

**Ausgestaltungsoptionen der  
Anreizregulierung für die deutschen  
Stromübertragungsnetzbetreiber**

Untersuchung im Rahmen eines Unterauftrags des  
von der Stiftung Mercator geförderten Projekts

„Reformbedarf und -modelle für den effizienten Ausbau und Betrieb  
der Elektrizitätsnetze im Rahmen der Energiewende“ (EE-Netz)

**Abschlussbericht**  
**4.7.2016**

**Consentec GmbH**

Grüner Weg 1  
D-52070 Aachen

Tel. +49. 241. 93836-0

Fax +49. 241. 93836-15

E-Mail [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

[www.consentec.de](http://www.consentec.de)



**Inhalt**

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Analysesystematik</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Tätigkeitsfelder der Übertragungsnetzbetreiber</b>	<b>7</b>
3.1	Netzentwicklung, -bewirtschaftung, -betrieb und -bereitstellung	7
3.2	Systemsteuerung, Systemdienstleistungen und Bilanzkoordination	9
3.3	Umsetzung EEG/KWKG	11
<b>4</b>	<b>Internationale Regulierungserfahrungen</b>	<b>12</b>
<b>5</b>	<b>Heutiger Regulierungsrahmen in Deutschland</b>	<b>18</b>
5.1	Abgrenzung von Leistungsbereichen	18
5.2	TOTEX-Anreizregulierung	19
5.3	Instrumente zur Steuerung der Risikoallokation	21
<b>6</b>	<b>Weiterentwicklungsoptionen</b>	<b>23</b>
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>30</b>
	<b>Literatur/Quellen</b>	<b>35</b>



## 1 Einleitung

In Deutschland wurden mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom Oktober 2007 Vorgaben für die Ermittlung und Festsetzung von Erlösobergrenzen für die Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen eingeführt. Hiermit wurden Instrumente etabliert, die eine für die Netzbetreiber auskömmliche Bemessung der Erlösobergrenzen gewährleisten, zugleich aber auch Anreize für eine kosteneffiziente Bereitstellung von Netzen und damit verbundenen Dienstleistungen vermitteln sollen. Die Anwendung dieser Instrumente bezieht sich jeweils auf 5-jährige Regulierungsperioden (mit Ausnahme der um ein Jahr verkürzten ersten Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber). Die ersten beiden Regulierungsperioden für Stromnetzbetreiber erstreck(t)en sich auf die Zeiträume 2009-2013 und 2014-2018.

Die für die Anwendung dieser Vorschriften auf Bundesebene zuständige Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in der zweiten Regulierungsperiode entsprechend den Vorgaben der ARegV eine umfangreiche Evaluierung der bis dahin gewonnenen Erfahrungen mit der Anwendung der Anreizregulierung durchgeführt und hierüber im Januar 2015 Bericht erstattet [1]. Die BNetzA hat dabei starkes Gewicht auf den Sektor der Verteilnetzbetreiber (VNB) gelegt. Für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Stromsektor wurde kein wesentlicher akuter Handlungsbedarf zur Weiterentwicklung der ARegV identifiziert, und auch seitens der 4 deutschen ÜNB scheint kein erheblicher Handlungsdruck gesehen zu werden.

Daraus folgt jedoch nicht, dass nicht auch für diesen Sektor der Netzbetreiber sinnvolle Weiterentwicklungen der Anreizregulierung vorstellbar sind, insbesondere wenn eine im Vergleich zum Evaluierungsprozess der BNetzA grundsätzlichere und von möglichen zeitlichen Restriktionen hinsichtlich der Novellierung der ARegV unabhängige Perspektive eingenommen wird. Eine solche, grundsätzlichere Betrachtung war das Ziel einer Untersuchung, die von Consentec im Rahmen eines Unterauftrags des von der Stiftung Mercator geförderten Projekts „Reformbedarf und -modelle für den effizienten Ausbau und Betrieb der Elektrizitätsnetze im Rahmen der Energiewende“ (EE-Netz) durchgeführt wurde und deren Ergebnisse der vorliegende Bericht zusammenfasst.

Bei den Analysen für diesen Bericht wurde teilweise (insb. in Kap. 2) auf Erkenntnisse zurückgegriffen, die am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der TU Berlin insbesondere im Rahmen des Projekts EE-Netz bereits vorab entwickelt und veröffentlicht wurden (vgl. insbesondere [2] und [3]). Außerdem fanden im Laufe dieser Untersuchung mehrere Workshops im Rahmen eines interdisziplinären Austauschs zwischen TU Berlin-WIP und

Consentec statt. In diesem Rahmen wurden von TU Berlin-WIP die Ergebnisse der bislang durchgeführten, überwiegend (aber noch nicht vollumfänglich) bereits publizierten institutionenökonomischen Analysen zur Regulierung im Allgemeinen und zur Regulierung von Stromübertragungsnetzen im Speziellen vorgestellt und diskutiert. Die Verantwortung für die Erstellung des vorliegenden Berichts und für seinen Inhalt lag jedoch bei Consentec.

Der Bericht beginnt mit einer kurzen Darstellung der als Ausgangspunkt zugrunde gelegten institutionenökonomischen Analysesystematik (Kap. 2), die es nahelegt, zunächst die Tätigkeitsfelder von ÜNB im Hinblick auf mögliche Abgrenzungen von Leistungsbereichen zu untersuchen. Hiermit befasst sich Kap. 3. Anschließend werden ausgewählte internationale Regulierungserfahrungen (Kap. 4) und der heutige Regulierungsrahmen für ÜNB in Deutschland (Kap. 5) dargestellt. Mit Überlegungen zu möglichen Motivationen und Optionen für die Weiterentwicklung dieses Regulierungsrahmens befasst sich Kap. 6. In Kap. 7 sind die aus der Untersuchung gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst.

## 2 Analysesystematik

Die Regulierung von Infrastrukturbetreibern kann grundsätzlich als ein langfristiger Vertrag gesehen werden, der zwischen einem regulierten Unternehmen – hier einem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – und der öffentlichen Hand – hier vertreten durch den Gesetzgeber und die Regulierungsbehörde(n) – geschlossen wird. Durch diesen Vertrag wird das Unternehmen verpflichtet, einen vereinbarten Umfang an Leistungen zu erbringen, etwa die Errichtung und den Betrieb eines Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet, das die dort vorherrschende Nachfrage nach Stromübertragung zu einem vereinbarten Grad befriedigt. Hierfür erhält das Unternehmen Vergütungen durch den Vertragspartner oder durch Dritte (hier: durch die Netznutzer), die nach vereinbarten Regeln ermittelt werden. Aufgrund der Langfristigkeit der Planungs- und Entscheidungshorizonte im Bereich des Netzinfrastrukturbetriebs ist ein solcher Regulierungsvertrag zwangsläufig unvollständig mit der Folge, dass die Regelungen zum Leistungsumfang und zur Ermittlung der Vergütung für die Leistungserbringung in der Zukunft häufig angepasst werden müssen.

Im Hinblick auf die Charakterisierung und Gestaltung von Regulierungsverträgen unterscheidet die neue Institutionenökonomik zwei wesentliche Dimensionen, und zwar

- die Abgrenzung bzw. Bündelung von Leistungsbereichen bei der Vereinbarung von Leistungsumfängen und den dafür gewährten Vergütungen, und
- die Prinzipien der Festlegung der Vergütungshöhe für die so definierten (Bündel von) Leistungsbereiche(n).

Diese nachfolgend näher erläuterten Dimensionen bilden die Grundlage der in der vorliegenden Untersuchung herangezogenen Analysesystematik.

### **Abgrenzung/Bündelung von Leistungsbereichen**

Die Tätigkeitsfelder von regulierten Unternehmen sind in der Regel vielfältig, so dass sich die Frage stellt, ob Vereinbarungen zum Leistungsumfang und zu den gewährten Vergütungen für die gesamte Tätigkeit der Unternehmen oder aber für einzelne Leistungsbereiche getroffen werden.

Die Abgrenzung von Leistungsbereichen kann sich auf unterschiedliche Dimensionen beziehen:

- Es kann beispielsweise nach den Infrastrukturobjekten differenziert werden, auf die sich die Regulierungsinstrumente beziehen. Im Bereich der ÜNB können dies die Gesamtheit der Netzbetriebsmittel oder bestimmte Netzabschnitte (z. B. Onshore- und Offshore-Netz) oder auch einzelne Betriebsmittel oder Projekte sein.
- Die Abgrenzung kann sich auf Abschnitte des Lebenszyklus von Infrastrukturobjekten wie z. B. Planung und Bau, Betrieb und Erhaltung, Erneuerung und ggf. Rückbau beziehen.

Je stärker die Vereinbarungen zu Leistungsumfängen und Vergütungen nach diesen oder anderen Dimensionen differenziert werden, desto spezifischere Regelungen können getroffen werden, desto schwieriger wird es aber auch, den Unternehmen Anreize für die leistungsbereichsübergreifende Optimierung von Entscheidungen zu vermitteln. Letzteres spricht dafür, eine möglichst weitgehende Bündelung von Leistungsbereichen anzustreben, um Optimierungspotenziale ausschöpfen zu können und die Verantwortung hierfür den Unternehmen zu überlassen. Es kann sich jedoch als notwendig erweisen, spezifische Regelungen für abgegrenzte Leistungsbereiche zu treffen, um Risiken im Interesse beider Parteien – hier der ÜNB und der Netznutzer – angemessen aufteilen und steuern zu können und ausreichend differenzierte Eingriffsmöglichkeiten für den Fall sich ändernder Randbedingungen aufrechtzuerhalten.

### **Festlegung der Vergütungshöhe**

Für die im Ergebnis der o. g. Überlegungen gebildeten (Bündel von) Leistungsbereiche(n) ist jeweils festzulegen, nach welchen Regeln die dem regulierten Unternehmen gewährten Vergütungen ermittelt werden. Hierbei sind unterschiedliche Zielsetzungen zu berücksichtigen. Diese können z. B. darin bestehen,

- attraktive Bedingungen für ein nachhaltiges Engagement und eine hinreichende Investitionsbereitschaft in die von der Regulierung betroffenen Leistungsbereiche zu schaffen, zugleich aber auch
- Anreize für volkswirtschaftlich effiziente Bau- und Betriebsentscheidungen zu vermitteln und/oder
- möglichst niedrige Preise aus Konsumentensicht zu gewährleisten, und darüber hinaus
- Chancen und Risiken infolge unsicherer zukünftiger Entwicklungen angemessen auf Unternehmen und Konsumenten zu verteilen.

