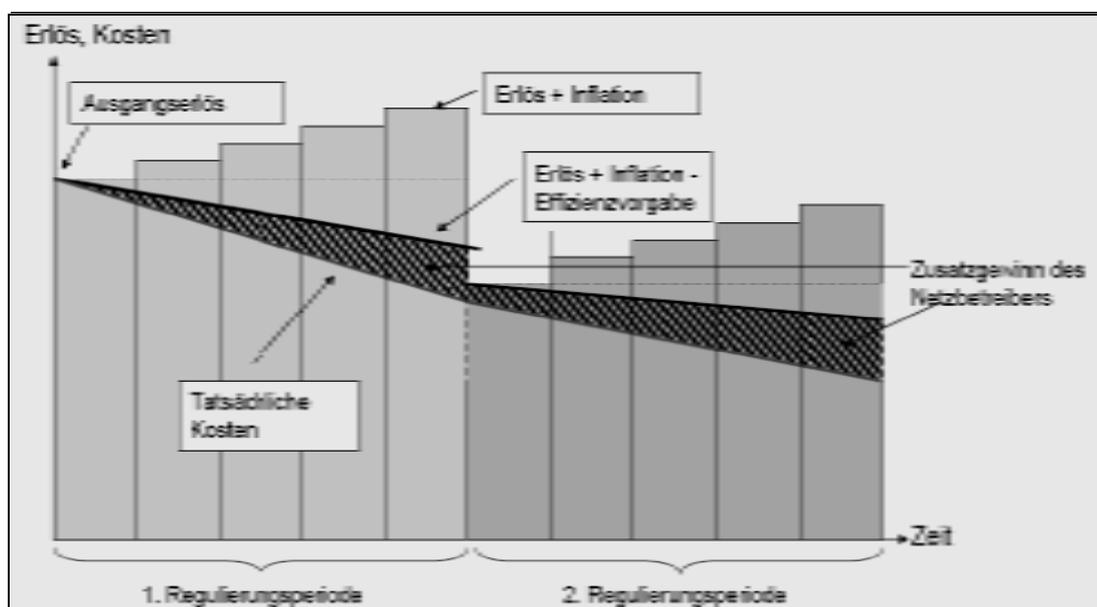


Abb. 5: Entwicklungspfad der Erlösobergrenzen-Regulierung (Leprich 2007, S. 18)

Für die nächste Regulierungsperiode (vorgesehen sind fünf Jahre) werden die Parameter der Anreizformel neu bestimmt, was eine veränderte Steigung des Entwicklungspfades zur Folge hat. Die Kostenbasis wird auf das vom Unternehmen offenbarte Kostenniveau herungesetzt. Wenn das Unternehmen höhere Kosten als die tatsächlichen offenbart verbleibt auch beim Übergang zur nächsten Regulierungsperiode ein Zusatzgewinn beim Netzbetreiber. Es ist auch ersichtlich, dass der Anreiz zu Effizienzsteigerungen, die über das vorgegebene Maß hinausgehen, umso größer ist je länger die Regulierungsperiode ist. Werden zu Beginn der Periode schnelle Effizienzsteigerungen erzielt, so hat dies lang

andauernde Gewinne zur Folge, die erst durch eine erneute Festsetzung der Kostenbasis zu Beginn der folgenden Periode beschnitten werden.

b) *Effizienzanreize zur Kostensenkung*

In der Folge werden die in Tabelle 6 aufgeführten Elemente der Anreizformel erläutert.

$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + KA_{b,0} \cdot (1 - EV_{ind,t})) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t \geq \sum_{i=1}^n P_{i,t} \cdot M_{i,t} + E_{sonst,t} + \Delta RK_t$	
Erlösobergrenze = Kostenbasis +/- Qualität ≥ Erlöse +/- Saldo	
EO_t	Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr t der Regulierungsperiode
$KA_{dnb,t}$	dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t
$KA_{vnb,0}$	vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
$KA_{b,0}$	beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr der Regulierungsperiode
$EV_{ind,t}$	unternehmensindividuelle Effizienzvorgabe (entspricht $X_{ind,t}$)
VPI_t	vom Statistischen Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex
PF_t	genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt (entspricht $X_{gen,t}$)
EF_t	Erweiterungsfaktor für das Jahr t (entspricht hybridem Element)
Q_t	Mehr- bzw. Mindererlöse für Versorgungsqualität
$P_{i,t}$	Netzentgelt für Produktelement i im Jahr t
$M_{i,t}$	Menge von Produktelement i im Jahr t
$E_{sonst,t}$	kostenmindernde Erlöse im Jahr t
ΔRK_t	Buchung auf das Regulierungskonto am Ende von Jahr t

Tab. 6: Anreizformel der Erlösobergrenzen-Regulierung (vgl. Ziffer 352, S. 84f)

Kosten, die vom Netzbetreiber dauerhaft nicht beeinflusst werden können ($KA_{dnb,t}$) stehen vor der Klammer und unterliegen deshalb keinem Kostensenkungsdruck. Typische dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sind Konzessionsabgaben, Betriebssteuern, Kosten für vorgelagerte Netzebenen und Abnahme-/Vergütungspflichten. Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten ($KA_{vnb,0}$) unterliegen hingegen einem Rationalisierungsdruck. Allerdings ist dieser weniger stark als bei den beeinflussbaren Kosten ($KA_{b,0}$), weil sie nicht mit den individuellen Effizienzvorgaben (vgl. Abschnitt 5.2.2) verknüpft werden. Effizienzvorgaben haben also keine Auswirkungen auf vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten, die auf dem Netzunternehmen nicht zurechenbaren strukturellen (Kosten-) Unterschieden der verschiedenen Versorgungsgebiete beruhen.

Die Anreizformel entwickelt auf beeinflussbare Kosten den größten Rationalisierungsdruck, weil sie mit zwei Effizienzfaktoren multiplikativ verknüpft sind. Zunächst wirken die im Effizienzvergleichs-Verfahren individuell ermittelten Effizienzvorgaben ($EV_{ind,t}$). Hinzu kommt die Differenz von der Steigerungsrate des Verbraucherpreisindex (VPI_t) und dem generellen sektoralen Produktivitätsfortschritt (PF_t), der von der Bundesnetzagentur festgesetzt wird.

Die X-Faktoren sind die Schlüsselfaktoren für die Aufteilung der künftigen Rationalisierungserfolge zwischen Netzbetreibern und Kunden bzw. Netznutzern. Werden die Effizienzpotentiale unterschätzt, kommen die Erfolge zum größten Teil den Netzbetreibern zugute, werden sie überschätzt, profitieren die Netznutzer auf Kosten der Netzbetreiber. Der generelle X-Faktor ist notwendig, damit auch Unternehmen, die sich an der Effizienzgrenze befinden und von der Bundesnetzagentur keine individuellen Effizienzvorgaben bekommen, noch Anreize haben effizienter zu werden (vgl. Ziffer 787ff, S. 168). Eine Festlegung auf 0% würde unterstellen, dass die Entwicklung im monopolistischen Netzbereich in der Vergangenheit im Gleichklang mit der übrigen, im Wettbewerb stehenden Produktions- und Dienstleistungswirtschaft erfolgt ist und es insofern keinen „Nachholbedarf“ gibt (vgl. Diekmann u.a. 2006, S. 90).

