
IASS WORKING PAPER

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, Juli 2017

Die Integration dezentraler erneuerbarer Energien in deutsche Verteilnetze

**Review der Regulierung und Ergebnisse
exemplarischer Interviews**

Patrick Matschoss, Benjamin Bayer,
Adela Marian, Heiko Thomas



Inhalt

1.	Einleitung	3
2.	Deutsche Energiewende und die Rolle dezentraler erneuerbarer Energien	4
3.	Die Regulierung der deutschen Verteilnetze	6
3.1	Hintergrund: Liberalisierung und Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	6
3.2	Die Anreizregulierungsverordnung der ersten und zweiten Regulierungsperiode (2009–2018)	6
3.3	Grundzüge der dritten Regulierungsperiode (2019–2023)	13
4.	Interviewergebnisse zur Anreizwirkung der ARegV	16
4.1	Methodik und Interviewfragen	16
4.2	Finanzierung der Netzintegrationsmaßnahmen möglich	16
4.3	Fehlende Anreize für intelligente Lösungen	17
4.4	Intelligente Betriebsmittel politisch überbewertet	17
4.5	Neuregelung zum Einspeisemanagement hat Grenzen	18
4.6	Bessere Anrechnung von Forschung notwendig	18
4.7	Persönliche Einschätzungen	19
5.	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	20
6.	Literaturverzeichnis	22

1. Einleitung

Mit der Energiewende in Deutschland ist die installierte Kapazität erneuerbarer Energien signifikant angestiegen, Fotovoltaik und Windenergie wuchsen bis Ende 2015 auf jeweils circa 40 Gigawatt an. Durch die Vielzahl kleiner Erneuerbare-Energien-Anlagen hat das Energiesystem einen deutlich ausgeprägteren dezentralen Charakter erhalten. Dies rückt die Bedeutung der Verteilnetze in den Mittelpunkt, da 90% der erneuerbaren Energien hier angeschlossen sind.

Der Ausbau von erneuerbaren Energien hat sich durch die sinkenden Preise auch international zu einem Megatrend entwickelt. Viele Länder haben auf diese Entwicklung reagiert und ebenfalls die regulatorischen Rahmenbedingungen für dezentrale Energien überarbeitet. Ihnen könnte somit eine ähnliche Entwicklung wie in Deutschland bevorstehen. Eine zentrale Frage der dortigen Netzbetreiber bezieht sich auf die regulatorischen Herausforderungen bei der Netzintegration von dezentralen Energien.

Dieser Artikel ist Teil eines Projekts, bei dem die praktischen Erfahrungen der deutschen Verteilnetzbetreiber (VNB) bei der Netzintegration von Fotovoltaik- und Windenergieanlagen analysiert wurden. Die Analysen stützen sich auf die Ergebnisse einer Reihe von Interviews, die mit großen Flächennetzbetreibern in Deutschland geführt wurden [1–10]. Zudem wurden auch Gesetze, Verordnungen und relevante Studien ausgewertet.

Der vorliegende Artikel fokussiert sich auf regulatorische Aspekte bei der Finanzierung des Netzbetriebs. Nach einleitenden Abschnitten zur Energiewende wird die Funktionsweise der Anreizregulierung für Verteilnetze erläutert. Die Anreizregulierung ist das zentrale Instrument zur Regulierung der VNB. Es legt die Höhe der Einnahmen (sogenannte zulässige

Erlöse) fest, die auf die Netznutzer umgelegt werden. Zudem soll es Anreize schaffen, um die Kosten für Netzbetrieb und -ausbau zu senken. Da in den Interviews die bisherigen Erfahrungen abgefragt wurden, liegt der Schwerpunkt bei der Darstellung der Regulierung auf den ersten beiden Perioden. Auf die Novelle, die ab der dritten Periode gilt, wird nur kurz eingegangen. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Interviews präsentiert und vor dem Hintergrund der Anreizregulierung diskutiert.

Die Literatur zur deutschen Anreizregulierung ist speziell in deutscher Sprache vielfältig. Sogenannte Praxishandbücher liefern eine umfangreiche Beschreibung der Gesetze [z.B. 11]. Zudem befassen sich weitere Publikationen mit spezifischen Fragestellungen der Anreizregulierung oder analysieren die Anreizmechanismen und die empirischen Erfahrungen [z.B. 12–14]. Die deutsche Anreizregulierung war zudem mehrfach Bestandteil internationaler Vergleiche [15–17].

Bisher gibt es – nach Wissen der Autoren – jedoch keine Artikel in der englischsprachigen wissenschaftlichen Fachliteratur, die die deutsche Anreizregulierung in ausreichender Tiefe erläutert, ohne Grundlagenwissen vorauszusetzen. Auch in der deutschen Fachliteratur sind einführende Artikel in die Anreizregulierung und eine allgemein verständliche Erläuterung der Regulierungsformel eine Seltenheit. Diese sind jedoch notwendig, um zu verstehen, wie sich der Ausbau erneuerbarer Energien auf die Finanzierung der Verteilnetze auswirkt, und um zu überprüfen, welche Prinzipien der deutschen Anreizregulierung sich auf andere Länder übertragen lassen. Diese Lücke möchten wir mit dieser Publikation schließen. Zudem stellen wir hier die praktischen Erfahrungen der VNB bei der Integration von erneuerbaren Energien aus regulatorischer Sicht dar.

2. Deutsche Energiewende und die Rolle dezentraler erneuerbarer Energien

Die Idee der Energiewende geht bereits auf die 1980er-Jahre zurück. Die Diskussion war unter anderem von der Endlichkeit fossiler Energieträger, den Risiken der Kernenergie und dem vom Menschen verursachten Klimawandel geprägt. Durch die Nuklearkatastrophe von Tschernobyl im April 1986 gewann die Idee, erneuerbare Energien auszubauen, zusätzlichen Vorschub [18–20]. Im Jahr 2010 wurden erstmals Langfristziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch und am gesamten Endenergieverbrauch definiert. Zudem wurde nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima 2011 der 2000/2002 beschlossene und 2010 verlängerte Fahrplan zum Atomausstieg wieder verschärft. Die Abkehr von der fossil-nuklearen Energieerzeugung und der Aufbau eines nahezu treibhausgasfreien und auf erneuerbaren Energien beruhenden Energiesystems bis 2050 wurden auch international als *Energiewende* bekannt [21, 22].

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das zentrale Instrument und Treiber des Erneuerbare-Energien-Ausbaus ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Es wurde im Jahr 2000 verabschiedet und seitdem mehrfach reformiert. Das Vorläufergesetz des EEG ist das Stromeinspeisegesetz, das im Jahr 1991 in Kraft trat. Zudem gab es in den 1990er-Jahren mehrere Förderprogramme für Wind- und Fotovoltaikanlagen. Folgende Charakteristika des EEG haben den Ausbau der erneuerbaren Energien bisher ermöglicht [21, 23]:

- die Verpflichtung des Netzbetreibers zum Anschluss der Anlage (§ 8 EEG 2014)
- ein Vergütungssystem mit festen, über dem Marktpreis liegenden, nach Technologien differenzierten und meist für 20 Jahre garantierten Vergütungssätzen (Abschnitt 1 EEG 2014)
- ein Einspeisevorrang für den produzierten Strom (§ 11 EEG 2014)

In Bezug auf die Anschlusspflicht ist der am nächsten liegende (bzw. gesamtwirtschaftlich am besten erreichbare) und der Spannungsebene nach am besten geeignete Netzverknüpfungspunkt zu wählen. Bei Anlagen bis zu 30 Kilowatt ist dies der Hausanschluss (§ 8 Abs. 1 EEG 2017). Die anzuschließenden Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten bestimmten technischen Vorgaben entsprechen, die in § 9 EEG 2017 definiert sind. Dies betrifft zum Beispiel die Fernsteuerbarkeit von Anlagen zum Erhalt der Netzstabilität sowie die Reduktion der Einspeiseleistung zum netzdienlichen Verhalten.