Diese Zielsetzungen sind teilweise eng miteinander verknüpft (so ist z. B. eine angemessene Risikoverteilung eine wesentliche Voraussetzung für attraktive Investitionsbedingungen), teilweise aber auch gegenläufig und daher bei der Ausgestaltung der Regelungen zur Vergütungshöhe gegeneinander abzuwägen, so z. B. im Fall der Attraktivität der Investitionsbedingungen gegenüber der Preisgünstigkeit der Netzbereitstellung. Um diesen und ggf. weiteren Zielen ausgewogen entsprechen zu können, kann auf ein weites Spektrum von Gestaltungsmöglichkeiten für die Regelungen zur Ermittlung der Vergütungshöhe zurückgegriffen werden. Ein Aspekt, nach dem sich Gestaltungsoptionen charakterisieren lassen, ist das Ausmaß und die Art und Weise der Berücksichtigung der tatsächlichen Kosten der Unternehmen bei der Ermittlung von Vergütungen. Extreme Ausprägungen können z. B. darin bestehen, die tatsächlichen Kosten vollständig und ohne jegliche Anreizinstrumente „durchzureichen“ oder aber die Vergütung im Vorhinein langfristig und ohne die Möglichkeit einer späteren Anpassung endgültig festzulegen und somit jegliche Kostenrisiken auf die Unternehmen abzuwälzen. Zwischen diesen Extremformen sind vielfältige Gestaltungsoptionen denkbar, etwa

- die Begrenzung der Laufzeit von Festlegungen zur Vergütungshöhe auf bestimmte Zeiträume (Regulierungsperioden),
- die Vereinbarung von Regeln zur Aufteilung von Kostenrisiken auf Unternehmen und Konsumenten, wobei etwa auf Parameter zur Beschreibung von Umfang und/oder Qualität der Leistungserbringung (outputseitige Einflussgrößen) oder auf Parameter im Bereich der Kostenermittlung (inputseitige Einflussgrößen) abgestellt werden kann, und
- die Einführung von Möglichkeiten der Überprüfung von Art und Umfang der unternehmerischen Tätigkeit („Monitoring“) durch Regulierungsbehörden in Verbindung mit der Ermittlung der anerkennungsfähigen Kosten (regulatorische Kosten) oder der Vorgabe von Regeln für bestimmte Tätigkeiten (im Sinne der „Verfahrensregulierung“ gemäß ARegV) als Bedingung für die Anerkennung der Kosten in bestimmten Leistungsbereichen.

### **Wesentliche Aspekte für die Bewertung von Gestaltungsoptionen**

Die Eignung von Gestaltungsoptionen hinsichtlich der Abgrenzung von (Bündeln von) Leistungsbereichen und der Instrumente zur Ermittlung gewährter Vergütungen ist anhand vielfältiger Zielsetzungen und Kriterien zu untersuchen. Hierzu gehören neben den bereits erwähnten Kriterien bezüglich Anreizwirkungen, Preisniveaus und Risikoverteilungen u. a. folgende grundlegende Aspekte:

- **Kontrahierbarkeit von (Bündeln von) Leistungsbereichen**

Unter Kontrahierbarkeit wird hier die Güte der Definierbarkeit von Leistungsbereichen verstanden. Die Kontrahierbarkeit einer Leistung ist insbesondere dann wichtig, wenn ein Unternehmen (z. B. im Rahmen einer Anreizsetzung) eine genau definierte Leistung erbringen soll, die anschließend vom Regulierer überprüft werden muss.

- **Realisierbarkeit glaubwürdiger langfristiger Commitments**

Von den regulierten Unternehmen wird erwartet, dass sie langfristige Commitments zur Erbringung bestimmter Leistungen eingehen. Langfristige Commitments müssen im Gegenzug aber auch von den für die Definition und Regulierung dieser Leistungen verantwortlichen Parteien eingegangen werden, d. h. hier von Gesetzgeber und Regulierungsbehörden. So kann die Wirksamkeit von Anreizinstrumenten wesentlich davon abhängen, inwieweit glaubwürdig vermittelt wird, dass die Instrumente langfristig – ggf. über den gesamten Lebenszyklus von Betriebsmitteln – aufrechterhalten werden. Die grundsätzliche Bereitschaft von Unternehmen zur Investition in regulierte Tätigkeitsfelder hängt zudem davon ab, inwieweit Unternehmen davon ausgehen können, dass Gesetzgeber und Regulierer auf opportunistisches Verhalten verzichten und versunkene Investitionskosten langfristig angemessen berücksichtigen.

- **Bedarf nach Input- und Output-Wissen bei Unternehmen und Regulierern**

Die Eignung von Regulierungsinstrumenten ist auch danach zu beurteilen, in welchem Umfang sie die Existenz von Kenntnissen über die für die Beurteilung der von Unternehmen erbrachten Leistungen relevanten Größen und deren Messbarkeit („Output-Wissen“) oder über die Zusammenhänge zwischen Kosten und Leistungen („Input-Wissen“) bei Unternehmen und Regulierungsbehörden voraussetzen. Auf beiden Wissensfeldern, ganz besonders aber beim Input-Wissen ist grundsätzlich von einer Informationsasymmetrie zwischen Unternehmen und Behörden auszugehen, die die Wirksamkeit von Regulierungsinstrumenten maßgeblich beeinflusst und die durch Wissensaufbau bei den Behörden zwar gedämpft, aber in der Regel nicht eliminiert werden kann.

### 3 Tätigkeitsfelder der Übertragungsnetzbetreiber

Mit Blick auf die Abgrenzung bzw. Bündelung von Leistungsbereichen, auf die sich Instrumente der Erlösregulierung von ÜNB beziehen, wird im Folgenden erörtert, in welche Tätigkeitsfelder sich die Aktivitäten der deutschen ÜNB gliedern lassen und welche Schnittstellen zwischen diesen Feldern bestehen. Grundsätzlich werden dabei die drei Aufgabenbereiche

- Netzentwicklung, -bewirtschaftung, -betrieb und -bereitstellung
- Systemsteuerung, Systemdienstleistungen und Bilanzkoordination
- Umsetzung EEG/KWKG

unterschieden. Neben diesen Aufgabenbereichen fallen bei den ÜNB wie bei jedem Unternehmen Querschnittsaufgaben (Finanzen, Personal etc.) an, die im Weiteren nicht näher betrachtet werden, deren Kosten aber im Kontext der Erlösregulierung selbstverständlich ebenfalls zu berücksichtigen und hierfür je nach Gestaltung der Regulierungsinstrumente ggf. den nachfolgend erörterten Tätigkeitsfeldern zuzuschlüsseln sind.

#### 3.1 Netzentwicklung, -bewirtschaftung, -betrieb und -bereitstellung

Dieser Aufgabenbereich ist unmittelbar mit Bereitstellung und Betrieb eines Netzes verbunden und grundsätzlich durch jeden Netzbetreiber in den Grenzen seines Netzes (räumlich und nach Netzebenen) abzudecken. Die Netzentwicklung und -bewirtschaftung umfassen alle Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Errichtung und Instandhaltung der benötigten Netzbetriebsmittel. Diese Tätigkeiten lassen sich weiter untergliedern in

- die Planung von Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen, die sich typischerweise in mehreren Schritten von der langfristigen Grundsatzplanung über die mittelfristige Konkretisierung von Ausbauplänen bis hin zur Planung von einzelnen Bauprojekten abspielt,
- die Durchführung von Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen,
- die Planung und Errichtung von Netzanschlüssen für die Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen von Netznutzern,
- die Planung und Durchführung regelmäßiger oder auch zustandsabhängiger präventiver Instandhaltungsmaßnahmen,
- die bedarfsweise Störungsbehebung und die Reparatur von Betriebsmitteln sowie

- die Planung und Durchführung von Erneuerungsmaßnahmen am Ende der Lebensdauer von Betriebsmitteln oder bei anderen Anlässen wie z. B. größeren Umstrukturierungen.

Hinsichtlich der mit diesen Tätigkeiten verbundenen Kosten ist zu unterscheiden zwischen den unmittelbaren Kosten der einzelnen Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen, die in erster Linie Materialkosten und die Kosten des bauausführenden (eigenen oder fremden) Personals umfassen, und den Kosten für Planungs- und Verwaltungsprozesse beim Netzbetreiber. Die erstgenannten Kosten werden im Falle von Ausbau- oder größeren Erneuerungsmaßnahmen als Investitionen aktiviert und stellen im Kontext der Erlösregulierung Kapitalkosten dar, während die übrigen Kostenelemente als Betriebskosten behandelt werden.

Die oben genannten Tätigkeiten können – mit Ausnahme der betriebsmittelübergreifenden Planungsschritte wie z. B. der langfristigen Grundsatzplanung – einzelnen Betriebsmitteln zugeordnet werden und erschließen sich somit grundsätzlich einer nach Netzabschnitten (z. B. On-/Offshore oder Regionen) oder nach Betriebsmittelgruppen (z. B. Leitungen und Stationsanlagen) differenzierten Form der Erlösregulierung. Bei den nachfolgend erörterten Tätigkeiten in diesem und erst recht in den anderen beiden Aufgabenbereichen besteht diese Möglichkeit aufgrund des betriebsmittelübergreifenden Charakters der Tätigkeiten hingegen praktisch nicht.

Zum betriebsmittelübergreifenden Tätigkeitsspektrum gehören u. a. alle Tätigkeiten, die der Aufrechterhaltung des ungestörten und sicheren Netzbetriebs dienen. Diese Tätigkeiten werden typischerweise nach ihren Zeithorizonten in die Betriebsführung und unterschiedliche Stufen der Betriebsplanung unterteilt. Sie umfassen v. a.

- die Planung und Durchführung netzseitiger Maßnahmen wie Schaltmaßnahmen oder Änderungen der Einstellungen von Betriebsmitteln (z. B. Transformatoren),
- die Überwachung der Spannungssituation und des hiermit eng verknüpften Blindleistungshaushalts im Netz und die Veranlassung netzkundenseitiger Maßnahmen zur Beeinflussung des Blindleistungshaushalts (z. B. Spannungsregelung bzw. Blindleistungslieferung durch Erzeugungsanlagen),
- die Überwachung der Auslastung der Netzbetriebsmittel und die Planung und Ausführung bzw. Anweisung von Maßnahmen zur Vermeidung von Überlastungen (Engpassmanagement) etwa durch Eingriffe in die Erzeugungssituation mittels „Redispatch“ von konventionellen Erzeugungsanlagen oder mittels Abregelung („Einspeisemanagement“) von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien,

- die Koordination des Netzbetriebs mit den Betreibern angrenzender, d. h. im Fall der ÜNB auch ausländischer Netze, und hierbei im Speziellen die Bewirtschaftung der Kapazitäten grenzüberschreitender Übertragungsleitungen durch implizite oder explizite (d. h. mit Strombörsengeschäften gekoppelte) Auktionen, und
- die Beschaffung der zur Deckung von Netzverlusten benötigten Energiemengen auf dem Strommarkt.