Zur Berechnung des generellen X-Faktors wird die statistisch festgestellte Produktivitätsänderung in der Energiewirtschaft der Produktivitätsänderung der Gesamtwirtschaft gegenübergestellt. Dieses so genannte Produktivitätsdifferential wird mit

dem analog ermittelten Inputpreisdifferential zum generellen X-Faktor zusammengefasst (vgl. Ziffer 778, S. 167f). Obwohl die Bundesnetzagentur anhand der Malmquist-Index-Methode für die Periode von 1977 bis 1997 einen generellen Produktivitätsfortschritt im damals integrierten Energieversorgungssektor von 2,54 Prozent jährlich ermittelt hat (vgl. Ziffer 782ff, S. 168), schlägt sie für die erste Regulierungsperiode einen generellen X-Faktor vor, der lediglich zwischen 1,5 und 2 Prozent liegt (vgl. Ziffer 362, S. 86).

c) Regulierungskonto und Erweiterungsfaktoren

Die Bedeutung der Anreizformel für dezentrale Optionen erschließt sich bei der Betrachtung der zwei dominierenden Anreize, die das Erlösobergrenzen-Verfahren entfaltet:

- Kostenminimierung und
- Bestreben zur Erreichung der Mengenprognose (in kWh)

In dieser Anreizsituation ist es für die Netzbetreiber rational alle vermeidbaren Kosten zu umgehen. Dazu gehört insbesondere der Anschluss neuer dezentraler Anlagen, sofern diese nicht kurzfristig zur Kostensenkung beitragen. Außerdem erscheint es sinnvoll, falls möglich Eigenerzeugung, Arealnetze und Energieeffizienzmaßnahmen der Kunden zu verhindern oder diese zumindest nicht zu unterstützen, weil sie dazu führen, dass letztlich weniger Strom durch die Netze geleitet wird (vgl. Leprich u.a. 2005a, S. 104).

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 Preisen 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. Letzteres erscheint aus Sicht der Netzbetreiber nur bedingt wünschenswert, da höhere Preise den Netznutzern vermittelt werden müssen, und bspw. negative Auswirkungen auf deren Bewertung der Servicequalität im Rahmen der Qualitätsregulierung haben können (vgl. Leprich/Bauknecht 2006, S. 34).

Wenn man davon ausgeht, dass dem Netzbetreiber als neutralem Mittler zwischen Erzeugung und Vertrieb die Menge seiner durch sein Netz durchgeleiteten Kilowattstunden

vollkommen egal sein sollte und er keinerlei Einfluss auf die Menge nehmen sollte, muss das Regulierungsverfahren so ausgestaltet sein, dass insbesondere Anreize zur Stabilisierung der aktuellen Menge bzw. zur Mengenausweitung neutralisiert werden. Der Vorschlag der Bundesnetzagentur unterscheidet zwei Ansätze:

1. Regulierungskonto um kurzfristige Mengenschwankungen auszugleichen
2. Erweiterungsfaktoren um nachhaltige Mengenänderungen zu berücksichtigen

Zu 1.: Kurzfristige Mengenschwankungen sollen nicht zu einer vor allem aus Kundensicht unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, weshalb die Bundesnetzagentur vorschlägt für jeden Netzbetreiber ein Regulierungskonto (ΔRK_t) einzurichten. Auf dem Regulierungskonto werden von der prognostizierten Erlösobergrenze abweichende Mehr- bzw. Mindererlöse verzeichnet. Der Saldo des Regulierungskontos wird am Ende der Regulierungsperiode bei der Ermittlung des neuen Erlöspfades für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt. Ohne das Regulierungskonto würde es zu starken Entgeltvolatilitäten kommen, da die Leistungsmengen von den Netzbetreibern kaum beeinflusst werden können und der Preis die einzige beeinflussbare Stellgröße wäre, mit der ein Über- oder Unterschreiten der Erlösobergrenze verhindert werden könnte (vgl. Ziffer 718, S.154).

Auf dem Regulierungskonto werden negative Erlösabweichungen gutgeschrieben und positive belastet. Am Ende einer Regulierungsperiode wird abgerechnet, wobei Über- und Untererlöse verzinst werden. Hierbei besteht vor allem die Gefahr, dass die Netzbetreiber zu geringe Mengen prognostizieren. Mengenüberschreitungen führen bei konstanten Netzentgelten zum Überschreiten der Erlösobergrenze. Die Mehrerlöse stellen quasi einen von Kunden unfreiwillig gewährten Kredit dar, der die Liquidität während der Regulierungsperiode erhöht und von der Bundesnetzagentur marktüblich verzinst wird. Um diese „Finanzierungsform“ so unattraktiv wie möglich zu machen schlägt die Bundesnetzagentur vor, ein bspw. zweiprozentiges Toleranzband einzuführen, das die Prognosegüte der Netzbetreiber verbessern soll. Bei Über- bzw. Unterschreitung des Toleranzbandes werden Strafzahlungen fällig, die asymmetrisch zu Ungunsten der Netzbetreiber ausfallen. Das bedeutet, dass zu niedrige Prognosen stärker bestraft werden als zu hohe, die für Kunden schließlich vorteilhaft sind (vgl. Ziffer 722, S. 155).

Die Einführung eines Regulierungskontos zum Ausgleich kurzfristiger Mengenschwankungen ist unter Anreizgesichtspunkten sehr positiv zu bewerten. Der Mengenausgleich wäre beim Erlösobergrenzen-Ansatz zwar grundsätzlich auch über eine unmittelbare Änderung der Netzentgelte möglich, aber faktisch würde von dieser Möglichkeit nur bei gravierenden Abweichungen Gebrauch gemacht. Die Netzbetreiber würden vor allem bestrebt sein, Unterschreitungen der Mengenprognose innerhalb der Regulierungsperiode aktiv entgegenzuwirken. Durch das Regulierungskonto wird der Anreiz zur Erreichung der Mengenprognose erheblich relativiert, weil der Kontoausgleich zum Beginn der nächsten Regulierungsperiode den Netzbetreibern die Sicherheit gibt, dass Mengeneinbußen nicht zwangsläufig Gewinneinbußen zur Folge haben (vgl. Diekmann u.a. 2006, S. 93).

Zu 2.: Nachhaltige Mengensenkungen infolge von Eigenversorgung und Effizienzmaßnahmen beim Kunden führen langfristig immer zu sinkenden Erlösen aus Netzentgelten und erscheint unvermeidbar. Dieser Effekt ließe sich nur dann umgehen, wenn die Erlöse der Netzbetreiber ab einem bestimmten Zeitpunkt von den Leistungsmengen entkoppelt werden. Dieses Szenario erscheint allerdings ökonomisch wenig sinnvoll und mit den Prinzipien der Anreizregulierung unvereinbar (vgl. Leprich u.a. 2005a, S. 96).

Grundsätzlich wäre es möglich die Mengeneinbußen der Netzbetreiber finanziell auszugleichen, indem durch dezentrale Optionen verursachte Zusatzkosten überproportional entschädigt werden. Soweit geht die Bundesnetzagentur in ihren Vorschlägen jedoch nicht. Sie empfiehlt, dass höhere Kosten in angemessener Höhe durch Erweiterungsfaktoren (EF_i) in der Anreizformel berücksichtigt werden sollen (vgl. Ziffer 356, S. 85).