Rolle dezentraler erneuerbarer Energien

Das EEG hat maßgeblich zum erfolgreichen Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland beigetragen [23]. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird vor allem durch die Leittechnologien Wind an Land und Fotovoltaik vorangetrieben, weil diese sich als die günstigsten Technologien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland herausgestellt haben. Wie in Abbildung 1 dargestellt, ist der Anteil erneuerbarer Energien seit den späten 1990er-Jahren stetig gestiegen.

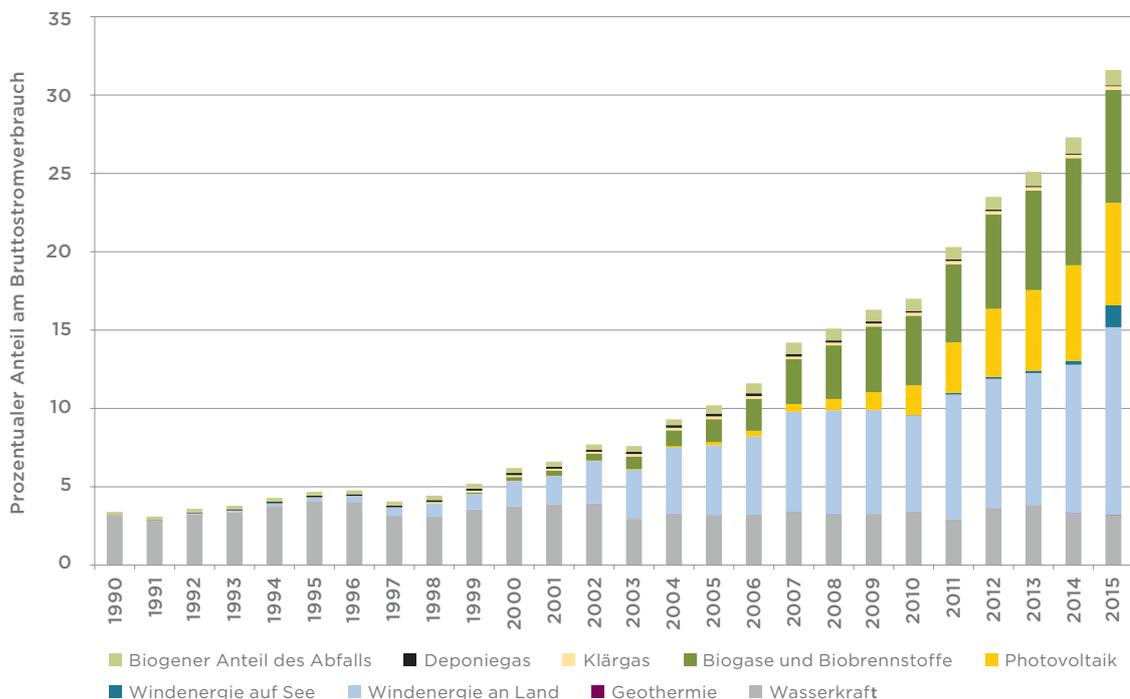


Abbildung 1: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Quelle: Eigene Darstellung nach [24]

Das stetige Wachstum von Biomasse, Fotovoltaik und Windenergie impliziert eine fundamentale Umstrukturierung des gesamten Energieversorgungssystems. Dies betrifft insbesondere auch den Aus- und Umbau der Stromnetze. In der „alten“ Energiewelt wurde die elektrische Energie hauptsächlich in den höchsten Spannungsebenen eingespeist und in den niederen verbraucht. Daraus resultierte ein unidirektionaler Stromfluss von den höheren in die niederen Spannungsebenen. Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung – 90% der Kapazität von Erneuerbare-Energien-Anlagen sind im Verteilnetz angeschlossen [25] – kommt es nun vermehrt zu Stromrückflüssen von den unteren in die oberen Spannungsebenen. Dies bedeutet vielfältige technische und organisatorische Herausforderungen, da die Netze für diese Situation nicht konzipiert wurden [25, 26].

Deutsche Verteilnetze

Das deutsche Stromnetz besteht aus dem Übertragungsnetz mit einer Anzahl von Verbindungen zu anderen Höchstspannungsnetzen der umliegenden Länder und den rein innerdeutschen Verteilnetzen.

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist in vier Regelzonen eingeteilt, für die jeweils ein Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist. Die Übertragungsnetzbetreiber sind zuständig für Stromleitungen mit einer Gesamtlänge von mehr als 35.500 Kilometern in den Spannungsebenen 380 Kilovolt und 220 Kilovolt des Wechselstromnetzes.

Das deutsche Verteilnetz befindet sich im Eigentum von 879¹ VNB [27]. Aufgrund dieser großen Zahl ist die Netzstruktur der VNB divers und reicht von kleinen Ortsnetzen bis zu großen Flächennetzen, die städtische und ländliche Regionen gleichermaßen umfassen. Die typischen Spannungsebenen im Verteilnetz sind 110 Kilovolt (Hochspannung), 10/20/30 Kilovolt (Mittelspannung) und 400 Volt (Niederspannung). Die niedrigeren Spannungsebenen sind über Umspannstationen mit der jeweils höheren Spannungsebene verbunden und das Hochspannungsnetz ist an das Übertragungsnetz angeschlossen. Die Gesamtlänge aller Verteilnetze beträgt etwa 1,8 Millionen Kilometer und damit 98 % des gesamten Stromnetzes in Deutschland [27].

¹Stand: 17.08.2016.

3. Die Regulierung der deutschen Verteilnetze

3.1 Hintergrund: Liberalisierung und Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Die Idee der Liberalisierung der Energiemärkte geht ursprünglich auf die 1980er-Jahre und die damals entwickelten monetaristischen Theorien sowie die Public-Choice-Theorie („Theorie der öffentlichen Wahl“) zurück. Demnach sollten bisher monopolistisch organisierte öffentliche Sektoren – wie die Stromwirtschaft – stärker marktwirtschaftlich und damit effizienter organisiert werden. Auf dieser Basis wurden vormals integrierte Konzerne, in denen die gesamte Wertschöpfungskette von der Energiegewinnung (Kraftwerke) über die Verteilung (Transport- und Verteilnetze) bis zum Verkauf in einer Hand organisiert war, in wirtschaftlich selbstständige Einheiten gegliedert [28]. Die Stromnetze stellen allerdings (analog zu Erdgas- und Wassernetzen) ein natürliches Monopol dar, denn in der Regel ist ein einziges Stromnetz günstiger als mehrere parallele Stromnetze. Besteht jedoch ein Monopol, muss der Netzbetrieb reguliert werden. Eine Alternative ist die Simulation des Wettbewerbs zwischen den Netzbetreibern. Sind die Netze Bestandteil vertikal integrierter Unternehmen, ist zudem ein diskriminierungsfreier Netzzugang als Bestandteil der Regulierung notwendig [29–31].

Nach ersten Liberalisierungsbemühungen Ende der 1990er-Jahre beruht die deutsche Regulierung zur Liberalisierung der Energiewirtschaft im Wesentlichen auf dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 2005, das seitdem mehrfach novelliert wurde. Das EnWG setzt auch die europäischen Richtlinien zur Liberalisierung in nationales Recht um [32].

Zur genaueren Ausgestaltung der Netzregulierung hat die Bundesregierung im Jahr 2007 die sogenannte Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geschaffen. Die ARegV gilt für alle Netzbetreiber, d.h. für Gas- und Stromnetze, sowie für Übertragungs- und Verteilnetze. Wir beziehen uns im Folgenden auf die wesentlichen Aussagen der Anreizregulierung für VNB von Stromnetzen.

Die Anreizregulierung erfolgt innerhalb festgelegter Regulierungsperioden, die jeweils fünf Jahre umfassen. In Abschnitt 3.2 wird die ARegV der ersten beiden Regulierungsperioden (2009–2013, 2014–2018) beschrieben. In Abschnitt 3.3 werden die Grundzüge der im Jahr 2016 beschlossenen Novelle der ARegV erläutert, die ab der dritten Periode (2019–2023) in Kraft tritt. Im Zuge dieser Novelle wurden grundlegende Elemente der ARegV überarbeitet, sodass einige Prinzipien aus den ersten beiden Regulierungsperioden ab 2019 nicht mehr gelten.