Die Kosten dieser Tätigkeiten stellen vollständig Betriebskosten dar (soweit die Kosten der notwendigen Einrichtungen wie etwa der Netzleitstelle nicht diesen Tätigkeiten, sondern den Kosten der Netzbetriebsmittel zugerechnet werden). Für die Gestaltung der Erlösregulierung ist von Bedeutung, dass im Rahmen dieser Tätigkeiten teilweise erhebliche Vorleistungen von anderen Akteuren beschafft werden müssen (Energie zur Verlustdeckung, Redispatch-Leistungen etc.). Für diese Vorleistungskosten kann es sinnvoll oder sogar notwendig sein, spezielle Regelungen im Rahmen der Regulierungsinstrumente vorzusehen.

Neben den zuvor genannten technischen Tätigkeitsfeldern gehören zum Netzbetrieb auch Verwaltungstätigkeiten wie die Verwaltung von Kundendaten, die Kommunikation mit Kunden und die Ermittlung und Abrechnung von Netzentgelten. Die Kosten dieser Verwaltungsaufgaben gehen in die Betriebskosten der Netzbetreiber ein.

### **3.2 Systemsteuerung, Systemdienstleistungen und Bilanzkoordination**

Den deutschen ÜNB ist gesetzlich neben den mit dem Netzbetrieb verbundenen Aufgaben auch die Verantwortung für den sicheren Systembetrieb innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone auferlegt. Diese Verantwortung bezieht sich in erster Linie auf die Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz in der Regelzone. Sie erstreckt sich auf die Gesamtheit aller Netze in einer Regelzone – d. h. auch die dem Übertragungsnetz unterlagerten Verteilnetze – und die Gesamtheit der Einspeisungen und Entnahmen durch die Nutzer dieser Netze.

Für die Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz nutzen die ÜNB unterschiedliche Stufen der Leistungs-Frequenz-Regelung. Die hierfür benötigten Regelreserven in den Qualitäten Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve werden auf Märkten, die die ÜNB betreiben, von Netzkunden beschafft, d. h. bislang überwiegend von Erzeugungsanlagen- und Speicherbetreibern, in Zukunft ggf. zunehmend auch von flexiblen Verbrauchern.

Ein wesentlicher Teil der mit der Systemregelung verbundenen Kosten entfällt daher auf die Beschaffung von Vorleistungen von anderen Akteuren, für die es ähnlich wie bei den oben erwähnten Vorleistungskosten sachgerecht sein kann, spezielle Regelungen im Rahmen der Erlösregulierung vorzusehen. Daneben sind mit der Organisation dieser Beschaffungsprozesse (Bedarfsermittlung, Betrieb der Marktplätze, Abrechnung etc.) sowie dem betrieblichen Einsatz der beschafften Regelreserven weitere Betriebskosten für die ÜNB verbunden.

Eine weitere Aufgabe im Rahmen der Systemverantwortung der ÜNB ist die Vorsorge für den Wiederaufbau der Stromversorgung nach großen Störungen. Auch hierfür kann es erforderlich sein, Vorleistungen in Form der Bereitstellung von schwarzstartfähigen Erzeugungskapazitäten zu beschaffen. Daneben umfasst dieser Aufgabenbereich die Entwicklung und Vorhaltung von Konzepten und ggf. technischen Einrichtungen für den Versorgungswiederaufbau einschließlich Training des Personals.

Tätigkeiten der ÜNB, die die Bereitstellung von Vorleistungen durch andere Akteure im Stromversorgungssystem erfordern, wie auch diese Vorleistungen selbst werden häufig als Systemdienstleistungen bezeichnet. Hierzu wird auch die Spannungshaltung und damit verbunden die Beschaffung von Blindleistung von anderen Akteuren gezählt, die in den vorliegenden Ausführungen dem unmittelbar netzbezogenen Aufgabenbereich (Abschnitt 3.1) zugeordnet wird. Der Begriff der Systemdienstleistung umfasst somit sowohl system- als auch netzbezogene Leistungen und ist daher im Sinne der hier verwendeten Kategorisierung von Tätigkeiten nicht eindeutig einer der Kategorien zuordenbar.

### **Bilanzkoordination**

Ein weiteres Tätigkeitsfeld der ÜNB, das eng mit der Systemsteuerung verbunden ist, ist die Bilanzkoordination, d. h. die Ermittlung der viertelstündlichen Leistungsbilanzen der Bilanzkreise und die Abrechnung der von den Bilanzkreisen in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen. Die Ausgleichsenergiepreise werden dabei nach detaillierten gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben so ermittelt, dass damit bestimmte Teile der Systemregelungskosten abgedeckt werden. Die mit dieser Aufgabe verbundenen Verwaltungstätigkeiten (Bilanzkreisverwaltung, Fahrplanmanagement, Abrechnungsprozesse etc.) führen bei den ÜNB zu weiteren Betriebskosten.

### 3.3 Umsetzung EEG/KWKG

Ein vom Netz- und Systembetrieb weitgehend unabhängiger Tätigkeitsbereich der ÜNB betrifft bestimmte Aufgaben zur Umsetzung des EEG und des KWKG. Dies umfasst insbesondere

- die Abwicklung von Zahlungsflüssen im Zusammenhang mit der Auszahlung der EEG- bzw. KWKG-Förderung an die Betreiber entsprechender Erzeugungsanlagen, der bundesweiten Wälzung der hierdurch anfallenden Kosten und der Erhebung der EEG- bzw. KWKG-Umlage von den Netzkunden sowie
- überwiegend im Bereich des EEG die Aufnahme und Vermarktung der von den betreffenden Anlagen erzeugten Strommengen.

Da die durch diese Umlagen-Wälzungsmechanismen ausgelösten Zahlungsflüsse eine erhebliche Größenordnung aufweisen, die die Höhe der Netzkosten der ÜNB deutlich übersteigt, ist es im Kontext der Erlösregulierung essenziell, zwischen diesen Zahlungsflüssen und den mit den Geschäftsprozessen zur Umsetzung dieser Aufgaben verbundenen Betriebskosten der ÜNB zu unterscheiden.

## 4 Internationale Regulierungserfahrungen

Bereits im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur lag einer der Schwerpunkte auf der Auswertung internationaler Regulierungserfahrungen. Dabei wurden in [4] die Grundlagen erarbeitet und in [1] Empfehlungen für die Berücksichtigung in der deutschen Anreizregulierung gegeben – basierend auf [4] und darüber hinaus auf Basis bilateraler Gespräche zwischen der Bundesnetzagentur und den Regulierungsbehörden Österreichs, der Niederlande und Norwegens.

In beiden Dokumenten wird neben der eigentlichen Betrachtung internationaler Regulierungserfahrungen auch die Übertragbarkeit auf die Gegebenheiten in der deutschen Konstellation von Netzbetreibern und Rechtsrahmen berücksichtigt.

In der Analyse der internationalen Erfahrungen wurde eine Auswahl von sechs Ländern getroffen, die das Spektrum unterschiedlichster Regulierungsansätze von einer modifizierten Cost-plus-Regulierung über eine Erlös- bzw. Tarifobergrenzenregulierung bis hin zur Yardstick-Regulierung abgedeckt. Betrachtet wurden die Länder Norwegen, Großbritannien, die Niederlande, Österreich, Italien und die USA.

Der inhaltliche Schwerpunkt lag auf der Untersuchung der Regulierungsaspekte Erweiterungsfaktoren, Standardisierung der Kapitalverzinsung, Qualitätsberichte, WACC-Aufschläge, Efficiency-Carry-Over und Transparenz.

Trotz aller Unterschiede in den Regulierungsansätzen der betrachteten Länder lassen sich doch einige maßgebliche Tendenzen herausarbeiten. So sind zwar die übergeordneten Regulierungsziele überall vergleichbar und entsprechen in weitgehender Verkürzung dem klassischen Ziel-dreieck der Energiewirtschaft aus Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltschutz. Im Rahmen dieses Spannungsfeldes hat sich die Schwerpunktsetzung für Anreizregulierungssysteme allgemein verschoben. Lag der Fokus bei der Einführung der Systeme regelmäßig auf der Kosteneffizienz, haben die beiden anderen Zielsetzungen in den meisten Ländern an Gewicht gewonnen. Der Umweltschutz wird dabei überwiegend außerhalb der eigentlichen Netzregulierung und damit der Anreizregulierungssysteme verfolgt, indem gesetzliche Regelungen für den Klimaschutz und speziell den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erlassen und ausgebaut werden. Innerhalb der Netzregulierung findet die Versorgungssicherheit – und speziell die Verbesserung von Investitionsbedingungen für Netzbetreiber – größere Betonung.

Überwiegend erfolgte die Schwerpunktverlagerung durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Regulierungssysteme, die aber in ihren Grundstrukturen weitgehend unverändert blieben.

Mit Blick auf die Weiterentwicklung der Anreizverfahren wurden die Effizianzanreize für VNB und ÜNB mehrheitlich verstärkt, teilweise bis hin zu einer andauernden (teilweisen) Entkopplung von Kosten und Erlösen im Rahmen einer Yardstick-Regulierung in den Niederlanden (NL), Norwegen (NO) und Italien (IT; hier nur für die Betriebskosten, OPEX).

Weit überwiegend wird die Überprüfung und Bewertung der Kosteneffizienz auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX) vorgenommen, insbesondere auch im Vereinigten Königreich (UK), wo ein grundsätzlicher Übergang von OPEX- zu TOTEX-Benchmarking stattfand<sup>1</sup> und die Anreize zur Kosteneffizienz zudem durch eine Verlängerung der Regulierungsperiode von fünf auf acht Jahre gestärkt wurden.

Abgesehen von diesem Maximalwert von acht Jahren in UK beträgt die Dauer der Regulierungsperiode in allen Vergleichsländern drei bis fünf Jahre – mit der Besonderheit einer jährlichen Anpassung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode in Norwegen.

Für die Effizienzmessung kommen verschiedene Vergleichsverfahren zum Einsatz, von denen keines als überlegen gilt. Die Kombination unterschiedlicher Benchmarking-Methoden ist üblich, insbesondere mit Data Envelopment Analysis (DEA) einerseits und regressionsanalytischen Methoden andererseits; die konkrete Verwendung der letzteren ist von der Anzahl der Vergleichsunternehmen abhängig und spielt daher für die ÜNB-Regulierung eine untergeordnete Rolle.