Es handelt sich bei den Erweiterungsfaktoren um ein hybrides Element, das im Endeffekt eine innerperiodische Berücksichtigung nicht vorhersehbarer Kostenblöcke ermöglicht (vgl. Abschnitt 5.2.1). Die beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten werden mit dem für den Netzbetreiber ermittelten Erweiterungsfaktor multipliziert. Erweiterungsfaktoren verringern im Gegensatz zu den zuvor besprochenen X-Faktoren nicht die Erlösobergrenze, sondern erhöhen sie, da der Betrag des nach einer recht einfachen Formel ermittelten Erweiterungsfaktors nur größer oder gleich eins sein kann. Der Betrag des Erweiterungsfaktors ist umso größer, je stärker die Fläche des versorgten Netzgebiets anwächst und je mehr Anschlusspunkte hinzukommen (vgl. Ziffer 710, S. 153).

Die Erweiterungsfaktoren erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente (Fläche des versorgten Gebiets, Anzahl der Anschlusspunkte) innerhalb der Regulierungsperiode. Nachhaltige Veränderungen führen nämlich häufig zu höheren Kosten. Ein Beispiel dafür sind zusätzliche Netzanschlüsse für neue dezentrale Erzeugungsanlagen, die mit zusätzlichen Kosten für den VNB verbunden sind. Die zeitgleiche Neutralisierung negativer Anreize ist der wichtigste Aspekt einer Einführung hybrider Elemente. Schließlich könnte der Kostenausgleich ohne solche Elemente ja auch in der nächsten Periode erfolgen. Insofern ist es das Ziel der hybriden Elemente, in der Anreizformel auch innerhalb der Regulierungsperiode die richtigen Anreize zu setzen, bzw. falsche Anreize zu neutralisieren (vgl. Diekmann u.a. 2006, S. 92).

Insgesamt erscheinen die Ansätze der Bundesnetzagentur zur Berücksichtigung von Mengeneffekten in der Anreizformel zielführend und geeignet, die Negativanreize für die Netzbetreiber im Hinblick auf Mengeneffekte dezentraler Stromerzeugung und Stromeffizienz zumindest abzuschwächen. Dennoch könnten beispielsweise die Erweiterungsfaktoren dahingehend modifiziert werden, dass bspw. der Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen eine stärkere Gewichtung erhält als andere Anschlussleistungen. So könnten asymmetrische Anreize zugunsten dezentraler Optionen gesetzt werden, die den gewünschten Wandel der Stromsysteme verdeutlichen und beschleunigen.

5.2.4 Qualitätsregulierung als Bestandteil der Anpassungsformel

Zwischen Rationalisierungsbemühungen einerseits, und dem Bestreben Leistungen von hoher Qualität anzubieten, besteht ein klassischer Zielkonflikt. Da die Systematik der Anreizregulierung im Kern darauf abzielt die Produktivität zu steigern, besteht die Gefahr, dass Qualitätsaspekten nur unzureichende Aufmerksamkeit geschenkt wird. Aus diesem Grund ist in der Anreizformel ein Qualitätsfaktor (Q_t) vorgesehen, der Belohnungen für die Erfüllung von Qualitätsstandards bzw. Sanktionen bei deren Nichterfüllung abbildet.

Der Qualitätsfaktor wird nicht mit den X-Faktoren verknüpft und vergrößert bzw. reduziert daher unmittelbar den Umfang der genehmigten Erlöse. Als Qualitätskenngrößen werden Unterbrechungsdauer, Unterbrechungshäufigkeit, nicht gelieferte Energie und nicht gedeckte Last herangezogen. Die Daten werden von der Bundesnetzagentur ermittelt, sind

allerdings nicht ausschlaggebend für die tatsächlich verordnete Höhe des jeweiligen Bonus bzw. Malus. Er wird letztlich unter Zuhilfenahme von Kundenbefragungen ermittelt (vgl. Ziffer 226, S. 58), wobei für mangelhafte Netzzuverlässigkeit und Servicequalität bisher relativ niedrige Pönalen vorgesehen sind (vgl. Ziffer 634ff, S. 137f)

Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich wäre 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 zurzeit in erster Linie die Dimensionen Zuverlässigkeit und Servicequalität. Da sowohl Anlagenbetreiber als auch Kunden die Qualität der Leistungen von Netzbetreibern bewerten, können sie durchaus gute Leistungen bezüglich dezentraler Optionen honorieren bzw. schlechte Leistungen kritisieren.

Im Zusammenhang mit dem Wandel des Stromsystems wäre es allerdings wichtig, neben allgemeinen Kennziffern auch solche zu definieren und einzubeziehen, die speziell 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 (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 20). 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 ebenfalls über ein Bonus-/Malus-System erfolgen, das entweder Belohnungen oder Bestrafungen nach vorgegebenen Staffeln festlegt und sie in Form eines dezentralen Q-Faktors in die Anpassungsformel integriert. Zur Unterstützung dezentraler Anlagen ist es zudem notwendig, angemessene Serviceleistungen anzubieten, die dabei helfen 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 (vgl. Bauknecht u.a. 2007, S. 20).

5.3 Diskussion der Analyseergebnisse

Tabelle 7 gibt einen Überblick über die wesentlichen Ergebnisse von Kapitel 5.2.

Schritt	Ziel	Regulierungsaspekte	Vorschlag BNetzA	Bewertung
1. Ermittlung der Kostenbasis	Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten, die durch Integration dezentraler Optionen entstehen	Berücksichtigung von höheren OPEX	Einführung von Erweiterungsfaktoren	zielführend
		Berücksichtigung von höheren CAPEX	Investitionsbudgets (nur für ÜNB); volkswirtschaftl. Bewertung von Investitions- alternativen (geplant)	Umsetzung erfolgt; zielführend
2. Korrektur durch Effizienz- vergleich	Integration geeigneter Strukturmerkmale, die höhere Kosten berücksichtigen	Definition geeigneter Strukturmerkmale	Lediglich Zahl der angeschlossenen Erzeugungsanlagen	weitere Merkmale notwendig
		Quantitative Berücksichtigung der Strukturmerkmale	Noch offen	
3. Wirkung der Erlös- obergrenzen- formel	Neutralisierung des Mengenreizes der Anpassungsformel	Berücksichtigung von kurzfristigen Mengeneffekten	Einführung eines Regulierungskontos	zielführend
		Berücksichtigung von nachhaltigen Mengeneffekten	Einführung von Erweiterungsfaktoren	Erweiter- ungen notwendig
4. Ergänzende Qualitäts- regulierung	Anreize zur positiven Behandlung dezentraler Fragen	Allgemeine Qualitätsregulierung mit Bonus/Malus-System	Qualitätselement in der Anpassungsformel	zielführend
		Spezifische Kennziffern zur Bewertung „dezentraler Effizienz“	Noch offen	
Schritt	Ziel	Regulierungsaspekte	Vorschlag BNetzA	Kommentar

Tab. 7: Ergebnisüberblick zur Analyse der Anreizregulierung

Die Tabelle gibt einen Überblick zu allen Schritten des Regulierungsverfahrens, den wesentlichen Zielsetzungen und Regulierungsaspekten mit Blick auf die Integration dezentraler Optionen. In der vorletzten Spalte ist aufgeführt, ob die Bundesnetzagentur bereits relevante Vorschläge ausgearbeitet hat, oder ob zukünftige Maßnahmen bezüglich des jeweiligen Regulierungsaspekts geplant sind. Die letzte Spalte der Tabelle enthält eine tendenzielle Einschätzung, inwiefern die Vorschläge geeignet sind, um die vorgegebenen Ziele zu erreichen.