3.2 Die Anreizregulierungsverordnung der ersten und zweiten Regulierungsperiode (2009 – 2018)

In den Abschnitten 3.2.1 und 3.2.2 werden zunächst die grundlegenden Prinzipien des Budgetansatzes und des Effizienzvergleichs dargestellt. Dabei handelt es sich um zentrale Elemente der ARegV. Abschnitt 3.2.3 erklärt im Anschluss alle Komponenten der Regulierungsformel, die die Erlösobergrenze der VNB festlegt.

3.2.1 Das Prinzip des Budgetansatzes

Das grundsätzliche Prinzip der ARegV besteht darin, nicht die Kosten, sondern die Einnahmen (genauer: die zulässigen Erlöse) der Netzbetreiber zu regulieren. Aus diesem Budgetansatz soll ein Anreiz entstehen, die Kosten in der Regulierungsperiode zu senken, indem die VNB einen Teil der Effizienzgewinne behalten dürfen.

Zu den weiteren Effizianreizen gehören der Effizienzvergleich (siehe Abschnitt 3.2.2) und der sektorale Produktivitätsfaktor (siehe Abschnitt 3.2.3). Das dahinter stehende Ziel des Gesetzgebers besteht darin, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten für den Verteilnetzbetrieb zu minimieren.

Im Rahmen des Budgetansatzes wird eine Erlösobergrenze für jede fünfjährige Regulierungsperiode festgelegt. Sie beschreibt das maximal zulässige Volumen an Erlösen, das der VNB in Form von Netznutzungsentgelten von seinen Kunden erheben darf.

Abbildung 2 erklärt das Prinzip des Budgetansatzes. Die Erlösobergrenze wird für jeden VNB auf Basis seiner Gesamtkosten und für jede Regulierungsperiode festgesetzt. Sie gilt zunächst für die gesamte Regulierungsperiode (zu weiteren Faktoren siehe Abschnitt 3.2.3). Die Gesamtkosten werden im Rahmen einer Kostenprüfung festgestellt, für die das Geschäftsjahr drei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode zugrunde gelegt wird.² Dieses Geschäftsjahr wird auch als Basisjahr oder Fotojahr bezeichnet. Beispielsweise ist 2011 das Basisjahr für die Regulierungsperiode 2014–2018.

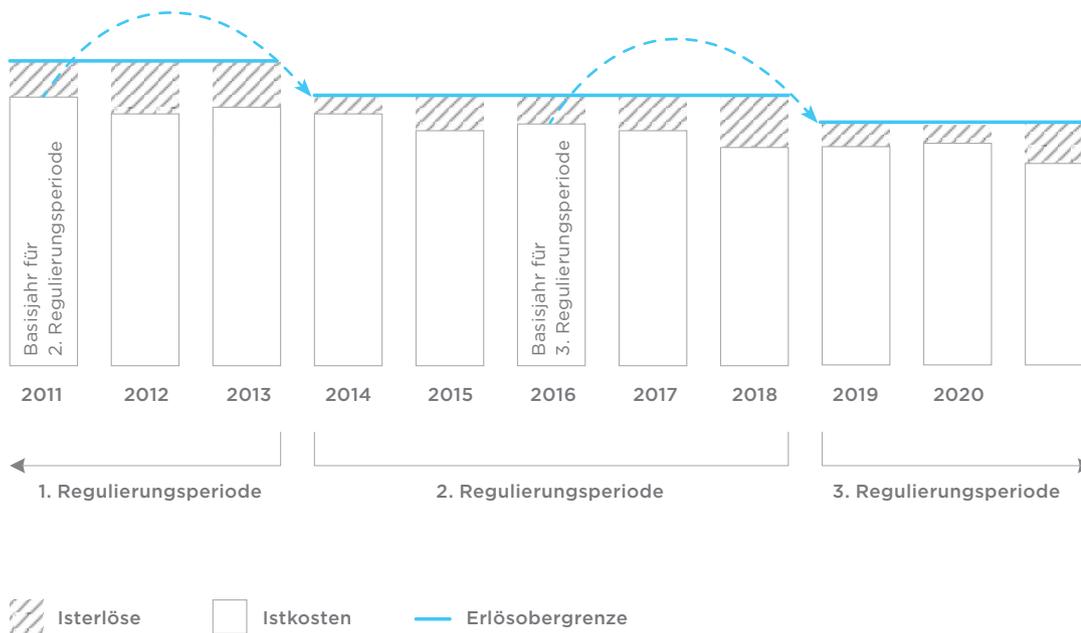


Abbildung 2: Prinzip des Budgetansatzes (vereinfachte³ Darstellung).

Quelle: eigene Darstellung

²Stand: Nach der Legaldefinition handelt es sich um das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn der Regulierungsperiode (§ 6 Abs. 1 ARegV 2007).

³Zum besseren Verständnis des Budgetansatzes werden die Auswirkungen der weiteren Faktoren der Anreizregulierung (Inflationsausgleich, Effizienzvergleich etc.) nicht berücksichtigt. Zudem werden die relativen Veränderungen überdimensioniert dargestellt.

Die Gewinne der VNB sind in Abbildung 2 durch schraffierte Balken hervorgehoben. Sie ergeben sich aus der Differenz zwischen Erlösobergrenze und tatsächlichen Kosten. Sinkende Betriebs- und Kapitalkosten steigern den Gewinn. Aus diesen Gewinnen können auch Investitionen finanziert werden. Die Kosten, die durch neue Investitionen entstehen, werden erst bei der Festsetzung der neuen Erlösobergrenze auf Grundlage des Basisjahres berücksichtigt. Übersteigen die Istkosten im neuen Basisjahr die Istkosten des vorherigen Basisjahres, steigt auch die Erlösobergrenze. Sind sie hingegen geringer, ist auch die Erlösobergrenze in der Folgeperiode geringer (siehe Abbildung 2).

Theoretisch kann durch den Budgetansatz der finanzielle Anreiz entstehen, Investitionen bis zum Basisjahr aufzuschieben, um den Zeitverzug zur Refinanzierung zu reduzieren und die Erlösobergrenze in der

folgenden Regulierungsperiode zu maximieren. Zudem führen Neuinvestitionen zu höheren Kosten und geringeren Gewinnen bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode. Die Netzanschluss- und Netzausbaupflicht der VNB schränkt jedoch die praktischen Auswirkungen dieses Anreizes ein. Weiterhin unterliegen die Kosten der oben genannten Kostenprüfung.

Die ARegV sieht in bestimmten Fällen jedoch auch Erhöhungen der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode vor, beispielsweise, wenn sich die Versorgungsaufgabe des VNB dauerhaft erweitert oder wenn Einzelprojekte auf der 110-Kilovolt-Ebene durchgeführt werden (§§ 10 und 23 ARegV 2007). Somit kann sich in der Praxis die Erlösobergrenze jährlich ändern, sofern die gesetzlichen Voraussetzungen erfüllt sind (Details siehe Abschnitt 3.2.3). Dies ist in Abbildung 3 dargestellt.