Besondere Beachtung erfährt die Behandlung von Investitionen in [4] und [1]. Neben einer Fortschreibung historischer Kosten im traditionellen RPI-X-Ansatz, der darauf basiert, dass sich das Gesamtsystem in einem weitgehend stabilen und eingeschwungenen Zustand befindet, werden Ansätze für zwei Herausforderungen betrachtet:

---

<sup>1</sup> Der Wechsel auf ein TOTEX-Benchmarking wird wie das bisherige OPEX-Benchmarking in der praktischen Umsetzung durch eine Reihe detaillierter Betrachtungen einzelner Kostenpositionen begleitet/ergänzt. Anwendung finden z.B. Preisindexierungen, Anpassungen an Mengeneffekte, Durchreichung einzelner Kostenpositionen. Diese haben ganz erheblichen Einfluss auf die Gesamterlöse.

1. Deutliche Veränderungen der Versorgungsaufgabe (quantitativ oder qualitativ), die Umstrukturierungs- und/oder Erweiterungsinvestitionen erforderlich machen
2. Ausgeprägte Investitionswellen in der Vergangenheit, die Ersatzinvestitionen deutlich über oder unter den aktuellen Abschreibungen erforderlich machen

Zum ersten Punkt erfolgt nach [4] in allen betrachteten Ländern eine zeitnahe Vergütung mittels Plankosten oder Ist-Kosten. Im Einzelnen: „Plankostenansätze sehen dabei eine ex-ante Effizienzprüfung (Großbritannien, Italien, USA), Ist-Kostenansätze eine ex-post Kontrolle vor (Österreich, Niederlande). In den Niederlanden wird zwischen regulären und nicht-regulären Erweiterungsinvestitionen unterschieden. Reguläre Erweiterungsinvestitionen werden in Höhe der durchschnittlichen Erweiterungsinvestitionen der letzten Regulierungsperiode pauschal in der Erlösobergrenze berücksichtigt, während nicht-reguläre Erweiterungsinvestitionen von der Genehmigung durch das Wirtschaftsministerium abhängen.“

Für Punkt 2 gibt es deutliche Unterschiede in der Art der Vergütung: „Explizit werden Ersatzinvestitionen auch bei sich stark verändernden Investitionsvolumen ... in Großbritannien, Österreich und Norwegen anerkannt. In Großbritannien werden dazu detaillierte Plankosten ... von der Regulierungsbehörde auf Effizienz überprüft und genehmigt. Entsprechend komplex und umfangreich sind die dazu notwendigen ex-ante Effizienzprüfungen. In Norwegen und Österreich werden dagegen Ist-Kosten vergütet. Die Vergütung von Ist-Kosten kann allerdings auch die Anreize zur Verlängerung der Nutzungsdauer von Bestandsanlagen schwächen.“

Zusammenfassend sind also die Vergütungsgrundlagen (Plankosten vs. Ist-Kosten), der Zeitpunkt der Kostenprüfung (ex ante vs. ex post) in Zusammenhang mit der Dauer der Regulierungsperiode zu unterscheiden und die Vor- und Nachteile aus unterschiedlichen Kombinationen abzuwägen.

Als mögliche Kombinationen sind die Berücksichtigung von Plankosten bei langen Regulierungsperioden (wie im Beispiel UK) und die Kombination von Yardstick-Regulierung mit kurzfristiger Anpassung der Erlösobergrenze (wie im Beispiel NO) hervorzuheben. In der ersten Kombination ergeben sich die Effizianzanreize aus der Dauer der Regulierungsperiode, in der zweiten Kombination durch den Bezug der Erlöse auf die Entwicklung des Branchendurchschnitts, durch den ein überdurchschnittlich effizienter Netzbetreiber von seinen Effizienzsteigerungen so lange profitieren kann, bis die Branche seinen Effizienzvorteil eingeholt hat. Investitionswellen, die die Branche insgesamt betreffen, werden durch die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze abgebildet.

Eine Genehmigung und/oder Prüfung von einzelnen Investitionsprojekten erfolgt in der Regel nicht bzw. nur dann, wenn diese ganz besondere Gründe und Ausmaße aufweisen.

Insgesamt wird in [4] und [1] der Fokus weniger auf die Regulierung der Transportnetzbetreiber gelegt. Die maßgeblichen Inhalte und Empfehlungen richten sich stark auf die Regulierung der Verteilnetzbetreiber.

Dies gilt im Besonderen für die Sicherstellung der Versorgungsqualität, für die in den betrachteten Ländern in der Regel monetäre Anreizinstrumente verwendet werden. Diese sollen dem Anreiz zur Effizienzsteigerung zu Lasten der Versorgungsqualität entgegenwirken. Die verwendeten Kennzahlen zur Bestimmung über- oder unterdurchschnittlicher Qualität und entsprechende Auf- oder Abschläge der zulässigen Erlöse bilden generell Versorgungsunterbrechungen von Endkunden ab. Diese sind für die Qualitätsbewertung von Verteilnetzen geeignet, aber für eine Anwendung auf Übertragungsebene nicht sinnvoll.

Gleiches gilt auch für das untersuchte nicht-monetäre Regulierungsinstrument, Netzbetreiber zur Erstellung von Qualitätsberichten zu verpflichten. Eine Ausnahme hiervon sind Qualitätsberichte, die im Rahmen umfassender Geschäfts- oder Businesspläne (wie im Beispiel UK) erstellt werden; dort werden Maßnahmen beschrieben, die zur Sicherstellung oder Erreichung vorgegebener Qualitätskenngrößen geeignet erscheinen und deren Kosten in die Festlegung der prognostizierten Erlösobergrenze einfließen. Die Beurteilung derartiger Businesspläne erfordert dann eine tief greifende regulatorische Beurteilung für jeden (Stromübertragungs)Netzbetreiber.

Mit Blick auf diese – also die Stromübertragungsnetzbetreiber – sind also einige Aspekte abzugrenzen und zu vertiefen, die mit Blick auf eine mögliche Übertragung internationaler Regulierungserfahrungen auf Deutschland in [4] und [1] zutreffend zusammengestellt wurden, aber vorrangig für Verteilnetzbetreiber gelten:

*„In Großbritannien werden ... detaillierte Plankosten über eine Dauer von acht Jahren durch die Unternehmen erstellt und von der Regulierungsbehörde auf Effizienz überprüft und genehmigt. Entsprechend komplex und umfangreich sind die dazu notwendigen ex-ante Effizienzprüfungen.“ [4, S. IV]*

*„Eine output- und innovationsorientierte Regulierung nach dem Vorbild des RIIO-Ansatzes kann sicherlich Chancen für die Zunahme der dynamischen Effizienz, insbesondere vor dem*

*Hintergrund der veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen (Energiewende), aufweisen. Ein zentraler Aspekt ist dabei die Verlängerung der Regulierungsperiode auf acht Jahre. Diese ist aber nur im Zusammenhang mit einer Anerkennung von Erlösen auf Basis von Plankosten sinnvoll, welche eine intensive Prüfung durch die Regulierungsbehörde erfordert. Zudem sind Unsicherheitsmechanismen notwendig, deren Anwendung zumindest teilweise ebenfalls eine Prüfung durch die Regulierungsbehörde voraussetzt. Auch die Festlegung der Outputziele erzeugt auf Seiten der Unternehmen und der Regulierungsbehörde hohen Aufwand. Im Ergebnis kann der RIIO-Ansatz daher als sehr verwaltungsaufwendig bezeichnet werden. Insbesondere aufgrund der Vielzahl der regulierten Unternehmen in Deutschland wäre der regulatorische Aufwand einer Einführung von RIIO in Deutschland daher unverhältnismäßig hoch.“*

*„Vor allem die Bestimmung der Kosten sowie der Erlösobergrenze für die gesamte Regulierungsperiode auf Basis von Plankosten erfordert eine vertiefte regulatorische Prüfung, die für die Vielzahl der Unternehmen in Deutschland so nicht geleistet werden kann.“*

[1, S. 403]

Ähnlich liegen die Verhältnisse in NL (mit der Behandlung von wesentlichen, „nicht-regulären“ Erweiterungsinvestitionen, die der Zustimmung des Wirtschaftsministeriums bedürfen) und in den USA, wo traditionell die beantragten Investitionskosten in großer Ausführlichkeit, Intensität und öffentlicher Transparenz geprüft werden, bevor sie als Grundlage für künftige Tarife genehmigt werden.

Festzuhalten ist hieraus, dass die Verwendung von Plankosten für besondere Investitionsprojekte in Kombination mit einer ausführlichen, verwaltungsintensiven ex-ante Prüfung der Kostenansätze steht, die nicht für eine hohe Anzahl von Netzbetreibern durchgeführt werden kann. Für die begrenzte Anzahl der vier deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber gilt dieses Ausschlusskriterium jedoch nicht, zumal sich die Bundesnetzagentur seit einigen Jahren aufgrund der NABEG-Gesetzgebung ohnehin intensiv mit den Netzausbauplänen und den einzelnen Ausbauprojekten der Übertragungsnetzbetreiber zu befassen hat.

Bezüglich des konkreten Umgangs mit „nicht-regulären“ Erweiterungsinvestitionen in NL liegen keine eingehenderen Informationen vor; die Handhabung in den USA ist stark einzelfallabhängig und unterscheidet sich darüber hinaus noch nach den Jurisdiktionen der einzelnen US-Bundesstaaten. Demgegenüber liegen für die Regulierungsmechanismen nach RIIO in UK aus-

fürliche Dokumentationen vor. Daher eignet sich die nähere Betrachtung dieses Regulierungsansatzes am besten für eine genauere Überprüfung der Anwendbarkeit auf die deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber.