Die Tabelle zeigt, dass die Bundesagentur viele Vorschläge macht, die zumindest negative Anreize gegenüber dezentralen Optionen neutralisieren. Schließlich kann davon ausgegangen werden, dass bei Anwendung einer sehr puristischen Anreizregulierung, die ohne jegliche Erweiterungen konzipiert wird, erhebliche Negativanreize entstünden. Als kurzes Zwischenfazit soll an dieser Stelle somit lediglich festgehalten werden, dass die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Anreizregulierung VNB zumindest nicht daran hindert, dezentrale Erzeugungsanlagen in ihre Netze zu integrieren, und ihre finanzielle Situation dadurch nicht gravierend verschlechtert wird. Dieser Befund soll untermauert werden, indem das Regulierungskonzept noch einmal an den erwünschten Regulierungsanreizen gemessen wird, die in Abschnitt 5.1 als zielführend definiert wurden:

- *Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten:* Nur beeinflussbare und mit Einschränkungen vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten unterliegen dem Rationalisierungsdruck der Anreizformel. CAPEX und OPEX werden gleichbehandelt, so dass weder Anreizverzerrungen zugunsten von Betriebs- noch zugunsten von Kapitalkosteneinsparungen entstehen. In den Effizienzvergleich fließen bisher nur wenige Merkmale dezentraler Optionen als Strukturparameter ein, die die Geschäftstätigkeit der VNB anerkanntermaßen erschweren. Die Einführung zusätzlicher Strukturparameter wäre jedoch möglich.
- *Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungs- und Servicequalität gegenüber allen Netznutzern:* Die ergänzende Qualitätsregulierung verringert die Wahrscheinlichkeit, dass Rationalisierungsmaßnahmen eine Verschlechterung der Versorgungs- und insbesondere der Servicequalität für dezentrale Erzeuger nach sich ziehen. Eine explizite Ausrichtung der Qualitätsregulierung an „dezentraler Effizienz“ wäre möglich.

- *Neutralisierung des Mengenanreizes:* Das Regulierungskonto ermöglicht eine periodenübergreifende Saldierung kurzfristiger Prognoseabweichungen, wodurch zumindest Anreize zur Mengenmaximierung verhindert werden. Langfristig bleibt der Mengenanreiz allerdings bestehen, obwohl er durch Erweiterungsfaktoren abgeschwächt wird. Erweiterungsfaktoren können aber in Zukunft differenzierter gestaltet werden.
- *Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten der Systemoptimierung:* Separate Investitionsbudgets zur Erreichung von „Netzentwicklungszielen“ werden den ÜNB genehmigt, und können grundsätzlich auch für VNB eingeführt werden. Außerdem werden Netzbetreiber in absehbarer Zeit verpflichtet bei Neuinvestitionen Vergleichsrechnungen durchzuführen, die volkswirtschaftlich wünschenswerte Investitionsalternativen beachten.
- *Innovationsfördernde Anreize:* Bisher werden FuE-Ausgaben nicht gesondert behandelt und stehen somit unter demselben Rationalisierungsdruck, wie alle anderen beeinflussbaren Kosten auch. Dennoch ist der Mechanismus der Anreizregulierung offen für Instrumente, die innovationsfördernde Ausgaben zielführend integrieren.

Die obige Diskussion belegt wiederum die bereits getroffene Einschätzung, dass die Anreizregulierung vor allem negative Anreize neutralisiert, die bei Anwendung einer Anreizregulierung in Reinform auftreten würden, und den Wandel des Energieversorgungssystems geradezu behindern würden.

Im Vergleich zu den Umständen, die unter den Bestimmungen der Verbändevereinbarungen herrschten (vgl. Kapitel 4), kann eine starke Verbesserung der Situation festgestellt werden. Der größte Vorteil liegt sicherlich darin, dass überhaupt eine Regulierungsbehörde ihre Arbeit aufnimmt und ein klares Regelwerk entwickelt. So gibt es für alle Beteiligten mehr Planungssicherheit und vor allem einen zentralen Verantwortlichen, der die Aufgabe hat, einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten, und dem die Missbrauchsaufsicht obliegt. Es ist außerdem nicht mehr so, dass die Integration dezentraler Optionen als Bedrohung für die Geschäftsgrundlage der VNB aufgefasst werden muss. Das bedeutet letztlich, dass der Wandel vom passiven hin zum aktiven Netzbetreiber nicht mehr offensichtlich behindert wird.

Der Wandel des Selbstverständnisses der VNB wird allerdings auch nicht ausdrücklich unterstützt. Die Anreizregulierung ist zwar in der Lage, die mit der Integration dezentraler Optionen einhergehenden Bedrohungen für die Geschäftsmodelle der VNB abzuschwächen. Das heißt aber nicht, dass die Anreizregulierung gleichzeitig die Entwicklung und Umsetzung neuer, kooperativer Geschäftsmodelle erleichtert. An dieser Stelle muss auch erwähnt werden, dass ein Regulierungskonzept grundsätzlich ungeeignet erscheint, um unternehmerische Kooperationen zu fördern. Schließlich liegt die Hauptaufgabe der Anreizregulierung darin, Nutzungsentgelte für einen monopolistischen Bottleneck festzusetzen. Bei den erweiterten Geschäftstätigkeiten zwischen VNB und Netzkunden handelt es sich jedoch um privatwirtschaftliche Aktivitäten, die eigentlich keiner Regulierung bedürfen.

In Abschnitt 4.3 wurden als Voraussetzung für mehr dezentrale Energie sowohl der aktive VNB, als auch die Überwindung der Entwicklungsabhängigkeiten genannt. Konkret geht es darum, die einseitige Orientierung des Energieversorgungssystems an zentralen Erzeugungsstrukturen zu überwinden, und ein gleichberechtigtes Spielfeld zu schaffen. Von Vorteil ist hier sicherlich, dass der Konsultationsprozess zu Regulierungsfragen nun viel klarer strukturiert ist, und der Prozess in der Regulierungsbehörde seine entscheidende Instanz hat. Es besteht Grund zur Annahme, dass in Zukunft die Bedürfnisse einzelner Interessenverbände weniger Gewicht erhalten, und dass die Bundesnetzagentur sich bei ihren Entscheidungen stärker an volkswirtschaftlichen Zielsetzungen orientiert. Ob es allerdings zum angesprochenen „Kippen des Spielfeldes“ zugunsten zentraler Optionen kommt, erscheint fraglich. In der jetzigen Form der Anreizregulierung werden dezentrale Optionen nicht bevorzugt behandelt, und es deutet wenig darauf hin, dass sich das in nächster Zukunft ändert. Einzige Ausnahme diesbezüglich bildet die geplante Vorrangregelung für volkswirtschaftlich erwünschte Investitionsalternativen.

6 Ausblick unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen

Während diese Arbeit geschrieben wurde, hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) einen Entwurf zur „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze“ (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) erarbeitet, der im April 2007 veröffentlicht wurde. Der Entwurf verarbeitet die Vorschläge des oben besprochenen Berichts der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung. Das BMWi bestimmt die Bundesnetzagentur als verantwortliche Regulierungsbehörde für die Durchführung der Anreizregulierung (§ 32 ARegV). Der Verordnungsentwurf legt die wesentlichen Merkmale der Anreizregulierung fest, wie sie im vorangegangenen Kapitel beschrieben wurden. Außerdem werden die Bestimmungen der Anreizregulierung in einen gesetzlichen Zusammenhang gebracht, wobei vor allem EnWG, StromNEZ, StromNZV und europäische Richtlinien maßgeblich sind.