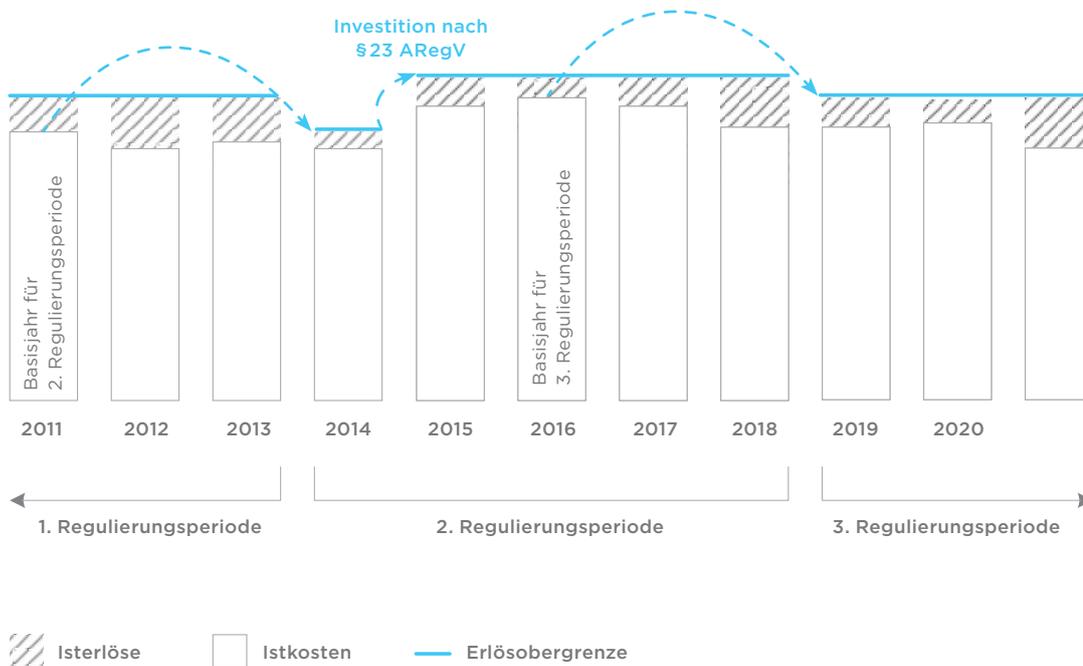


Abbildung 3: Ausnahme vom Budgetansatz (vereinfachte Darstellung).

Quelle: eigene Darstellung

3.2.2 Das Prinzip des Effizienzvergleichs

Der angesprochene Effizienzvergleich spielt eine zentrale Rolle in der Anreizregulierung. Hier werden durch den Vergleich der VNB untereinander die Anteile „effizienter“ Kosten (in der Sprache der ARegV: „vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten“) und „ineffizienter“ Kosten (ARegV: „beeinflussbare Kosten“) für jeden VNB individuell ausgerechnet. Dabei unterliegt nur der Anteil der beeinflussbaren (und daher ineffizienten) Kosten dem Effizienzvergleich. Durch ein jährliches Absenken der Erlösobergrenze um einen Anteil der ineffizienten Kosten soll für die VNB ein Anreiz geschaffen werden, ihre Kosten auf ein effizientes Niveau zu senken.

Für den Effizienzvergleich gibt es ein Regelverfahren für VNB ab 30.000 Kunden und ein vereinfachtes Verfahren für kleine VNB (bis 30.000 Kunden) (§§ 12 und 24 ARegV 2007). Von den knapp 900 VNB zum Zeitpunkt der Analyse sind nur rund 182 dem Regelverfahren unterworfen [33]. Für diese VNB wird der Effizienzvergleich anhand von zwei Methoden, der nicht parametrischen Data Envelopment Analysis (DEA) und der parametrischen Stochastic Frontier Analysis (SFA), durchgeführt (§ 12 und Anlage 3 ARegV 2007). Für beide Methoden schreibt die ARegV einen Satz von Parametern vor, die in beiden Methoden als Grundlage der Analyse dienen (siehe Tabelle 1).

DEA-Methode

Die DEA-Methode ermittelt die Effizienz für jeden einzelnen VNB durch einen Vergleich aller VNB anhand verschiedener Parameter (siehe Tabelle 1) und der dafür benötigten Gesamtkosten. Dabei wird „für jedes Unternehmen ein Quotient aus den Inputs und dem erbrachten Output gebildet, unter der Nebenbedingung, dass der Effizienzwert zwischen null und eins liegt“ [33]. Das heißt, die Parameter werden ohne größere Änderungen in die Analyse übernommen. Durch einen Vergleich mit den jeweiligen Gesamtkosten kann die Effizienz für jeden einzelnen VNB im Vergleich zu allen anderen VNB erstellt werden. Durch die erwähnte Nebenbedingung wird der Vergleich so normiert, dass die effizientesten VNB den Effizienzwert 100% erhalten. Sie bilden eine sogenannte Effizienzkostengrenze. VNB mit höheren Vergleichskosten sind weniger effizient und erhalten einen entsprechend niedrigeren Effizienzwert [33].

SFA-Methode

Bei der SFA-Methode wird ebenfalls eine Effizienz-kostengrenze gebildet. Im Unterschied zur DEA-Methode wird durch statistische Methoden der Einfluss der einzelnen Parameter auf die Kosten der jeweiligen VNB abgeschätzt (Regressionsmodell). Durch die Gewichtung der Parameter sollen die strukturellen Unterschiede zwischen den VNB bei der Be-

	Optionale Parameter ab 3. Regulierungsperiode nach § 13 Abs. 3 ARegV 2007	Pflichtparameter für 1. & 2. Regulierungsperiode nach § 13 Abs. 4 ARegV 2007
Anzahl der Anschlusspunkte	X	X
Fläche des versorgten Gebiets	X	X
Leitungslänge (Systemlänge)	X	X
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	X	X
Jahresarbeit	X	
Dezentrale Erzeugungsanlagen, insb. Anzahl und Leistung von Wind- und Solaranlagen	X	

Tabelle 1: Parameter nach ARegV (Grundlage für DEA- und SFA-Methode).

Quelle: eigene Darstellung

rechnung der Effizienzwerte besser berücksichtigt werden. Die Unterschiede beziehen sich sowohl auf die Versorgungsaufgabe als auch auf die Umweltbedingungen der VNB.

Ein struktureller Unterschied bei der Versorgungsaufgabe könnte zum Beispiel der höhere Ausbaugrad von Aufdach-Fotovoltaikanlagen in Süddeutschland sein. Bezogen auf die Umweltbedingungen haben andere VNB vielleicht ein besonders weitläufiges Gebiet zu versorgen. Diese Faktoren müssen bei der Effizienzanalyse berücksichtigt werden.

Somit besteht der Ansatz der SFA-Methode darin, die strukturell bedingten Kostenunterschiede im Netzbetrieb besser abzubilden, als es die DEA-Methode tut. Die Voraussetzung ist allerdings die korrekte Spezifikation der Parameter, das heißt, die SFA-Methode ist aufwendiger. Somit haben beide Methoden Vor- und Nachteile [33].

Festlegung der Effizienzwerte

Die Nutzung beider Verfahren ist vorgeschrieben und dient dem Vorsichtsprinzip, um Nachteile einzelner Modelle zu kompensieren. Zudem werden mit beiden Methoden sogenannte Ausreißeranalysen vorgenommen, bei denen die jeweils effizientesten VNB (die „Ausreißer“) entfernt werden (§ 12 und Anlage 3 ARegV 2007). Zunächst werden in beiden Methoden VNB mit besonders hoher Effizienz aussortiert, die als Effizienzmaßstab für alle anderen VNB gelten würden (Dominanzkriterium). Bei der DEA-Methode werden zudem in einer zweiten Runde weitere Ausreißer entfernt, die anhand bestimmter Kriterien als besonders effizient eingestuft werden (Supereffizienzkriterium). Durch die Herausnahme der Ausreißer steigt die Effizienz der verbleibenden VNB deutlich an [34].

Im Anschluss an die Ausreißeranalysen werden die finalen Effizienzwerte der VNB mit jeder Methode zweimal berechnet, sowohl anhand der tatsächlich angefallenen als auch anhand der standardisierten Kapitalkosten. Nach der Berechnung mit den tatsächlichen Kapitalkosten werden die Kapitalkosten gemäß § 14 ARegV einer Vergleichbarkeitsrechnung unterzogen, sodass „ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt

werden, wie sie insbesondere durch die unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können“ (§ 14 Abs. 1 Punkt 3 ARegV 2007). Dabei sind auch die zu verwendenden Eigen- und Fremdkapitalzinsen vorgeschrieben, um Verzerrungen durch unterschiedliche Finanzierungspraktiken und -konditionen zu vermeiden (§ 14 Abs. 2 ARegV 2007). Dadurch werden für jeden VNB insgesamt vier Effizienzwerte generiert. Aus diesen vier Effizienzwerten pro VNB wird der jeweils beste ausgewählt und schließlich zugrunde gelegt („Best-of-four-Verfahren“).