## 5 Heutiger Regulierungsrahmen in Deutschland

### 5.1 Abgrenzung von Leistungsbereichen

Die Regelungen der ARegV sehen im Grundsatz eine auf die Gesamtkosten (TOTEX) der Netzbetreiber bezogene Anreizregulierung vor. Bestimmte Leistungsbereiche bleiben hiervon jedoch ausgenommen. Bei den ÜNB sind dies vor allem folgende Tätigkeiten und Zahlungsflüsse:

- Die mit der Umsetzung der bundesweiten Wälzung von Kosten durch Vergütungen an Erzeugungsanlagenbetreiber nach EEG und KWKG verbundenen Zahlungsflüsse (siehe Abschnitt 3.3) werden nicht den bei der Anreizregulierung berücksichtigten TOTEX zugerechnet. Diese Zahlungsflüsse werden so ermittelt, dass daraus im Saldo – außer vorübergehend durch zeitlichen Versatz – keine Kosten oder Erlöse für die ÜNB hervorgehen.
- Im Aufgabenbereich der Systemsteuerung (Abschnitt 3.2) werden die mit Vorhaltung und Abruf von Regelreserven (Primärregelung, Sekundärregelung, Minutenreserve) und eventuellen Zusatzmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz (z. B. Börsengeschäften) verbundenen Kosten und die mit der Ausgleichsenergiebereitstellung erzielten Erlöse gesondert behandelt: Die Abrufkosten werden vollständig bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise berücksichtigt, und die Vorhaltungskosten gehen als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“, die nicht der Anreizregulierung unterliegen, vollständig in die Erlösobergrenzen der ÜNB ein. Umgesetzt wird Letzteres über das Instrument der Verfahrensregulierung gemäß § 11 Abs. 2 ARegV, das eine Behandlung von Kosten- und Erlösanteilen als nicht beeinflussbar für den Fall vorsieht, dass die zugrundeliegenden Prozesse durch regulatorische Vorgaben oder Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber umfassend geregelt sind. Bei der Beschaffung von Regelleistung und -energie betreffen diese Vorgaben u. a. die Ausgestaltung der von den ÜNB zu betreibenden Regelleistungsmärkte.

In diesen beiden Tätigkeitsfeldern fällt neben den wälzungsbedingten Zahlungsflüssen bzw. den Vorleistungskosten der Systemregelung auch Personal- und Sachaufwand zur Umsetzung der erforderlichen Prozesse an. Die hiermit verbundenen Kosten gehen in die anreizregulierungsrelevanten TOTEX der ÜNB ein. Dies gilt auch für sonstige Vorleistungskosten etwa im Zusammenhang mit der Vergütung von Blindleistungslieferungen oder der Vorhaltung von

schwarzstartfähigen Erzeugungskapazitäten. Die Systemregelung ist somit die einzige Systemdienstleistung, deren Kosten zurzeit außerhalb der anreizregulierten TOTEX behandelt werden.

Neben den oben genannten Tätigkeitsfeldern, die mit Zahlungsflüssen von erheblicher Größenordnung verbunden sind, führt § 11 Abs. 2 ARegV eine Reihe weiterer Kosten- und Erlöselemente auf, die als dauerhaft nicht beeinflussbar zu behandeln sind und somit nicht in die Kostenbasis für die Anreizregulierung eingehen. Hierbei geht es jedoch weniger um die Abgrenzung von Tätigkeitsbereichen als um die Behandlung von Kosten und Zahlungen, die dem Wesen nach (z. B. Steuern) oder aufgrund spezieller gesetzlicher Vorschriften als unbeeinflussbar gelten. Außerdem werden bestimmte Regulierungsinstrumente zur Steuerung der Risikoallokation wie etwa die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV (siehe Abschnitt 5.3) durch die Klassifizierung bestimmter Kostenanteile als dauerhaft nicht beeinflussbar umgesetzt.

Entscheidend für die vorliegenden Ausführungen ist aber, dass hinsichtlich der in Kapitel 3 beschriebenen Kerntätigkeiten der ÜNB keine weitere Abgrenzung von Tätigkeitsfeldern für die Erlösregulierung erfolgt. Insbesondere die im engeren Sinne netzbezogenen Tätigkeiten gemäß Abschnitt 3.1 werden hierbei regulatorisch als ein Bündel behandelt. Dabei werden allerdings, wie in Abschnitt 5.3 erörtert wird, nicht alle Kostenanteile auf gleiche Weise behandelt.

## 5.2 TOTEX-Anreizregulierung

Das Grundprinzip der in Deutschland praktizierten Anreizregulierung besteht darin, dass den Netzbetreibern für mehrjährige – bei den Stromnetzbetreibern bisher 5-jährige – Regulierungsperioden im Vorhinein Erlösobergrenzen vorgegeben werden, bei deren Bemessung einerseits die tatsächlichen individuellen Kosten (TOTEX) in einem „Basisjahr“ vor Beginn der Periode, andererseits aber auch eventuelle individuelle Effizienzvorgaben (Erlösabschläge) auf Grundlage einer netzbetreiberübergreifenden Effizienzbewertung berücksichtigt werden. Der hiermit jeweils innerhalb einer Regulierungsperiode verankerte Budgetansatz vermittelt den Netzbetreibern einen Anreiz, die Kosten abzusenken und so einen zusätzlichen Ertrag zu erwirtschaften. Die Vorgaben zur periodischen Neufestlegung der Erlösobergrenzen unter Berücksichtigung der tatsächlichen Kosten und der Ergebnisse des Effizienzvergleichs zielen darauf ab, Änderungen des Kostenniveaus und erwartete Effizienzsteigerungen mittelfristig an die Netznutzer weiterzureichen.

Mit der Bezugnahme der Anreizregulierung auf die TOTEX ist die Zielsetzung verbunden, den Netzbetreibern Anreize zur Minimierung der gesamten Netzkosten zu geben, also z. B. Lösungen mit optimaler Kostenstruktur (Kapital- vs. Betriebskosten) zu wählen und bei der Kostenbewertung im Rahmen von Planungsentscheidungen eine langfristige Perspektive einzunehmen. Inwieweit das Regulierungsregime diesem Anspruch entsprechen kann, wird allerdings vielfach in Frage gestellt, da die konkrete Ausgestaltung die gewünschten Anreizwirkungen durch andere Anreize überlagert, die tendenziell zu einer Bevorzugung kostenintensiverer Lösungen führen können. Dies betrifft z. B. folgende Kritikpunkte:

- Die periodische Berücksichtigung der tatsächlichen individuellen Kosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen für die folgende Regulierungsperiode schwächt den Anreiz zur Kostenminimierung, da diese dann nur innerhalb einer laufenden Periode zusätzliche Erträge verspricht.
- Daneben bewirkt der periodische Bezug auf die tatsächlichen Kosten in Verbindung mit der Gewährung einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung einen Anreiz zur Bevorzugung kapitalintensiver Lösungen. Diese Problematik wird zurzeit besonders intensiv diskutiert, da vermutet wird, dass Netzbetreiber durch stärkeren Einsatz innovativer betriebskostenintensiver Lösungen die Netze kosteneffizienter bereitstellen und betreiben könnten.
- Die Wirksamkeit des Effizienzvergleichs, der diesen unerwünschten Anreizen entgegenwirken könnte (bis hin zu einer vorstellbaren extremen Ausgestaltung, bei der die Erlösobergrenzen nur noch aus dem Effizienzvergleich und nicht mehr aus den individuellen Kosten der Netzbetreiber hergeleitet werden), ist insbesondere im ÜNB-Sektor relativ begrenzt. Da die Zahl der deutschen ÜNB für einen robusten Effizienzvergleich auf Basis üblicher Benchmarking-Verfahren zu klein ist, sieht die ARegV internationale ÜNB-Effizienzvergleiche vor. Ein internationaler Effizienzvergleich ist aber aufgrund vieler Einschränkungen der Vergleichbarkeit besonders schwierig, erst recht im ÜNB-Sektor, und kann daher Ineffizienzen vermutlich nur teilweise aufdecken.

Darüber hinaus werden die mit der Reinform einer TOTEX-Anreizregulierung beabsichtigten Anreizwirkungen durch die im folgenden Abschnitt behandelten Instrumente, die zur gezielten Steuerung der Risikoallokation eingeführt wurden, teilweise weiter geschwächt.

### 5.3 Instrumente zur Steuerung der Risikoallokation

Wie oben dargestellt, beschränkt sich der im Anreizregulierungssystem verankerte Budgetansatz jeweils auf die Dauer einer Regulierungsperiode, so dass mit Beginn einer neuen Periode jeweils die Möglichkeit besteht, die eingetretene Entwicklung der Netzkosten (individuell wie auch – über den Effizienzvergleich – sektorweit) bei der Festsetzung der Erlösobergrenzen zu berücksichtigen. Hierdurch werden die Netzbetreiber von Risiken der mittel- bis langfristigen Kostenentwicklung entlastet, wofür im Gegenzug in Kauf genommen wird, dass die Anreize für einen langfristig kostenoptimalen Netzbetrieb geschwächt werden (siehe oben).

Risiken der kurzfristigen Kostenentwicklung innerhalb jeweils einer Regulierungsperiode werden bei diesem Ansatz jedoch von den Netzbetreibern getragen. Bereits im Zuge der Konzeption des Anreizregulierungssystems, aber auch in der späteren Praxis wurde erkannt, dass diese einseitige Form der Risikoallokation innerhalb der Regulierungsperioden nicht uneingeschränkt akzeptabel ist, da Netzbetreiber hierdurch teilweise erheblichen Risiken durch Änderungen exogener, d. h. von ihnen nicht oder kaum beeinflussbarer Faktoren ausgesetzt würden. Um dem zu begegnen, wurden verschiedene Instrumente eingeführt, die eine Anpassung der Erlösobergrenzen innerhalb von Regulierungsperioden in Abhängigkeit von bestimmten Einflussfaktoren ermöglichen.

Im Bereich der Verteilnetzbetreiber gehören zu diesen Instrumenten etwa

- der Erweiterungsfaktor, der eine Erhöhung der Erlösobergrenze in Relation zu bestimmten Änderungen der Versorgungsaufgabe eines Netzbetreibers vorsieht (z. B. der Höchstlast und des Umfangs dezentraler Einspeisungen) und
- die Berücksichtigung der Kosten von Energie zur Deckung der Netzverluste als „volatile Kosten“ in der Weise, dass der auf diesen Kosten beruhende Anteil der Erlösobergrenze jährlich in Relation zu einem aus Börsenpreisen abgeleiteten Preisindex angepasst wird.

Das relevanteste Instrument dieser Art für die ÜNB stellen die Regelungen zu Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV dar. Dieses Instrument dient wie der Erweiterungsfaktor dazu, die Kosten von Netzausbaumaßnahmen, die durch Änderungen der Versorgungsaufgabe (d. h. hier der Nachfrage nach Übertragungskapazität) erforderlich werden, in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen. Anders als beim stärker pauschalen Erweiterungsfaktor wird hier jedoch auf die tatsächlichen, vom ÜNB in einem Antrag darzulegenden Kosten abgestellt, und zwar auf

Plankostenbasis in Verbindung mit einem späteren Plan-Ist-Abgleich. Die auf Basis dieser Anträge bewilligten Anpassungen der Erlösobergrenzen werden ohne Zeitverzug ab dem Jahr gewährt, in dem die Investitionen teilweise oder vollständig kostenwirksam werden. Umgesetzt wird dies, indem die Kosten der Investitionsmaßnahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden, vgl. [5].