Der entscheidende Grund warum dem Entwurf des BMWi am Ende dieser Arbeit noch einige Aufmerksamkeit gewidmet werden soll, ist dass er einige, aus Sicht des Autors überraschende, Veränderungen bzw. Erweiterungen im Vergleich zum Vorschlag der Bundesnetzagentur enthält. Einige dieser Erweiterungen haben erhebliche Auswirkungen auf die Chancen dezentraler Optionen. Es kann an dieser Stelle vorweggenommen werden, dass die Verordnung, sofern sie wie im Entwurf vorgesehen beschlossen wird (davon wird in der Folge ausgegangen), das Spielfeld durchaus zugunsten dezentraler Optionen verbessert. An manchen Stellen werden verbliebene Negativanreize für Netzbetreiber neutralisiert und teilweise werden sogar positive Anreize geschaffen, welche die Integration dezentraler Optionen sogar fördern.

Da den Erweiterungen am Ende dieser Arbeit nur noch wenig Platz eingeräumt werden kann, werden die wichtigsten lediglich kurz umrissen und ihre Relevanz angedeutet. Verbesserungen können vor allem bezüglich der beiden Regulierungsschritte:

- a) *Ermittlung der Kostenbasis* und
- b) *Korrektur der Kostenbasis durch Effizienzvergleich*

festgestellt werden.

a) Ermittlung der Kostenbasis

Die Chancen dezentraler Optionen werden verbessert, wenn mit ihnen verbundene höhere OPEX oder CAPEX als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuft werden, weil dann die Effizienzmechanismen der Anreizformel nicht greifen. § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 ARegV legt fest, dass OPEX, die für die Beschaffung der Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen aufgewendet werden müssen, zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gezählt werden. Betroffen sind z. B. die Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie, die als Ausgleich zur Glättung stochastischer Einspeisungen aus EEG-Anlagen notwendig sind. Diese Regelung stellt aus Sicht dezentraler Optionen eine klare Verbesserung dar, weil ihre Integration erhebliche Mehrkosten für Regelenergie bedeutet, die nun den Netzbetreibern in voller Höhe erstattet werden.

Außerdem werden nach § 23 Abs. 6 ARegV Verteilnetzbetreibern Investitionsbudgets für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen eingeräumt, sofern diese im Zusammenhang mit der Integration von Windanlagen notwendig werden. Die Bundesnetzagentur hatte solche Budgets ausschließlich für ÜNB vorgesehen, weil normale Erweiterungsinvestitionen über den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden. Nach Meinung des BMWi befinden sich VNB, im Falle der Integration von Windenergieanlagen in das Netz, allerdings in einer vergleichbaren Rolle wie ÜNB.

Schließlich fordert § 21 die Regulierungsbehörde dazu auf, das Investitionsverhalten der Netzbetreiber zu beobachten. Dadurch soll ermittelt werden, ob und inwieweit sich die Anreizregulierung mit Blick auf die Ziele des EnWG (u.a. Dezentralisierung) nachteilig auf das Investitionsverhalten der Netzbetreiber auswirkt. Die Netzbetreiber haben ab der zweiten Regulierungsperiode auf Anforderung der Regulierungsbehörde einen entsprechenden Bericht zu erstellen. Aus dem Bericht muss sich ergeben, inwieweit die jährlichen Investitionen der Netzbetreiber in einem angemessenen Verhältnis zu Alter und Zustand ihrer Anlagen, ihren jährlichen Abschreibungen und ihrer Versorgungsqualität stehen.

b) Korrektur der Kostenbasis durch Effizienzvergleich

Vergleichsparameter (Strukturparameter) sind Parameter zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe und der Gebietseigenschaften, insbesondere die geographischen,

geologischen oder topographischen Merkmale des versorgten Gebiets. Die Parameter müssen geeignet sein, die Belastbarkeit des Effizienzvergleichs zu stützen. Dies ist insbesondere dann anzunehmen, wenn sie messbar oder mengenmäßig erfassbar und nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar sind. § 13 Abs. 4 ARegV nimmt zusätzlich zur Anzahl angeschlossener Anlagen die Fläche des versorgten Gebietes oder (!) die Leitungslänge der Netze als anerkannte Vergleichsparameter in den Effizienzvergleich auf. Die Hinzunahme der Leitungslänge ist aus Sicht dezentraler Optionen positiv zu bewerten, da eine hohe Anzahl dezentraler Anlagen bzw. ein großes Versorgungsgebiet den Aufwand der VNB nur unzureichend widerspiegelt. So liegen KWK- und Windkraftanlagen häufig sowieso innerhalb erschlossener Versorgungsgebiete, allerdings sind die Standorte meist fern von anderen Anschlusspunkten (z.B. Wohngebiete) gelegen. Deshalb begünstigt die Hinzunahme der Leitungslänge als Vergleichsparameter dezentrale Optionen.

Darüber hinaus ermächtigt § 13 der ARegV die Bundesnetzagentur ausdrücklich weitere geeignete Vergleichsparameter zu bestimmen. Diese können auch anhand qualitativer Methoden wie z.B. Expertenbefragungen ermittelt werden. Somit wird es möglich auch typische „dezentrale Parameter“ in den Effizienzvergleich einzubringen, welche die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber erschweren und weder messbar noch mengenmäßig erfassbar sind.

Außerdem stellt § 15 Abs. 2 ARegV sicher, dass individuelle Besonderheiten des Versorgungsgebietes oder der Versorgungsaufgabe des jeweiligen Netzbetreibers, die im Effizienzvergleich nicht hinreichend berücksichtigt werden, Eingang in die Bestimmung eines bereinigten Effizienzwertes finden können. Wenn solche individuellen Besonderheiten der Netzbetreiber Kosten in erheblichem Ausmaß verursachen, müssen sie im Wege einer individuellen Betrachtung bewertet werden. Hierzu kann ein angemessener Aufschlag auf die Effizienzwerte festgesetzt werden. Der Netzbetreiber muss diese Besonderheiten darlegen und durch geeignete Beweismittel nachweisen. Individuelle Besonderheiten können sich beispielsweise aus notwendigen Rückbaumaßnahmen im Netz ergeben, weil ehemalige Großabnehmer auf Eigenversorgung umsteigen.

Wie man sieht können die Erweiterungen der ARegV die Chancen dezentraler Optionen im Vergleich zur Referenzsituation, die im vorangegangenen Kapitel analysiert wurde, nicht wesentlich verbessern. Es bleibt bei dem Fazit, dass mit Einführung der Anreizregulierung eine klare Situationsverbesserung erreicht wird, insgesamt gesehen das Spielfeld jedoch nicht kippt. Trotzdem soll noch einmal darauf hingewiesen werden, dass beispielsweise die Regelung der ARegV, gesonderte Investitionsbudgets für Windkraftanlagen im Netzgebiet der VNB auszuweisen, ein erster Schritt in diese Richtung ist. Es wäre allerdings auch vermessen zu glauben, dass der Wandel der Energieversorgungssysteme und der Geschäftsmodelle von VNB allein durch eine Regulierungsbehörde, und dem von ihr angewendeten Regulierungskonzept für Netzentgelte, bewerkstelligt werden kann.