Aus der Kombination von Ausreißeranalysen und Best-of-four-Verfahren resultieren insgesamt hohe Effizienzwerte. So erhielten in der zweiten Regulierungsperiode von den 182 geprüften VNB 55 einen Effizienzwert von 100%, wobei 14 als Ausreißer galten. Nur 24 VNB lagen unter 90% [33].

In dem vereinfachten Verfahren für kleine VNB wird ein einheitlicher Effizienzwert für alle kleinen VNB ermittelt, der in der zweiten Regulierungsperiode 96,14 % betrug [34]. Dieser Wert ergibt sich aus dem gewichteten Mittelwert der Effizienzwerte aus dem Regelverfahren der vorangegangenen Periode und weiteren Berechnungen (§ 24 ARegV 2007).

Als minimaler Effizienzwert sind für alle VNB regulativ 60% festgelegt (§ 12 Abs. 4 ARegV 2007). Auch dies dient dem Vorsichtsprinzip.

3.2.3 Die Kostenkomponenten der ARegV

Die jahresspezifische Erlösobergrenze wird mithilfe von Formel 1 berechnet. Der Name und das Bezugsjahr der Parameter werden in Tabelle 2 kurz erläutert. Diese Formel enthält den Budgetansatz und implementiert auch den Effizienzvergleich. Zudem beeinflusst eine Reihe weiterer Parameter die Erlösobergrenze des jeweiligen Regulierungsjahres. In diesem Abschnitt werden die einzelnen Komponenten der Formel erläutert.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t)KA_{b,0}) \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Formel 1: Formel zur Bestimmung der Erlösobergrenze.

Quelle: ARegV 2007

Parameter	Beschreibung	Bezugsjahr
EO _t	Erlösobergrenze	Regulierungsjahr
KA _{dnb,t}	dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil	Regulierungsjahr
KA _{vnb,0}	vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil	Basisjahr
KA _{b,0}	beeinflussbarer Kostenanteil	Basisjahr
V _t	Verteilungsfaktor zum Abbau der Ineffizienz	Regulierungsjahr
VPI ₀	Verbraucherpreisgesamtindex	Basisjahr
VPI _t	Verbraucherpreisgesamtindex	Regulierungsjahr
PF _t	genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	Regulierungsjahr
EF _t	Erweiterungsfaktor	Regulierungsjahr
Q _t	Qualitätselement	Regulierungsjahr
VK ₀	volatiler Kostenanteil	Basisjahr
VK _t	volatiler Kostenanteil	Regulierungsjahr
S _t	Saldoausgleich aus Vorperiode	Regulierungsjahr

Tabelle 2: Parameter zur Berechnung der Erlösobergrenze.

Quelle: eigene Darstellung

Die ARegV unterteilt die Gesamtkosten des VNB in dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile $KA_{dnb,t}$, vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile $KA_{vnb,0}$ und beeinflussbare Kostenanteile $KA_{b,0}$. Diese stellen die Hauptparameter dar.

Aufgrund der jährlichen Anpassungen der Erlösobergrenze sind mehrere Parameter mit dem Index t ausgestattet. Dieser Index bezieht sich auf das jeweilige Jahr der fünfjährigen Regulierungsperiode. Parameter mit dem Index 0 beziehen sich hingegen auf das Basisjahr, das in der Regel drei Jahre vor dem Beginn der Regulierungsperiode liegt, und bleiben während der Regulierungsperiode konstant.

Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil $KA_{dnb,t}$

Der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil (§ 11 Abs. 2 ARegV 2007) besteht aus einer fest definierten Liste von Positionen, die von den VNB nicht oder kaum beeinflussbar sind. Dazu gehören zum einen Kostenpositionen wie zum Beispiel Kosten der vorgelegerten Netzebenen, EEG-Vergütung an Anlagenbetreiber oder Konzessionsabgaben. Zum anderen sind fest definierte Kostenpositionen des Netzbetriebs enthalten, zum Beispiel genehmigte Investitionen auf der 110-Kilovolt-Ebene. Um einen Zeitverzug zu vermeiden, gehen diese Investitionskosten mit den Plankosten (das heißt ab dem Jahr der Erlöswirksamkeit) für die restliche aktuelle Regulierungsperiode in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ein (in den Folgeperioden trifft dies nicht mehr zu). Der dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteil wird jährlich angepasst, was eine jährliche Veränderung der Erlösobergrenze nach sich zieht.

Budgetansatz und Effizienzvergleich

$$(KA_{vnb,0} + (1 - V_t)KA_{b,0})$$

Dieser Ausdruck bildet den Kern der Anreizregulierung, da hier neben dem Budgetansatz auch der Effizienzvergleich implementiert ist.

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{vnb,0}$ und die beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{b,0}$ sind diejenigen Kosten, die der VNB während der fünfjährigen Regulierungsperiode geltend machen kann. Beide Parameter bleiben während der Regulierungsperiode konstant – daher auch die Null im Index der Formel. Die Höhe beider Kostenanteile wird anhand der historischen Kosten des Basisjahres ermittelt, also der Kosten drei Jahre vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode. Die Summe aus $KA_{vnb,0}$ und $KA_{b,0}$ entspricht den Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten des Basisjahres, nachfolgend als Restkosten bezeichnet.

$$KA_{vnb,0} + KA_{b,0} = \text{Gesamtkosten} - KA_{dnb,t}$$

Die Höhe der Anteile von $KA_{vnb,0}$ und $KA_{b,0}$ an den Restkosten wird durch den Effizienzvergleich bestimmt. Hat ein VNB beispielsweise einen Effizienzwert von 80%, entspricht das einem vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteil $KA_{vnb,0}$ von 80% und einem beeinflussbaren Kostenanteil $KA_{b,0}$ von 20% der Restkosten.

Der Verteilungsfaktor V_t soll dafür sorgen, dass die ineffizienten, beeinflussbaren Kosten $KA_{b,0}$ abgebaut werden. Dies geschieht durch ein jährliches Ansteigen von V_t , wodurch der Klammerterm $(1-V_t)$ und damit der gesamte Term $(1-V_t)KA_{b,0}$ schrittweise auf null sinken. V_t legt somit den Sollabbaupfad für die ineffizienten Kosten fest. Dies wird in Tabelle 3 anhand eines einfachen Beispiels illustriert.

Je höher der individuelle Effizienzwert des VNB, umso größer ist $KA_{vnb,0}$ und umso kleiner ist der ineffiziente $KA_{b,0}$, der im Lauf der Regulierungsperiode zu einer Senkung der Erlösobergrenze führt. Praktisch stellt $KA_{b,0}$ die Höhe der abzubauenen Kosten dar. Beträgt die Effizienz 100%, bestehen die Restkosten komplett aus dem vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile $KA_{vnb,0}$. Das heißt, der VNB ist effizient und es liegen keine ineffizienten Kosten vor, die abgebaut werden müssen. $KA_{b,0}$ beträgt in dem Fall null und der Term $(1-V_t)KA_{b,0}$ kann nicht zu einer Reduktion der Erlösobergrenze beitragen. Dadurch besteht der Anreiz, im Effizienzvergleich einen möglichst hohen Effizienzwert zu erreichen.