Mit diesem Instrument wird erreicht, dass die Kosten dieser Maßnahmen für die Dauer der Bewilligung praktisch unbeschränkt in die Erlösobergrenzen „durchgereicht“ werden, entsprechend dem Ansatz der Cost-plus-Regulierung. Erst mit Ablauf des Bewilligungszeitraums – d. h. bei bisheriger Regulierungspraxis der Regulierungsperiode, in deren Basisjahr die Maßnahme erstmals vollständig umgesetzt und kostenwirksam ist – werden die Kosten in die der Anreizregulierung und somit der Effizienzbewertung unterworfenen TOTEX aufgenommen.

Dieses Instrument wird durch die ÜNB in großem Umfang in Anspruch genommen, vgl. [1] und [6]. Es ist grundsätzlich auf Erweiterungsinvestitionen (in Abgrenzung zu Erneuerungsmaßnahmen) beschränkt, aber in der Praxis ist die Abgrenzung zwischen den auf Erweiterung und Erneuerung entfallenden Anteilen von Maßnahmen schwierig, und zurzeit ist ohnehin ein großer Teil der Investitionsmaßnahmen der ÜNB auf Erweiterungen im Zusammenhang mit der Transformation des Stromerzeugungssystems zurückzuführen. Somit führt die Anwendung dieses Instruments zu einer weiteren Schwächung der mit der Anreizregulierung beabsichtigten Anreize für einen langfristig kostenoptimalen Netzbetrieb und zur Stärkung des Anreizes zur Bevorzugung kapitalintensiver Lösungen.

## 6 Weiterentwicklungsoptionen

Wie aus den Überlegungen zur Analysesystematik in Kapitel 2 hervorgeht, bestehen aufgrund der Charakteristika langfristiger Verträge die grundsätzlichen Herausforderungen für die Regulierung von Stromübertragungsnetzbetreibern, die *Kontrahierbarkeit* spezifischer Leistungen sicherzustellen, das *Commitment* der Unternehmen, Regulierungsbehörden und weiterer Akteure zu gewährleisten, und das input- bzw. outputseitige *Wissen* in ausreichendem Maße bereitzustellen. Im Kontext hiermit ist dann einerseits die Zusammenfassung oder Abgrenzung von physischen oder zeitlichen Leistungsbereichen und andererseits die geeignete Form der Vergütungsgrenzenfestsetzung zu prüfen, um die Zielsetzungen ausreichende *Investitionen*, volkswirtschaftliche *Effizienz*, *günstige Preise* für die Konsumenten und eine ausgewogene *Risikoallokation* zu erreichen. Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, sind diese Zielsetzungen teilweise eng miteinander verknüpft, teilweise aber auch gegenläufig, und daher bei der Ausgestaltung der Regelungen zur Vergütungshöhe gegeneinander abzuwägen.

Die Energiewende sorgt für eine grundlegende Veränderung der Stromerzeugung in Deutschland – nach Technologien, regionaler Verteilung und Steuerbarkeit – und löst damit einen sehr weitreichenden Veränderungsprozess der deutschen Stromübertragungsnetze aus. Dieser Prozess verschärft die Anforderungen an das Regulierungssystem erheblich: Die als ausreichend erachteten *Investitionen* liegen *weit höher* als in einem stabilen System, die hohen Investitionen *erhöhen die Wichtigkeit der volkswirtschaftlichen Effizienz* ihrer Durchführung, weil ansonsten *günstige Preise für die Konsumenten gefährdet* werden. Damit *steigt auch die Bedeutung der Risikoallokation*; die finanziellen Risiken werden durch Risiken aus nicht vorhandener Akzeptanz und/oder zeitliche Verzögerungen verschärft.

Um diese *Umsetzungsrisiken* zu begrenzen, wurden zahlreiche gesetzliche Regelungen geschaffen, die eine Beschleunigung des Netzausbaus befördern sollen. Dies hat dazu geführt, dass mit den Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und ergänzenden spezifischen Gesetzen – insbesondere dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) – eine hohe Regelungsdichte für die Netzentwicklung und intensive regulatorische Befassung mit den Investitionsprojekten der ÜNB in Deutschland existiert.

Hierdurch werden einerseits die Entscheidungsmöglichkeiten der Unternehmen ganz offensichtlich deutlich eingeschränkt; andererseits verbleiben noch maßgebliche Entscheidungsfreiheiten bei den Unternehmen für die konkrete Planung und Durchführung von Investitionsprojekten, die die Höhe der Gesamtkosten entscheidend beeinflussen können.

Die Bundesnetzagentur hält hierzu in [1] fest:

*„Die zeitlich nachgelagerte Einführung eines Netzentwicklungsplans für die deutschen Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber erschwert zudem den Umgang mit den daraus resultierenden Kosten in einem zukünftigen Benchmarking. Durch die jeweiligen NEPs wird die Notwendigkeit zur Durchführung konkreter Bauvorhaben bestätigt und der Netzbetreiber verpflichtet, diese Maßnahmen zu realisieren. Das daraus entstehende Netz kann daher nicht einer nachträglichen Effizienzprüfung unterzogen werden, ohne in Widerspruch zu der gesetzlichen Realisierungspflicht zu geraten. Eine effiziente Umsetzung der in den NEPs vorgesehenen Maßnahmen ist damit jedoch noch nicht gewährleistet. Auf diesen Umstand müssen die Effizienzvergleiche angepasst werden. Ein Herausrechnen jeglicher durch Investitionsmaßnahmen induzierter Kosten kann jedoch aus den oben genannten Gründen keine sinnvolle Konsequenz sein, da sich dann mittel- bis langfristig die monetäre Basis des Effizienzvergleichs so stark verringert, dass als Konsequenz lediglich eine Effizienzprüfung der operativen Kosten übrig bliebe, die wiederum anderen, übergeordneten Bedenken begegnet.“*

Es ist also fraglich, ob derzeit für eine effiziente Planung und Durchführung der umfangreichen Investitionsprojekte ausreichende Anreize bestehen. Weil diese in hohem Umfang und auf lange Zeit die Kapitalkosten der deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber bestimmen werden, sind sie von zentraler Bedeutung für mögliche Weiterentwicklungsoptionen.

Demgegenüber ergibt sich für die anderen in Kapitel 3 behandelten Tätigkeitsfelder der deutschen Übertragungsnetzbetreiber – Netzbewirtschaftung, -betrieb und -bereitstellung, Systemsteuerung, Systemdienstleistungen und Bilanzkoordination sowie Umsetzung EEG/KWKG – keine entscheidende Erhöhung der Anforderungen an das Regulierungssystem durch die aktuellen Anforderungen aus Energiewende und Veränderung der Netzinfrastruktur.

Aus den internationalen Erfahrungen (Kapitel 4) ist insbesondere die Entwicklung von RIIO in UK zu berücksichtigen, das gerade für vergleichbare Anforderungen gestaltet wurde; ferner die „nicht-regulären“ Erweiterungsinvestitionen in NL. Innerhalb des deutschen Regulierungsrahmens (Kapitel 5) sind vor allem die Investitionsmaßnahmen zu berücksichtigen, die allerdings,

wie bereits erläutert, gerade keine Effizianzanreize für die Durchführung der Investitionsprojekte entfalten.

Daher ist dies der zentrale Ansatzpunkt für eine optionale Weiterentwicklung: Ausgestaltung des Instruments der Investitionsmaßnahmen in einer Weise, die Anreize für eine effiziente Planung und Durchführung der Investitionsprojekte schafft.

Hinsichtlich der Voraussetzungen für eine solche Weiterentwicklung der Regulierung der ÜNB in Deutschland ist dabei auf folgende Besonderheiten (erneut) hinzuweisen:

- Für die Unterscheidung zwischen ÜNB und VNB: *Geringere Unternehmenszahl* (vier ÜNB); ein intensiver Informationsaustausch und enge Koordination von Entscheidungen zwischen den Unternehmen und mit den Aufsichtsbehörden sind möglich und bereits geübte Praxis.
- Die von den ÜNB zu verantwortende *Systemstabilität* hat höchste Bedeutung und öffentliche sowie politische Aufmerksamkeit.
- Gerade in Zeiten *intensiver Investitionstätigkeit* ist die Bedeutung der Kosteneffizienz besonders hoch; dies spiegelt sich in der aktuellen Diskussion, im Regulierungsrahmen und in der Regulierungspraxis unzureichend wider.
- Für die *Netzentwicklungsplanung* gelten umfangreiche gesetzlich und regulatorisch eingebettete Planungsvorgaben (s. oben) und Abstimmungsprozesse (Netzentwicklungspläne). In dieser Netzentwicklungsplanung liegt in weiten Bereichen die Federführung bei der Bundesnetzagentur.
- Im Prozess der Netzentwicklungsplanung werden viele Entscheidungen für die ÜNB detailliert vorgeprägt. Die Netzentwicklungsplanung ist faktisch eng mit der Kostenregulierung verschränkt:
  - Die – wenn auch nur kursorische – Prüfung der Investitionssummen bei der Überprüfung der Investitionsprojekte *dem Grunde nach* erschwert eine genaue Überprüfung der hieraus resultierenden Kapitalkosten *der Höhe nach* im Nachgang zur Durchführung des Investitionsprojektes.
  - Ohne eindeutige und transparente Regelungen besteht die Gefahr, dass entweder ein Vertrauensschutz für die Anerkennung der Investitionen in voller Höhe entsteht oder erwartet wird – mit der möglichen Folge aufwendiger Rechtsstreitigkeiten bei Kostenkürzungen

oder als zu niedrig empfundenen Ergebnissen in der Effizienzbewertung – oder Misstrauen hinsichtlich der nachträglichen Kostenprüfung besteht – mit der Folge hoher Risikozuschläge auf die Finanzierungszinsen.

- Die Kombination aller Nachteile – eingeschränkte Überprüfbarkeit, Risiko von Rechtsstreitigkeiten und hohe Finanzierungskosten – ist dabei nicht auszuschließen.
- Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile dominieren bereits heute die Kostensituation der ÜNB; eine weitere Zunahme würde zu einem überwiegenden Cost-plus-Regime ohne wirksame Effizienzanreize führen.

Vor diesem Hintergrund könnte eine Verbesserung dadurch erreicht werden, dass für die Netzentwicklungsinvestitionen bereits im Vorfeld der Projektdurchführung wesentliche Kernelemente der abschließenden Bewertung und Bestimmung der anerkennungsfähigen Kosten (regulatorischen Kosten) vereinbart würden:

- A. Zielgrößen für die Plan- und Ist-Kosten einer Investitionsmaßnahme und
- B. Regelungen für den Umgang mit Abweichungen von diesen Zielgrößen.