Als nächstes stellt sich die Frage wie das Regulierungsverfahren nun weitergeht (vgl. §§ 1-3, § 33 ARegV). Die ARegV soll noch vor der Sommerpause durch das Bundeskabinett beschlossen werden; anschließend bedarf sie der Zustimmung des Bundesrates. Das BMWi strebt an, das Verordnungsverfahren möglichst schnell abzuschließen, damit Regulierungsbehörden und Unternehmen umgehend die notwendigen Vorbereitungen zur Einführung des neuen Regulierungssystems einleiten können. Der erste Regulierungszyklus wird am 1.1.2009 beginnen, wobei insgesamt zwei Regulierungsperioden von jeweils vier Jahren Dauer vorgesehen sind. Die Bundesnetzagentur muss zum 30. Juni 2011 einen Bericht zur Entwicklung des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber und zur Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Vermeidung von Investitionshemmnissen vorlegen, was aus Sicht dezentraler Optionen ebenfalls begrüßenswert erscheint. Außerdem erarbeitet die Regulierungsbehörde bis zum 1. Januar 2015 einen Bericht mit einer Evaluierung und Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung. Bis zum 1.1.2017 sollen dann alle Effizienzunterschiede zwischen den Netzbetreibern insoweit neutralisiert werden, dass von der Erlösobergrenzenregulierung auf eine Yardstick-Regulierung (vgl. Kühn 2006) übergegangen werden kann.

Bei der Frage nach der Bedeutung der Anreizregulierung darf muss außerdem noch einmal darauf hingewiesen werden, dass die Regulierung der Netznutzungsentgelte lediglich einen Teilbereich der Umwelt von Netzbetreibern und dezentralen Anbietern beeinflusst (vgl. Abschnitt 4.2.3). Die Entwicklung der dezentralen Erzeugung und des Selbstverständnisses der VNB hängt von einer Vielzahl von Umweltfaktoren ab, denen unterschiedliches Gewicht zukommt. Beispielhaft sollen folgende Bereiche erwähnt werden, denen allen

ebenfalls eine enorme Bedeutung zukommt und die außerhalb der Reichweite der Anreizregulierung liegen (vgl. Ropenus/Skytte 2006):

- Verfahren nach dem Netzanschlussgebühren festgesetzt werden (flach oder tief?)
- Marktstruktur bzw. Wettbewerbsintensität auf Erzeuger-, Vertriebs- und Großhandelsmärkten; Fortschritt beim Unbundling der EVU
- Gesetzliche Förderung dezentraler Energie (EEG und KWK-Gesetz)
- Technologische Entwicklung; Kundenpräferenzen; strategische Ausrichtung der Energiepolitik (Atomkraft?)

Schließlich steht noch die Frage offen, welche Auswirkungen die Anreizregulierung auf die Entwicklung der dezentralen Stromversorgung in Deutschland haben wird. Es ist schwierig, und auch nicht Zielsetzung dieser Arbeit, konkrete Prognosen zu machen in welchem Maße die Anreizregulierung zur weiteren Verbreitung dezentraler Optionen beitragen wird. Die Antwort, die diese Arbeit geben kann ist lediglich, dass ein erheblicher Beitrag geleistet wird. Es soll noch einmal auf das geschätzte Potential dezentraler Optionen in Deutschland hingewiesen werden, das bis 2020 auf bis zu 40% der deutschen Stromerzeugung beziffert wird (vgl. Abschnitt 2.4). Um die Auswirkungen zu prognostizieren und zu quantifizieren, müssten empirische Untersuchungen gemacht werden, die sich auf Datenerhebungen und Befragungen der beteiligten Akteure stützen. Solche Untersuchungen können jedoch erst dann durchgeführt werden, wenn die Einführungsphase der Anreizregulierung überstanden ist, sich alle Beteiligten intensiv mit der neuen Situation auseinandergesetzt haben, und erste Erfahrungen unter den neuen Regulierungsbedingungen gemacht worden sind.

7 Schlussbetrachtung

Das Ziel der vorliegenden Arbeit bestand darin, die Bedeutung der Anreizregulierung für dezentrale Stromversorgung in Deutschland zu untersuchen. Zur Beantwortung dieser Frage wurde wie folgt vorgegangen.

Zu Beginn der Arbeit wurde zunächst der Wandel des Energiesystems beschrieben und festgestellt, dass vor allem die Liberalisierung des Energiesektors, aber auch zahlreiche andere Kräfte und Fördermaßnahmen eine stärkere Dezentralisierung der Stromversorgung unumgänglich machen. Die folgenden Erläuterungen konnten belegen, dass die disaggregierte Regulierung von Netzmonopolen mithilfe einer modernen Anreizregulierung volkswirtschaftlich zufrieden stellende Ergebnisse erwarten lässt, und dass sie flexibel genug ist um an zukünftige Entwicklungen angepasst zu werden, bzw. eingeleitete Systemveränderungen sogar unterstützen kann.

Als nächstes wurde das gleichberechtigte Spielfeld als ökonomisches Marktideal dargestellt, das sowohl dezentralen als auch zentralen Optionen zur Stromerzeugung gleiche Chancen einräumt und Entscheidungen zugunsten der ökonomisch vorteilhafteren Alternative überhaupt erst ermöglicht. Das gleichberechtigte Spielfeld kann nur entstehen, wenn Netzbetreiber, und insbesondere die VNB, ein aktives Selbstverständnis entwickeln, das sie zum zentralen Schlüsselakteur und Systemmanager eines stärker dezentralisierten im Wesentlichen aber unveränderten Netzsystems macht. Da die Anreizstruktur der VNB maßgeblich von den Mechanismen des angewendeten Regulierungskonzepts bestimmt wird, wurde im nächsten Schritt die Anreizregulierung der Bundesnetzagentur auf ihre Anreizwirkung für VNB bezüglich dezentraler Optionen untersucht. Von einer Förderung dezentraler Stromerzeugung war auszugehen, wenn die Anreizregulierung zum einen die Neutralisierung negativer Anreize der Stromnetzbetreiber gegenüber der umfassenden Integration dezentraler Optionen in ihrem jeweiligen Netzgebiet bewirkt, und zum anderen zusätzliche positive Anreize zur Unterstützung von Innovationen sowie des Wandels in der Aufgabenstellung der Netzbetreiber und in ihrem Selbstverständnis liefert.

Nach Auffassung des Verfassers bringt die Analyse, der von der Bundesnetzagentur im Sommer 2006 vorgelegten Vorschläge zur Ausgestaltung der Anreizregulierung, ein insgesamt positiv zu bewertendes Ergebnis. Die Anreizregulierung wurde so konzipiert,

dass es gelingt negative Anreize gegen dezentrale Optionen, die dem System einer puristischen Anreizregulierung fraglos inne wohnen, weitestgehend auszuschalten. Dies wurde erreicht indem hybride Elemente, wie Erweiterungsfaktoren und Strukturparameter, die höhere Kosten durch Dezentralisierung berücksichtigen, in das Regulierungskonzept aufgenommen wurden. Außerdem wurde der Anreiz der Netzbetreiber, die transportierten Strommengen zu maximieren nahezu neutralisiert, und eine ergänzende Qualitätsregulierung integriert. Schließlich haben einige Erweiterungen zur Anreizregulierung, die im Rahmen des aktuellen Ordnungsverfahrens eingebracht wurden, die Bedingungen für dezentrale Stromerzeugung noch weiter verbessert.

Trotz dieser grundsätzlich positiven Einschätzung muss einerseits darauf hingewiesen werden, dass die Anreizregulierung die Entwicklung eines dezentralisierten Energiesystems lediglich flankieren kann, weil viele andere Faktoren ebenfalls eine wichtige Rolle spielen. Andererseits wird mit Einführung der Anreizregulierung zwar eine klare Situationsverbesserung erreicht, insgesamt wird das Spielfeld jedoch nicht zugunsten dezentraler Stromerzeugung gekippt. Wenn die Anreizregulierung aktiv zur Förderung der Dezentralisierung beitragen soll, so müsste sie einige Erweiterungen erfahren. Allerdings sollte man sich die Frage stellen, ob die einseitige Bevorzugung dezentraler Stromerzeugung im Sinne des eigentlichen Hauptziels einer Regulierung ist. Schließlich sollte Regulierung zuallererst auf die Begrenzung von Marktmacht abzielen, und dabei immer auf das volkswirtschaftlich nötige Maß beschränkt bleiben.