Verbraucherpreisindex und sektoraler

Produktivitätsfaktor $\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right)$

VPI_0 ist der allgemeine Verbraucherpreisindex des Basisjahres, VPI_t der gültige Wert für das jeweilige Regulierungsjahr. Dabei wird aus Verfügbarkeitsgründen auf die Verbraucherpreisindizes des jeweils vorletzten Jahres zurückgegriffen. Der Quotient aus VPI_t und VPI_0 (ausgedrückt in Prozent) stellt die gesamtwirtschaftliche Inflationsrate gegenüber dem Basisjahr dar.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor PF_t (§ 9 ARegV 2007) ist ein branchenspezifisches Effizienzziel, das – im Gegensatz zum individuellen Effizienzwert des Effizienzvergleichs – gleichmäßig auf alle VNB angewandt wird, da davon ausgegangen wird, dass die Produktivität innerhalb der Branche schneller steigt als in der Gesamtwirtschaft. Als zwei mögliche Gründe für die höhere Produktivitätssteigerung werden die ehemalige Monopolstellung und die Entwicklung neuer Technologien für den Netzbetrieb genannt [12]. Durch diesen Mechanismus sollen die

Jahr	V_t	$(1-V_t)$	$KA_{b,0}$	$(1-V_t)KA_{b,0}$
2014	0,2	0,8	200.000 €	160.000 €
2015	0,4	0,6	200.000 €	120.000 €
2016	0,6	0,4	200.000 €	80.000 €
2017	0,8	0,2	200.000 €	40.000 €
2018	1,0	0,0	200.000 €	0 €

Tabelle 3: Abbau ineffizienter Kostenanteile.

Quelle: eigene Darstellung

Produktivitätssteigerungen der Branche an die Netzkunden weitergereicht werden.

Beispielsweise beträgt der Wert für die zweite Regulierungsperiode 1,5 % p. a. (§ 9 Abs. 2 ARegV 2007). Dementsprechend erhöht sich die Erlösobergrenze nicht um den vollen gesamtwirtschaftlichen Inflationswert, sondern nur um den Inflationswert abzüglich des branchenspezifischen Produktivitätsfaktors (siehe Tabelle 4). Damit steigt die Erlösobergrenze entweder langsamer als die gesamtwirtschaftliche Preisentwicklung oder sinkt absolut.

Erweiterung der Versorgungsaufgabe mittels Erweiterungsfaktor EF_t

Der Erweiterungsfaktor kommt zur Anwendung, wenn eine „nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe“ (§ 10 Abs. 2 ARegV 2007) gegenüber dem Basisjahr vorliegt. Dazu muss der VNB eine nachgewiesene Kostenerhöhung (d. h. keine Plankosten) von mindestens 0,5 % pro Jahr belegen können (ohne Ersatzinvestitionen).

Ist diese Voraussetzung gegeben, wird der Erweiterungsfaktor basierend auf physischen Parametern jährlich neu berechnet. In der ARegV sind die physischen Parameter „Anzahl der Anschlusspunkte“, „Fläche des versorgten Gebiets“ und „Jahreshöchstlast“ zur Berechnung des Erweiterungsfaktors festgelegt. Weiterhin kann die Bundesnetzagentur (BNetzA) weitere Parameter definieren, zu denen auch der Anschluss zusätzlicher Erneuerbare-Energien-Anlagen gehört. Zum Beispiel entspricht eine Erweiterung von 0,6 % einem Erweiterungsfaktor von 1,006.

Qualitätselement Q_t

Des Weiteren sieht die Regulierungsbehörde Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze vor, wenn die Zuverlässigkeit der Stromversorgung erheblich vom Durchschnitt aller VNB abweicht. Anhand von Kennzahlen (z. B. Dauer und Häufigkeit der Unterbrechung der Stromversorgung) werden gewichtete Durchschnitte über alle VNB der letzten drei Jahre ermittelt (§§ 19 und 20 ARegV 2007). Im nächsten Schritt werden die Abweichungen und folglich auch die Zu- und Abschläge ermittelt.

Volatile (nicht beeinflussbare) Kostenanteile ($VK_t - VK_0$)

Zu den volatilen (nicht beeinflussbaren) Kostenanteilen gehören zum Beispiel Preisschwankungen, die bei der Beschaffung von Verlustenergie entstehen (§ 11 Abs. 5 ARegV 2007). Verlustenergie wird zum Ausgleich physikalisch bedingter Energieverluste im Stromnetz benötigt. Die notwendigen Energiemengen werden vom VNB am Markt beschafft. Damit sollen Kostenanteile, die hohen Schwankungen unterliegen, direkt durchgereicht werden können und nicht dem Zeitverzug unterliegen.

Saldoausgleich aus der Vorperiode S_t

Schließlich findet ein Saldoausgleich mit Bezug zur vorherigen Regulierungsperiode statt (§ 5 ARegV 2007), um etwaige Abweichungen zwischen den tatsächlichen Einnahmen und der zulässigen Erlösobergrenze auszugleichen. Dies ist notwendig, da in die Erlösobergrenze auch Prognosen hinsichtlich des

Regulierungsjahr	VPI ₀ (2012)	VPI _t	VPI _t /VPI ₀	PF _t	VPI _t /VPI ₀ - PF _t
2014	102,1	104,1	1,020	0,015	1,005
2015	102,1	105,7	1,035	0,030	1,005
2016	102,1	106,6	1,044	0,046	0,998
2017	102,1	106,9	1,047	0,061	0,986
2018	102,1	107,2	1,050	0,077	0,973

Tabelle 4: Verbraucherpreisindex, sektoraler Produktivitätsfaktor (Beispiel).

Quelle: eigene Darstellung

Strombezugs oder der Anzahl der Kunden einfließen. Der Saldoausgleich – positiv wie negativ – wird gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilt.

Erlösbergrenze und Netznutzungsentgelte

EO_t

Die Erlösbergrenze stellt einen absoluten Wert dar, der auf die Netznutzer umgelegt wird. Die Details zur Berechnung der Netznutzungsentgelte (Arbeitspreis und Leistungspreis) sind in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt.

3.3 Grundzüge der dritten Regulierungsperiode (2019 – 2023)

Dieser Abschnitt enthält einen kurzen Ausblick auf die beschlossene Novelle, die ab der dritten Regulierungsperiode gilt. Außerdem wird die Festlegung der Eigenkapitalverzinsung für die dritte Regulierungsperiode skizziert.

Bestimmungsgemäß wurde die seit 2009 geltende ARegV einer Evaluation unterzogen (§ 33 ARegV 2007), woraufhin die BNetzA Empfehlungen für die Neugestaltung der ARegV veröffentlicht hat. Im Jahr 2016 wurde die ARegV novelliert. Die neue Fassung wird ab der dritten Regulierungsperiode in Kraft treten [35]. Die wesentlichen Änderungen dieser Reform werden in den folgenden Absätzen erläutert.

Kapitalkostenabgleich

Mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs unterliegen die Kapitalkosten nicht mehr dem Budgetansatz. Die Kapitalkosten neuer Investitionen gehen mit ihren Plankosten ohne Zeitverzug, d. h. im Jahr der Erlöswirksamkeit, in die Berechnung der Erlösbergrenze ein. Auch die Veränderung der Kapitalkosten von Bestandsinvestitionen wird bei der jährlichen Neuberechnung berücksichtigt und führt zu einer entsprechenden Änderung der Erlösbergrenze.

Infolge dieser Reform gilt der Budgetansatz ab der dritten Regulierungsperiode nur noch für die Betriebskosten. Der Kapitalkostenanteil der Erlösbergrenze wird somit jahresgenau berechnet. Die jährliche Berücksichtigung der Kapitalkosten neuer Investitionen führt tendenziell zu einer Erhöhung der Erlösbergrenze. Analog haben fallende Kapitalkosten (sinkende Abschreibungen und Zinskosten) aus zuvor getätigten Investitionen eine senkende Wirkung auf die Erlösbergrenze.

Die Einführung eines allgemeinen Kapitalkostenabgleichs verstärkt die ohnehin bestehende Tendenz der ARegV zu kapitalintensiven Lösungen [12]. Der Effizienzvergleich bleibt hingegen erhalten. Dies bedingt zwei gegenläufige Effekte. Einerseits nimmt die Tendenz zu kapitalkostenintensiven Lösungen zu, andererseits besteht die Gefahr, dass diese Kosten ex post über den Effizienzvergleich nur teilweise anerkannt werden. Dieser zweite Aspekt wird jedoch dadurch abgeschwächt, dass die Effizienz nur relativ zu den jeweils anderen VNB gemessen wird. Bei einem gleich gerichteten Verhalten aller VNB verringert sich damit wiederum die Gefahr, einen geringeren Effizienzwert zu erzielen.

Mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs haben alle Investitionen eine analoge ökonomische Wirkung, was zuvor nur für Erweiterungsinvestitionen auf der 110-Kilovolt-Ebene galt (Plankosten, sofortige Anerkennung im Jahr der Erlöswirksamkeit). Allerdings erfolgt die Prüfung beim Kapitalkostenabgleich summarisch, während auf der 110-Kilovolt-Ebene in den ersten beiden Regulierungsperioden eine Einzelfallprüfung stattfand und die Investitionskosten in der jeweils folgenden Regulierungsperiode einem erneuten Effizienzvergleich unterzogen wurden. Der Budgetansatz als ein Grundprinzip der Regulierung wurde somit für Investitionen aufgegeben. Dies stellt die größte Änderung der ARegV-Novelle dar.

Der allgemeine Kapitalkostenabgleich für Investitionen wurde trotz einer gegenteiligen Empfehlung des Evaluationsberichts eingeführt. Diese besagte, dass der Budgetansatz beibehalten werden sollte, da die Investitionstätigkeit der VNB prinzipiell hinreichend sei. Lediglich bei den Instrumenten des Erweiterungsfaktors und der Investitionsmaßnahmen auf der 110-Kilovolt-Ebene wurde ein Nachbesserungsbedarf erkannt. Gleichzeitig wurde befürchtet, dass mit der Einführung des allgemeinen Kapitalkostenabgleichs die oben genannte verstärkte Tendenz zu kapitalkostenintensiven Lösungen einhergehen würde [12].

Abschaffung der Pflichtparameter

Eine weitere wesentliche Änderung der dritten Regulierungsperiode – die allerdings schon in der ursprünglichen ARegV angelegt ist – stellt die Abschaffung der Pflichtparameter dar. Zum einen hat der Effizienzvergleich gezeigt, dass nicht alle Pflichtparameter zur Erklärung der Kostenunterschiede zwischen den VNB beitragen. Zum anderen spielt die gegenseitige Abhängigkeit der Vergleichsparameter eine wichtige Rolle. Dies kann anhand des Parameters Leitungslänge gezeigt werden. Weil eine höhere Leitungslänge höhere Kosten rechtfertigt, besteht der Anreiz, die Leitungslänge zu erhöhen. Damit könnte die eigene Position im Effizienzvergleich verbessert werden, unabhängig von der Frage, ob zusätzliche Leitungen die effizienteste Integrationsmaßnahme darstellen. Daher empfahl der Evaluationsbericht, die Parameter zukünftig nur auf Basis qualitativer, analytischer, ingenieurwissenschaftlicher oder statistischer Methoden auszuwählen [12]. Dieser Empfehlung wurde in der ARegV-Novelle gefolgt.

Effizienzbonus

Zudem wurde mit der Novelle ein sogenannter DEA-Super-Effizienzbonus eingeführt, da 100% effiziente VNB zuvor keinen Anreiz für weitere Kostensenkungen zeitigten. In dem neu eingeführten Modell können (abhängig von weiteren Analysen) VNB mit einem Effizienzwert von 100% einen Aufschlag auf die Erlösobergrenze erhalten (§ 12a ARegV 2016). Der

Aufschlag beträgt maximal 5% und wird gleichmäßig über die Regulierungsperiode verteilt, sodass der Effizienzwert praktisch bis zu 101% betragen kann.

Senkung der Eigenkapitalzinsen

Des Weiteren schreibt die StromNEV vor, die zulässige Eigenkapitalverzinsung für jede Regulierungsperiode neu zu bestimmen (§ 7 Abs. 6 StromNEV). Sie beträgt für die zweite Regulierungsperiode 9,05% (vor Steuern) bei einer zulässigen Eigenkapitalquote von 40%. Für die dritte Regulierungsperiode wird sie für Neuanlagen auf 6,91% (vor Steuern) abgesenkt [36]. Die Bestimmung erfolgt nach einer festgelegten Methode, wobei sich der Zins aus einem Basisanteil und einem Wagniszuschlag zusammensetzt. Dem Basisanteil liegt der zehnjährige Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere zugrunde. Der Wagniszuschlag wird mithilfe eines Preismodells für Kapitalgüter (Capital Asset Pricing Model – CAPM) bestimmt, das das adäquate Rendite-Risiko-Verhältnis bestimmen soll [37]. Die Senkung der Eigenkapitalzinsen für die dritte Periode soll das gesunkene Zinsniveau auf den Kapitalmärkten für vergleichbar risikoarme Investitionen widerspiegeln [38].

Die Nutzung des Preismodells ist umstritten. Aus Sicht der Netznutzer – die die festgelegte Verzinsung über die Netzentgelte zu finanzieren haben – wird die schnelle Zinssenkung der letzten Jahre durch das CAPM nicht schnell genug abgebildet [38, 39]. Die VNB weisen hingegen darauf hin, dass die Eigenkapitalverzinsung im europäischen Vergleich relativ niedrig ist [40].

4. Interviewergebnisse zur Anreizwirkung der ARegV

4.1 Methodik und Interviewfragen

Kern des empirischen Teils des Projekts ist eine Reihe von Interviews mit VNB, die im Zeitraum von Mai bis September 2016 durchgeführt wurden. Von den 879⁴ deutschen VNB [27] wurden exemplarisch zehn ausgewählt, die einerseits einen relevanten Erneuerbare-Energien-Ausbau in ihren jeweiligen Netzgebieten vorweisen können, der sie zu entsprechenden Integrationsmaßnahmen veranlasst hat. Andererseits soll die Auswahl das geografische Spektrum der Bundesrepublik abdecken, um so die Bandbreite der Unterschiede im Erneuerbare-Energien-Ausbau und damit einhergehender Integrationsmaßnahmen darzustellen. Es handelt sich ausschließlich um größere Flächen-VNB, die sich in Nord-, Mittel- und Süddeutschland befinden.

Um das Spektrum der Meinungen wiederzugeben, wurden in qualitativer Hinsicht leitfadengestützte, semistrukturierte Interviews durchgeführt [41, 42]. Das Ziel der Fragen bestand darin, die technischen Lösungen zur Netzintegration und die Anreizwirkung der ARegV bei der Netzplanung zu ermitteln. Die Befragten wurden darum gebeten, die regulatorischen Fragen auch im Hinblick auf die sogenannten intelligenten oder „smarten“ Lösungen (als Sammelbegriff für Alternativen zum klassischen Netzausbau) zu beantworten.

Die Interviews fanden zu der Zeit statt, als die ARegV-Novelle beschlossen wurde (Kabinettsbeschluss am 01.06.2016). Aus diesen Grund weisen sie auch die gleichen Diskussionslinien um Kapitalin-

tenazität und Verzinsung auf wie die Evaluation der ARegV [12] und der ARegV-Novelle. Die folgenden Abschnitte stellen die Ergebnisse aus den Interviews vor und erläutern den Zusammenhang mit der bereits vorgestellten Anreizregulierung.

4.2 Finanzierung der Netzintegrationsmaßnahmen möglich

Alle interviewten VNB gaben an, dass sie die notwendigen Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien ergreifen und finanzieren konnten [1–10]. Dabei handelt es sich sowohl um Maßnahmen des klassischen Netzausbaus (z.B. Erhöhung der Leitungskapazität) als auch um sogenannte intelligente Maßnahmen (z. B. Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren).