Für beide Kernelemente bestehen verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten und Detaillierungsoptionen. Diese beginnen für Punkt A bereits bei der *Abgrenzung der Investitionsmaßnahme* selbst, also der Frage, wie kleinteilig eine *Investitionsmaßnahme definiert* und beantragt werden kann, oder ob sich in ihr ein gewisser Mindestumfang von Investitionsvolumen bündeln muss. Hiermit ist das geeignete *Abstraktions- bzw. Präzisionsniveau* verbunden, mit dem eine Investitionsmaßnahme definiert wird, etwa als möglichst exogene bzw. output-orientierte Leistungsbeschreibung (Übertragungskapazität in Höhe von X zwischen den Punkten A und B), als grobes Mengengerüst der zu errichtenden Anlagen oder aber als hochdetaillierte Projektbeschreibung unter Einschluss von Ausschreibungsunterlagen für die Vergabe von Ausführungsaufträgen. Hierzu liegen zwar aus der praktischen Anwendung bereits umfangreiche Erfahrungen vor; diese haben sich aber, wie in Kapitel 5 beschrieben, mehr aus einer regulatorisch-pragmatischen Entwicklung als durch eine institutionenökonomisch systematische Klärung dieser grundlegenden Frage ergeben.

Im Kontext mit der *Projektdefinition* ergeben sich unterschiedlich detaillierte Möglichkeiten einer *Abschätzung oder Ermittlung von Zielkosten*. Diese können aus pauschalen Werten für vergangene Investitionsprojekte abgeleitet, aus einem Katalog typischer Anlagen und Betriebsmittel gewonnen oder durch detaillierte Engineering-Studien ermittelt werden.

Werden die Zielkosten (Punkt A) durch die Regulierungsbehörde oder in ihrem Auftrag ermittelt, besteht die Möglichkeit, die Zielkosten mit Plankosten aus Sicht der ÜNB zu vergleichen. Für den Umgang mit Abweichungen (Punkt B) können dann Mechanismen gestaltet werden, die höhere/niedrigere Plankosten mit niedrigeren/höheren Renditen für den ÜNB verbinden, um eine *möglichst effiziente Planung* anzureizen. Werden die Zielkosten zwischen Regulierungsbehörde und ÜNB abgestimmt und gemeinsam festgelegt, dann entfällt dieser Vergleich. In beiden Fällen ist in Punkt B der Vergleich der Kosten der *tatsächlichen Projektdurchführung* mit den vorab ermittelten/festgelegten Ziel-/Plankosten ein wichtiger Schritt. Mit den dabei ermittelten Differenzen kann dann unterschiedlich umgegangen werden. Die denkbaren Möglichkeiten reichen von einem vollständigen Ersatz der Ziel-/Plankosten durch die Ist-Kosten als regulierte Kosten bis zu einer Verwendung der Ziel-/Plankosten als regulierte Kosten; Letzteres entspricht einer verbindlichen Budgetierung. Zwischen den beiden Extremen liegt ein Kontinuum von Aufteilungsmöglichkeiten, über die gesteuert werden kann, zu welchen Teilen sich die Abweichungen der Ist-Kosten von den Ziel-/Plankosten bei den Netzkunden und bei den ÜNB auswirken – und bei Letzteren auch Anreize zu *effizienter Projektdurchführung* gesetzt werden.

Eine weitere Dimension ist die zeitliche Wirksamkeit der Investitionsmaßnahme bzw. der hierauf basierenden Anhebung der Erlösobergrenze. Konkret könnten die oben als Punkte A und B beschriebenen Schritte für eine Planbarkeit oder zumindest einen transparenten Nachvollzug und die Dämpfung von Risiken sorgen, die heute jedenfalls potenziell mit dem Übergang aus der Investitionsmaßnahme in das reguläre Anlagenvermögen einhergehen. Die heute praktizierte Abfolge der Schritte

1. Anhebung der Erlösobergrenze auf Basis von Plankosten des Unternehmens,
2. Plan-Ist-Vergleich mit Anpassung an die Ist-Kosten,
3. Übergang ins Anlagevermögen mit regulatorischer Kostenprüfung vor dem Effizienzvergleich und
4. Anpassung der Erlösbeiträge nach Maßgabe des Effizienzwertes des Unternehmens

ist jedenfalls komplex und aufwendig für den theoretischen Nachvollzug und die praktische Abschätzung von Risiken durch (potenzielle) Investoren. Es besteht die Gefahr, dass hieraus resultierende Risiken überbewertet werden und zu unnötig hohen Kapitalkosten führen. Dem-

gegenüber würde ein vorab klar definiertes (oder auch – im Sinne flexibel vereinbarter Regulierungsmenüs – unternehmensindividuell vereinbartes) Prozedere mit Ermittlung von Zielgrößen und Regelungen für Abweichungen der Ist-Kosten von Ziel-/Plankosten die Risiken transparent und damit kalkulierbar machen.

Die Grundcharakteristik der Regulierung als langfristiger Vertrag bleibt dabei unverändert bestehen; hinsichtlich der wesentlichen Herausforderungen werden die Bedingungen durch eine Fokussierung der Investitionsmaßnahmen auf die effiziente Planung und Durchführung von Investitionsprojekten verbessert. Dabei kann die intensive Auseinandersetzung der Regulierungsbehörden und der ÜNB mit der Netzentwicklungsplanung für die Erlösregulierung nutzbar gemacht werden:

- Die *Kontrahierbarkeit* kann erhöht werden, indem Investitionsprojekte in geeigneter Weise definiert und konkretisiert werden. Dabei ist zwischen einer möglichst weitgehenden Bündelung von Einzelmaßnahmen zur leistungsbereichsübergreifenden Optimierung und einer einzelprojektbezogenen Definition mit präzisen Überprüfungsmöglichkeiten abzuwägen.
- Glaubwürdige langfristige *Commitments* können auf der Basis der Netzentwicklungsplanung abgegeben werden und durch eine eingehende wirtschaftliche Bewertung der Investitionsprojekte ergänzt werden. Durch eine vorab vereinbarte Aufteilung der Auswirkungen von Planabweichungen auf Netzkunden und Netzbetreiber kann die Glaubwürdigkeit und Verlässlichkeit von *Commitments* erhöht werden.
- Zum Aufbau des erforderlichen *Input- und Output-Wissens* tragen beide Seiten – Regulierungsbehörden und ÜNB – bei und tauschen sich intensiv darüber aus. Dies erfolgt bereits heute im Rahmen der Netzentwicklungsplanung und kann für die Erlösregulierung nutzbar gemacht und um wirtschaftliche Bewertungsaspekte ergänzt werden.

Hinsichtlich der Abgrenzung/Bündelung von Leistungsbereichen ist durch die Instrumente Netzentwicklungsplanung und Investitionsmaßnahmen eine *grundsätzliche Abgrenzung der Netzentwicklungsinvestitionen* vom sonstigen Betrieb des Bestandsnetzes in der Regulierung der deutschen ÜNB vorgezeichnet. Dies betrifft Planung und Errichtung der Netzentwicklungsprojekte, die sich jedoch nicht im Sinne eines kompletten Lebenszyklus abgrenzen lassen, sondern nach ihrer Errichtung ein integraler Teil des Gesamtsystems Übertragungsnetz werden.

Diese Abgrenzung der Netzentwicklungsinvestitionen ist aus den oben geschilderten Gründen der umfassenden Veränderungen in den deutschen Stromübertragungsnetzen und der angestrebten Beschleunigung des Netzausbaus sachgerecht, auch wenn hierdurch Optimierungspotenzial über Leistungsbereichsgrenzen hinweg verloren gehen kann.

Um möglichst viel Optimierungspotenzial im Bereich der Netzerweiterungsinvestitionen zu erhalten, sollten für die Anwendung des speziell gestalteten Instrumentes der Investitionsmaßnahmen möglichst umfangreiche Pakete von investiven Einzelmaßnahmen definiert werden.

## 7 Zusammenfassung

In Deutschland wurden mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom Oktober 2007 Vorgaben für die Ermittlung und Festsetzung von Erlösobergrenzen für die Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen eingeführt. Hiermit wurden Instrumente etabliert, die eine für die Netzbetreiber auskömmliche Bemessung der Erlösobergrenzen gewährleisten, zugleich aber auch Anreize für eine kosteneffiziente Bereitstellung von Netzen und damit verbundenen Dienstleistungen vermitteln sollen.

Die Energiewende sorgt für eine grundlegende Veränderung der Stromerzeugung in Deutschland – nach Technologien, regionaler Verteilung und Steuerbarkeit – und löst damit einen sehr weitreichenden Veränderungsprozess der deutschen Stromübertragungsnetze aus. Dieser Prozess verschärft die Anforderungen an das Regulierungssystem erheblich: Die als ausreichend erachteten Investitionen liegen weit höher als in einem stabilen System, die hohen Investitionen erhöhen die Wichtigkeit der volkswirtschaftlichen Effizienz ihrer Durchführung, weil ansonsten die Zielsetzung günstiger Preise für die Konsumenten gefährdet wird. Damit steigt auch die Bedeutung der Risikoallokation; die finanziellen Risiken werden durch Risiken aus nicht vorhandener Akzeptanz und/oder zeitliche Verzögerungen verschärft.

Die Regulierung von Übertragungsnetzbetreibern kann dabei im Verständnis der neuen Institutionenökonomik als ein langfristiger Vertrag gesehen werden, der zwischen dem regulierten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der öffentlichen Hand, vertreten durch den Gesetzgeber und die Regulierungsbehörde(n), geschlossen wird. Im Hinblick auf die Charakterisierung und Gestaltung von Regulierungsverträgen sind zwei wesentliche Dimensionen zu unterscheiden:

- Die Abgrenzung bzw. Bündelung von Leistungsbereichen bei der Vereinbarung von Leistungsumfängen und den dafür gewährten Vergütungen, und
- die Prinzipien der Festlegung der Vergütungshöhe für die so definierten (Bündel von) Leistungsbereiche(n).