Literaturverzeichnis

- Andrian, S. v./Betermieux, F.: Energieversorger zwischen Wettbewerb und Regulierung/Netzentgeltberechnung auf dem Prüfstand, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. (2005), 4, S. 708-710
- Averch, H. / Johnson, L.L.: Behaviour of the firm under regulatory constraint, American Economic Review, 52, S. 1052-1069, 1962
- Bardt, H.: Regulierungen im Strommarkt, Köln, 2005
- Bauknecht, D. u.a.: Regulating Innovation & Innovating Regulation, 2007
- Bauknecht, D./Bürger, V.: Report zur Entwicklung des Versorgungssektors Strom, 2003, http://www.mikrosysteme.org/documents/Report_Strom.pdf [13.07.2006]
- Bauknecht, D./Timpe, C./Leprich, U.: Regulatory Roadmap for Germany, 2004, www.electricitymarkets.info/sustelnet/docs/wp5/wp5_germany.pdf [14.07.2006]
- Baumol, W.J./ Panzar, J. C./ Willig, R. D.: Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, San Diego, 1982
- Baumol, W.J.: On the Proper Cost Test for Natural Monopolies in a Multiproduct Industry, American Economic Review, 67, 809-822, 1977
- Becker, P.: Pro und Contra einer Regulierung aus Sicht der Stadtwerke, in: Leprich, U./Georgi, H./Evers, E. (Hrsg.): Strommarktliberalisierung und Netzregulierung, Berlin, 2004
- o.V.: Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung und Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder, Bonn, 2001
- Boccard, N.: A Benchmarking of 9 European Member States Policies towards Distributed Generation, 2004, www.electricitymarkets.info/sustelnet/docs/wp4/wp4_benchmarking.pdf [14.07.2006]
- Borrmann, J./ Finsinger, J.: Markt und Regulierung, München, 1999
- Brunekreeft, G.: Access Pricing und Diskriminierung, in: Knieps, G./ Brunekreeft, G. (Hrsg.): Zwischen Regulierung und Wettbewerb, Netzsektoren in Deutschland, 2. Aufl., Heidelberg, 2003
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND): Stellungnahme zum Regierungsentwurf EnWG und zu den Entwürfen des BMWA zur StromNEV und StromNZV, Berlin, 2004
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005 – 2007, 2004, www.izes.de/cm/cms/upload/pdf/NAP_BMU_29_01_2004.pdf [16.05.2006]

- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Bericht an den deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarung, Berlin, 2003
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV), Bonn, 2005
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Entwurf zur Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV), 2007, <http://lexikon.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-anreizregulierung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> [3.5.2007]
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Gesetz über die Elektrizität- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), 2005, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf [26.07.2006]
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV), 2005, <http://217.160.60.235/BGBL/bgb11f/bgb1105s2243.pdf> [26.07.2006]
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV), 2005, <http://217.160.60.235/BGBL/bgb11f/bgb1105s2225.pdf> [26.07.2006]
- Bundesnetzagentur: Historie der Liberalisierung, 2005, http://www.bundesnetzagentur.de/enid/0,0/Allgemeine_Informationen/Historie_der_Liberalisierung [27.07.2006]
- Bundesnetzagentur: Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung, 2006, <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/6715.pdf> [27.07.2006]
- Burges, K./Twele, J.: Power systems operation with high penetration of renewable energy – the German case, 2006, www.dg-grid.org/results/wp1_fsp2005/papers/fsp2005_burges&twele.pdf [13.07.2006]
- Connor, P./Mitchell, C.: A Review of four european regulatory Systems and their Impact on the Deployment of Distributed Generation, 2004, www.electricitymarkets.info/sustelnet/docs/wp2/wp2_final_report.pdf [14.07.2006]
- Diekmann, J./ Ziesing, H.-J./ Leprich, U.: Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen – Endbericht, Berlin/ Saarbrücken, 2006
- E-Bridge Consulting GmbH: 4. Referenzbericht Anreizregulierung/Konzept einer Qualitätsregulierung, 2006, <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/5799.pdf> [27.07.2006]
- Energiewirtschaftsgesetz, 2005, http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf [26.07.2006]
- Europäische Kommission: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Brüssel, 2002

- Franz, O./Schäffner, D./Wissner, M.: Analyse der Kostentreiber in Strom und Gasnetzen zur Identifikation geeigneter Benchmarkingparameter aus technischer und wirtschaftlicher Sicht, 2006, <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/5801.pdf> [27.07.2006]
- Fritsch, M./Wein, T./Ewers, H.-J.: Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 4. Aufl., München, 2001
- Goy, G. C.: Barrieren für eine stärkere Verbreitung Erneuerbarer Energien, in Solarzeitalter, 2006, 1, S. 57-64
- Joskow, P. L./ Schmalensee, R.: Markets for Power. An Analysis of Electric Utility Deregulation, Cambridge (MA), 1983
- Joskow, P. L.: Incentive Regulation in Theory and Practice. Electricity Distribution and Transmission Networks, 2006, http://sparky.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow_Incentive_2006.pdf [14.02.2007]
- Joskow, P.: Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, 2006, http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/Joskow_Incentive_2006.pdf [10.10.2006]
- Kahn, A. E.: The Economics of Regulation: Principles and Institutions, Cambridge (MA), London, 1988
- Knieps, G.: Der disaggregierte Regulierungsansatz der Netzökonomie, in: Knieps, G./ Brunekreeft, G. (Hrsg.): Zwischen Regulierung und Wettbewerb, Netzsektoren in Deutschland, 2. Aufl., Heidelberg, 2003
- Knieps, G.: Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, Berlin, 2001
- Kruse, J.: Ökonomie der Monopolregulierung, Göttingen, 1985
- Kühn, C.: Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber, München, 2006
- Kunz, M.: Regulierungsregime in Theorie und Praxis, in: Knieps, G./ Brunekreeft, G. (Hrsg.): Zwischen Regulierung und Wettbewerb, Netzsektoren in Deutschland, 2. Aufl., Heidelberg, 2003
- Latkovic, K.: EVU im Wandel, Ansatzpunkte und Probleme einer Umstrukturierung und Neuausrichtung des Stromgeschäfts, Essen, 2000
- Leprich, U. u.a.: Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN), Endbericht, Saarbrücken/ u.a., 2005a
- Leprich, U./ Bauknecht, D.: Anreizregulierung für aktive Stromnetzbetreiber, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg., 6, 2006, S. 32-35
- Leprich, U./ Bauknecht, D.: Development of criteria, guidelines and rationales for distribution network functionality and regulation, 2004, www.electricitymarkets.info/sustelnet/docs/wp4/wp4_development.pdf [14.07.2006]

- Leprich, U.: DG in Germany - Heading into the Mainstream?, in: Cogeneration and On-Site Power Production, 05-06, 2005b, S. 35-40
- Leprich, U.: Diskussionspapier, in: ifo-Schnelldienst, 58. Jg., 4/2005, 2005c, S.14-18
- Leprich, U.: Dynamische Energiemarktregulierung für mehr Wettbewerb, in: Energie und Management, 3, 2004a, S. 1-2
- Leprich, U.: Einführung, in: Leprich, U./Georgi, H./Evers, E. (Hrsg.): Strommarktliberalisierung und Netzregulierung, Berlin, 2004b
- Leprich, U.: Faire Marktchancen für dezentrale Energieerzeugung, in: Energie und Management, 21, 2003, S. 4
- Leprich, U.: Stromnetze neutralisieren, in: Energiedepesche, 4, 2005d, S. 32-33
- Leprich, U.: The Crisis of the Electricity Markets in Europe: Problems and Consequences, Brüssel, 2005e
- Leprich, U.: Dezentrale Energiesysteme im Rahmen der Anreizregulierung: Probleme und Lösungsansätze, Vortrag auf der 3. Fachtagung „Perspektiven Dezentraler Energiesysteme“ im Rahmen der Clean Energy PowerKonferenz, Berlin, 2007
- Lieb-Doczy, E./Mc Kenzie, I.: Hochspannungsnetze mit mehreren Eigentümern – Internationale Erfahrungen, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 55. Jg. (2005), 6, S. 394-397
- Littlechild, S.C.: Regulation of British Telecommunications' Profitability, London, 1983
- Macharzina, K.: Unternehmensführung: Das internationale Managementwissen; Konzepte – Methoden – Praxis, 3. Aufl., Wiesbaden, 1999
- Materazzi-Wagner, C. u.a.: Long-Term Perspectives for the Integration of DER and RES, in: Degner, T./Schmid, J./Strauss, P. (Hrsg.): Dispover, Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Final Public Report, Kassel, 2006
- Madlener, R./Wohlgemuth, N.: Small is sometimes beautiful: The Case of distributed Generation in competitive Energy Markets, 1999,
http://www.cepe.ch/download/staff/reinhard/madwoh_prag1999_header.pdf [10.10.2006]
- Mansell, R. L./ Church, J. R.: Traditional and Incentive Regulation. Applications to Natural Gas Pipelines in Canada, Toronto, 1995
- Milborrow, D.: Penalties for intermittend sources of Energy, London, 2002
- Miles, R./Snow, C.: Organizational Strategy, Structure and Process, New York, 1978
- Mönig, W.: Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche Kriterien zu seiner Beurteilung, München, 1975
- Phillips, C. F.: The Regulation of public utilities: Theory and Practice, 2. Aufl., Arlington VA, 1988

- Reiche, D./Bechberger, M.: Erneuerbare Energien in den EU-Staaten im Vergleich, in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 55. Jg. (2005), 10, S. 732-739
- Ropenus, S./Skytte, K.: Regulatory Review and Barriers for the Electricity Supply System for Distributed Generation in EU 15, 2006, www.dg-grid.org/results/wp1_fsp2005/papers/fsp2005_ropenus&skytte.pdf [13.07.2006]
- Saint Drenan, Y.-M.: DG Technologies: An Overview of present and future Markets, the Impact on the Grid and the Adequacy to meet Customer Needs, in: ENIRDGnet: European Network for the Integration of Renewables and Distributed Generation (Summary of project results), 2004, www.dgnet.org [14.07.2006]
- Schaeffer, G. J./Vaessen, P.: Future Power Transition – Step into the Light, 2006, www.dg-grid.org/results/wp1_fsp2005/papers/fsp2005_schaeffer&vaessen.pdf [13.07.2006]
- Scheepers, M. J. J./ Werven, M. J. N. van/ Mutale, J./ Strbac, G.: Distributed Generation in Electricity Markets, its Impact on Distribution System Operators, and the Role of Regulatory and Commercial Arrangements, in: Degner, T./Schmid, J./Strauss, P. (Hrsg.): *Dispower, Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*, Final Public Report, Kassel, 2006
- Scheepers, M./Wals, A.: New approach in Electricity Network Regulation – An Issue on effective Integration of Distributed Generation in Electricity Supply Systems, 2004, www.ecn.nl/docs/library/report/2003/c03107.pdf [14.07.2006]
- Schneider, J.-P.: Aktuelle europäische Vorschläge zur Änderung der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie, in: Leprich, U./Georgi, H./Evers, E. (Hrsg.): *Strommarktliberalisierung und Netzregulierung*, Berlin, 2004
- Sibley, D.: Asymmetric Information, Incentives and Price Cap Regulation, in: *Rand Journal of Economics*, 20, Nr. 3, S. 392-404, 1989
- Simon, H.: Theories of decision making in economics and behavioural science, *American Economic Review*, 49, Nr. 3, S. 253-283, 1959
- Skytte, K./Ropenus, S.: Regulatory Review and international Comparison of EU-15 Member States, 2005, http://www.dg-grid.org/results/result_report-skytte1.pdf [10.10.2006]
- Strbac, G./Mutale, J./Pudjianto, D.: Pricing of Distribution Networks with Distributed Generation, 2006, www.dg-grid.org/results/wp1_fsp2005/papers/fsp2005_strbac&mutale&pudjianto.pdf [13.07.2006]
- Tantzen, N.: *Organisatorische Gestaltung Virtueller Unternehmen*, Aachen, 2006
- Thiele, A.: Rahmenbedingungen für die weitere Verbreitung von Klein-KWK-Anlagen, in: *BWK*, Bd. 56 (2004) Nr.10, S. 10-12
- Timpe, C./Scheepers, M. J. J.: A Look into the Future: Scenarios for Distributed Generation in Europe, 2003, www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04012.pdf [14.07.2006]

- Varming, S./Gaardestrup, C./Nielsen, J. E.: Review of technical Options and Constraints for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks, 2004a, www.electricitymarkets.info/sustelnet/docs/wp3/wp3-techoptions.pdf [14.07.2006]
- Varming, S./Gaardestrup, C./Nielsen, J. E.: Review of the Role of ICT in Network Management and Market Operation, 2004b, www.electricitymarkets.info/sustelnet/docs/wp3/wp3-ict.pdf [14.07.2006]
- Verband kommunaler Unternehmen (VKU): Geschäftsbericht 1996/97, Köln, 1997
- Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): VDEW-Statistik 1997. Teil 1: Leistung und Arbeit, Frankfurt a.M., 1998
- Vigotti, R.: Drivers, Benefits and Challenges of DG, in: ENIRDGnet: European Network for the Integration of Renewables and Distributed Generation (Summary of project results), 2004, www.dgnet.org [14.07.2006]
- Vogelsang, I.: Anreizmechanismen zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft, Tübingen, 1982
- Weizsäcker, C.C. von: Rechte und Verhältnisse in der modernen Wirtschaftslehre, Eugen von Böhm-Bawerk-Vorlesung, Kyklos, 34/3, S. 325-343, 1981
- Werven, M. J. N. van/Scheepers, M. J. J.: The changing role of distribution system operators in liberalised and decentralising electricity markets, 2006, www.dg-grid.org/results/wp1_fsp2005/papers/fsp2005_vanwerven&scheepers.pdf [13.07.2006]
- Witwer, C./Meyer, T./Erge, T./Thoma, M.: Technical Impacts of DG on Power Systems, in: Degner, T./Schmid, J./Strauss, P. (Hrsg.): Dispower, Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources, Final Public Report, Kassel, 2006
- Wood, A.J./Wollenberg, B.F.: Power Generation, Operation and Control, New York, 1984

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere hiermit an Eides statt, die vorliegende Arbeit bis auf die dem Aufgabsteller bereits bekannte Hilfe selbstständig angefertigt, alle benutzten Hilfsmittel vollständig und genau angegeben und alles kenntlich gemacht zu haben, was aus Arbeiten anderer unverändert oder mit Abkürzung übernommen wurde.

Kaiserslautern, den 23.05.2007