Die Eignung von Gestaltungsoptionen hinsichtlich der Abgrenzung von Leistungsbereichen und der Instrumente zur Ermittlung gewährter Vergütungen ist anhand vielfältiger Zielsetzungen und Kriterien zu untersuchen. Hierzu gehören neben den Kriterien bezüglich Anreizwirkungen, Preisniveaus und Risikoverteilungen u. a. folgende grundlegende Aspekte:

- Kontrahierbarkeit von Leistungsbereichen

- Realisierbarkeit glaubwürdiger langfristiger Commitments
- Bedarf nach Input- und Output-Wissen bei Unternehmen und Regulierern

Mit Blick auf die Abgrenzung bzw. Bündelung von Leistungsbereichen, auf die sich Instrumente der Erlösregulierung von ÜNB beziehen, lassen sich dort folgende drei Tätigkeitsfelder unterscheiden, von denen der erste hier maßgeblich ist:

- Netzentwicklung, -bewirtschaftung, -betrieb und -bereitstellung
- Systemsteuerung, Systemdienstleistungen und Bilanzkoordination
- Umsetzung EEG/KWKG

In den Regulierungsansätzen wichtiger Vergleichsländer lassen sich folgende maßgebliche Tendenzen herausarbeiten:

- Die übergeordneten Regulierungsziele sind überall vergleichbar und entsprechen – stark verkürzt – dem klassischen Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltschutz.
- Die Schwerpunktsetzung liegt bei Einführung eines Anreizregulierungssystems typischerweise auf der Preisgünstigkeit und verschiebt sich dann wieder auf die anderen Zielsetzungen, überwiegend durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Regulierungssysteme in weitgehend unveränderten Grundstrukturen.
  - Mit Blick auf die Weiterentwicklung der Anreizverfahren werden die Effizienzanreize für VNB und ÜNB mehrheitlich verstärkt, teilweise bis hin zu einer andauernden (teilweisen) Entkoppelung von Kosten und Erlösen im Rahmen einer Yardstick-Regulierung.
  - Weit überwiegend wird die Überprüfung und Bewertung der Kosteneffizienz auf Basis der Gesamtkosten (TOTEX) vorgenommen.
- Besondere Beachtung erfährt die Behandlung von Investitionen, vor allem im Hinblick auf
  - deutliche Veränderungen der Versorgungsaufgabe (quantitativ oder qualitativ), die Umstrukturierungs- und/oder Erweiterungsinvestitionen erforderlich machen, und
  - ausgeprägte Investitionswellen in der Vergangenheit, die Ersatzinvestitionen deutlich über oder unter den aktuellen Abschreibungen erforderlich machen.
- Hierbei sind die Vergütungsgrundlagen (Plankosten vs. Ist-Kosten), der Zeitpunkt der Kostenprüfung (ex ante vs. ex post) in Zusammenhang mit der Dauer der Regulierungsperiode

zu unterscheiden und die Vor- und Nachteile aus unterschiedlichen Kombinationen abzuwägen.

In der deutschen Anreizregulierung wird die Zielsetzung einer Minimierung der gesamten Netzkosten teilweise in Frage gestellt, da die konkrete Ausgestaltung die gewünschten Anreizwirkungen durch andere Anreize überlagert, die tendenziell zu einer Bevorzugung kostenintensiverer Lösungen führen können, beispielsweise

- die periodische Berücksichtigung der tatsächlichen individuellen Kosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen,
- die Bevorzugung kapitalintensiver Lösungen gegenüber innovativen betriebskostenintensiven Lösungen,
- Zweifel an der Wirksamkeit des Effizienzvergleichs für deutsche ÜNB,
- die Schwächung der mit der TOTEX-Anreizregulierung beabsichtigten Anreizwirkungen durch Instrumente, die zur gezielten Steuerung der Risikoallokation eingeführt wurden; das relevanteste Instrument dieser Art für die ÜNB stellen die Regelungen zu Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV dar.

Neben § 23 ARegV gibt es zahlreiche gesetzliche Regelungen, die eine Beschleunigung des Netzausbaus befördern sollen. Mit den Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und ergänzenden spezifischen Gesetzen – insbesondere dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) – besteht eine hohe Regelungsdichte für die Netzentwicklung und intensive regulatorische Befassung mit den Investitionsprojekten der ÜNB in Deutschland.

Hierdurch werden einerseits die Entscheidungsmöglichkeiten der Unternehmen deutlich eingeschränkt; andererseits verbleiben maßgebliche Entscheidungsfreiheiten bei den Unternehmen für die konkrete Planung und Durchführung von Investitionsprojekten, die die Höhe der Gesamtkosten entscheidend beeinflussen können. Es ist fraglich, ob derzeit für eine effiziente Planung und Durchführung der umfangreichen Investitionsprojekte ausreichende Anreize bestehen. Weil diese in hohem Umfang und auf lange Zeit die Kapitalkosten der deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber bestimmen werden, sind sie von zentraler Bedeutung für mögliche Weiterentwicklungsoptionen.

Der zentrale Ansatzpunkt für eine optionale Weiterentwicklung ist daher die Ausgestaltung des Instruments der Investitionsmaßnahmen in einer Weise, die Anreize für eine effiziente Planung und Durchführung der Investitionsprojekte schafft. Hinsichtlich der Voraussetzungen für eine solche Weiterentwicklung der Regulierung der ÜNB in Deutschland ist dabei auf folgende Besonderheiten hinzuweisen:

- Für die Unterscheidung zwischen ÜNB und VNB: *Geringere Unternehmenszahl* (vier ÜNB); ein intensiver Informationsaustausch und enge Koordination von Entscheidungen zwischen den Unternehmen und mit den Aufsichtsbehörden sind möglich und bereits geübte Praxis.
- Die von den ÜNB zu verantwortende *Systemstabilität* hat höchste Bedeutung und öffentliche sowie politische Aufmerksamkeit.
- Gerade in Zeiten *intensiver Investitionstätigkeit* ist die Bedeutung der Kosteneffizienz besonders hoch; dies spiegelt sich in der aktuellen Diskussion, im Regulierungsrahmen und in der Regulierungspraxis unzureichend wider.
- Für die *Netzentwicklungsplanung* gelten umfangreiche gesetzlich und regulatorisch eingebettete Planungsvorgaben und Abstimmungsprozesse (Netzentwicklungspläne). In dieser Netzentwicklungsplanung liegt in weiten Bereichen die Federführung bei der Bundesnetzagentur.
- Im Prozess der Netzentwicklungsplanung werden viele Entscheidungen für die ÜNB detailliert vorgeprägt. Die Netzentwicklungsplanung ist faktisch eng mit der Kostenregulierung verschränkt:
  - Die – wenn auch nur kursorische – Prüfung der Investitionssummen bei der Überprüfung der Investitionsprojekte *dem Grunde nach* erschwert eine genaue Überprüfung der hieraus resultierenden Kapitalkosten *der Höhe nach* im Nachgang zur Durchführung des Investitionsprojektes.
  - Ohne eindeutige und transparente Regelungen besteht die Gefahr, dass entweder ein Vertrauensschutz für die Anerkennung der Investitionen in voller Höhe entsteht oder erwartet wird – mit der möglichen Folge aufwendiger Rechtsstreitigkeiten bei Kostenkürzungen oder als zu niedrig empfundenen Ergebnissen in der Effizienzbewertung – oder Misstrauen hinsichtlich der nachträglichen Kostenprüfung besteht – mit der Folge hoher Risikozuschläge auf die Finanzierungszinsen.

- Die Kombination aller Nachteile – eingeschränkte Überprüfbarkeit, Risiko von Rechtsstreitigkeiten und hohe Finanzierungskosten – ist dabei nicht auszuschließen.
- Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile dominieren bereits heute die Kostensituation der ÜNB; eine weitere Zunahme würde zu einem überwiegenden Cost-plus-Regime ohne wirksame Effizianzanreize führen.

Vor diesem Hintergrund könnte eine Verbesserung dadurch erreicht werden, dass für die Netzentwicklungsinvestitionen bereits im Vorfeld der Projektdurchführung wesentliche Kernelemente der abschließenden Bewertung und Bestimmung der anerkennungsfähigen Kosten (regulatorischen Kosten) vereinbart würden:

- Zielgrößen für die Plan- und Ist-Kosten einer Investitionsmaßnahme und
- Regelungen für den Umgang mit Abweichungen von diesen Zielgrößen.

Die Grundcharakteristik der Regulierung als langfristiger Vertrag bleibt dabei unverändert bestehen; hinsichtlich der wesentlichen Herausforderungen werden die Bedingungen durch eine Fokussierung der Investitionsmaßnahmen auf die effiziente Planung und Durchführung von Investitionsprojekten verbessert. Dabei kann die intensive Auseinandersetzung der Regulierungsbehörden und der ÜNB mit der Netzentwicklungsplanung für die Erlösregulierung nutzbar gemacht werden:

- Die *Kontrahierbarkeit* kann erhöht werden, indem Investitionsprojekte in geeigneter Weise definiert und konkretisiert werden. Dabei ist zwischen einer möglichst weitgehenden Bündelung von Einzelmaßnahmen zur leistungsbereichsübergreifenden Optimierung und einer einzelprojektbezogenen Definition mit präzisen Überprüfungsmöglichkeiten abzuwägen.
- Glaubwürdige langfristige *Commitments* können auf der Basis der Netzentwicklungsplanung abgegeben werden und durch eine eingehende wirtschaftliche Bewertung der Investitionsprojekte ergänzt werden. Durch eine vorab vereinbarte Aufteilung der Auswirkungen von Planabweichungen auf Netzkunden und Netzbetreiber kann die Glaubwürdigkeit und Verlässlichkeit von *Commitments* erhöht werden.
- Zum Aufbau des erforderlichen *Input- und Output-Wissens* tragen beide Seiten – Regulierungsbehörden und ÜNB – bei und tauschen sich intensiv darüber aus. Dies erfolgt bereits heute im Rahmen der Netzentwicklungsplanung und kann für die Erlösregulierung nutzbar gemacht und um wirtschaftliche Bewertungsaspekte ergänzt werden.

## Literatur/Quellen

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
**Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung – Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung**  
Bonn, 21.01.2015
- [2] Beckers, T.; Lenz, A.-K.; Bieschke, N.  
**Die Regulierung der Stromübertragungsnetze im Onshore- und Offshore-Bereich in Deutschland – Eine ökonomische Analyse**  
Berlin, Mai 2016
- [3] Beckers, T.; Bieschke, N.; Lenz, A.-K.; Heurich, J.; Kühling, J.; Hertel, W.; Nelle, A.; Schubert, D.; von Hammerstein, C.; von Bremen, A.; Schäfer, D.  
**Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland**  
Gutachten im Rahmen des Projekts „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland, Berlin/Regensburg, März/Mai 2014
- [4] E-Bridge, ETA ENERGY, AF-Mercados EMI, THEMA  
**Internationale Regulierungssysteme – Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen**  
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn, 18.08.2014
- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
**Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach §23 ARegV**  
Bonn, 2015
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
**Monitoringbericht 2015**  
Bonn, 21.03.2016