Werden Erweiterungsinvestitionen gemäß § 23 ARegV auf der 110-Kilovolt-Ebene vorgenommen, fließen sie in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil $KA_{dnb,o}$ ein. Damit erhöhen sie die Erlösobergrenze bereits innerhalb der Regulierungsperiode. Bis 2012 galt ein Zeitverzug von zwei Jahren, d.h., die Erlösobergrenze wurde erst zwei Jahre nach der Investition erhöht. Ab 2012 werden die Investitionen auf der 110-Kilovolt-Ebene ohne Zeitverzug, im Jahr der Erlöswirksamkeit, anerkannt (Plankostenansatz). Diese Kosten unterliegen für den Rest der laufenden Regulierungsperiode nicht dem Effizienzvergleich und werden daher in diesem Zeitraum vollständig an die Netznutzer weitergeleitet. In den folgenden Regulierungsperioden sind diese Kosten nicht mehr

⁴Stand: 17.08.2016.

Teil des dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteils $KA_{\text{dnb},0}$. Damit sind sie Teil der Restkosten und unterliegen somit dem Effizienzvergleich.

Alle weiteren Kosten für Integrationsmaßnahmen (CAPEX und OPEX) werden aus der Erlösobergrenze finanziert. Bei konstanten Rahmenbedingungen verändert sich die Erlösobergrenze erst wieder in der folgenden Regulierungsperiode, wenn sie erneut anhand des Basisjahres festgelegt wird. Einige Interviewpartner wiesen auch auf den finanziellen Anreiz hin, Maßnahmen bis zum Basisjahr aufzuschieben, um den Zeitverzug bei der Refinanzierung zu reduzieren.

Falls es zu einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe kommt, kann der Erweiterungsfaktor EF_t beantragt werden (siehe Abschnitt 3.2.3). Er wird anhand physischer Parameter (z. B. Anzahl von Erneuerbare-Energien-Anlagen) bestimmt. Die Erlösobergrenze wird innerhalb der Regulierungsperiode entsprechend angehoben.

4.3 Fehlende Anreize für intelligente Lösungen

Im Evaluationsbericht zur Anreizregulierung wird davon ausgegangen, dass der Einsatz intelligenter Maßnahmen im Vergleich zum klassischen Netzausbau durch höhere Betriebskostenanteile gekennzeichnet ist [12]. Im Rahmen der gegenwärtigen Anreizregulierung können den VNB durch höhere Betriebskostenanteile jedoch finanzielle Nachteile entstehen, da nur das Eigenkapital verzinst wird. Mit nur einer Ausnahme haben sich alle VNB zu diesem Aspekt geäußert.

In diesem Kontext forderten drei VNB eine Verzinsung der Betriebskosten in Bezug auf intelligente Lösungen [4, 7, 10]. Ein VNB wies explizit darauf hin, dass intelligente Lösungen aufgrund der höheren Betriebskosten seltener eingesetzt werden, als es eigentlich sinnvoll wäre [10]. Zudem forderten drei weitere VNB eine Verzinsung der Betriebskosten speziell für den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren [5, 6, 9]. Des Weiteren wurde das Beispiel genannt, dass es teilweise am kostengünstigsten sei, die Stufensteller an sämtlichen Ortsnetztransformatoren individuell zu regeln, um potenzielle Spannungspro-

bleme zu lösen [7]. Allerdings würde der damit verbundene erhebliche Personalaufwand den unverzinslichen Betriebskosten zugerechnet. Somit besteht ein finanzieller Anreiz für einen kapitalintensiven, klassischen Netzausbau. Auch beim Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren können finanzielle Nachteile entstehen, da im Vergleich zu anderen Lösungen für Spannungsprobleme (z.B. Parallelkabel) höhere Betriebskosten entstehen.

Hier wird eine der Hauptkonfliktlinien um die ARegV-Novelle deutlich, die unter dem Begriff OPEX-/CAPEX-Problematik bekannt ist. Die die VNB vertretenden Verbände hatten bereits im Evaluationsprozess eine Verzinsung der Betriebskosten (OPEX) gefordert, um einen ähnlichen Anreiz zu schaffen wie bei den Kapitalkosten (CAPEX). Dies wurde von der BNetzA mit der Begründung abgelehnt, dies fördere betriebskostenintensive Lösungen, ohne eine dämpfende Wirkung auf die Kapitalkosten zu haben [12].

Ein VNB forderte darüber hinaus eine langfristige Absicherung von Betriebskostenrisiken durch die Regulierung von Betriebskostenrisiken durch die Regulierung [9]. Da die Betriebskosten (z. B. Personal- oder Materialkosten) im Laufe der Zeit zunehmen können, stellen Maßnahmen mit höheren Betriebskostenanteilen einen relevanten Risikofaktor für die Zukunft dar. Dieses Planungsrisiko ist für VNB ungewohnt und wurde bereits im Zuge der Evaluation der ARegV angesprochen [12]. Hier spiegeln sich erneut die oben angesprochenen Konflikte über die Anreize für kapitalkosten- bzw. betriebskostenintensive Investitionen wider.

Letztlich offenbart sich hier auch ein Verteilungskonflikt bei der Finanzierung der Integration erneuerbarer Energien. Eine Verzinsung für Betriebskosten zur Förderung von intelligenten Lösungen würde tendenziell zusätzliche Kosten für den Netznutzer verursachen, es sei denn, der vermehrte Einsatz intelligenter Lösungen zieht Kostensenkungen nach sich, die diesen Effekt überkompensieren.

4.4 Intelligente Betriebsmittel politisch überbewertet

Des Weiteren wurde im Rahmen der Interviews hervorgehoben, dass der flächendeckende Einsatz

von intelligenten Betriebsmitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren energiepolitisch überbewertet werde [3, 6]. Lediglich ein VNB erarbeitet ein Konzept für einen flächendeckenden Rollout. Alle anderen hoben hervor, dass der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren nur unter bestimmten Bedingungen eine wirtschaftliche Alternative darstellt. Damit steht die Einschätzung der Mehrheit der VNB im Gegensatz zur Aussage der BMWi-Verteilnetzstudie, dass regelbare Ortsnetztransformatoren in Kombination mit einem Einspeisemanagement den Netzausbau in der Niederspannungsebene fast vollständig verhindern könne [25].

Mit Betonung der Wichtigkeit des konventionellen Netzausbaus haben drei VNB den angekündigten Wegfall des Zeitverzugs bei der Verzinsung von Investitionen explizit begrüßt [1, 2, 4]. Der Einsatz intelligenter Betriebsmittel kann den Netzausbau nur bis zu einem gewissen Erneuerbare-Energien-Ausbaugrad verhindern, denn bei den vorgesehenen Ausbauzielen ist ein klassischer Netzausbau auf jeden Fall erforderlich. Zwei VNB forderten daher eine bessere Verzinsung des konventionellen Netzausbaus [3, 5].

An dieser Stelle manifestiert sich eine große Herausforderung für den Regulierer, da die richtige Balance zwischen konventionellem Netzausbau und dem Einsatz intelligenter Betriebsmittel aufgrund der netzspezifischen Bedingungen schwierig zu bewerten ist. Es bleibt zu diskutieren, ob durch erweiterte Veröffentlichungspflichten die notwendige Transparenz für eine Bewertung geschaffen werden kann.

4.5 Neuregelung zum Einspeisemanagement hat Grenzen

Das Einspeisemanagement berechtigt Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, Erzeugungsanlagen in ihrem Netzgebiet abzuregulieren, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Infolge der Novellierung des EnWG im Sommer 2016 dürfen VNB die Spitzenkappung auch bei der Planung des Netzausbaus berücksichtigen. Die Neuregelung zielt auf eine Einsparung bei den Netzausbaukosten ab, da eine Abregulierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Spitzenzeiten günstiger ist, als das Stromnetz für die „letzte Kilowattstunde“ auszulegen. Nach der Neuregelung können bis zu 3 % der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung je

Onshore-Wind- und Fotovoltaikanlage im Netzgebiet abgeregelt werden (§ 11 Abs. 2 und § 12b Abs. 1 EnWG). Die Anlagenbetreiber müssen für die entgangene EEG-Vergütung entschädigt werden. Die Kosten der Abregulierung werden als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten auf die Stromkunden umgelegt (§ 11 Abs. 2 ARegV 2016). Die bisherigen Redispatch- und Entschädigungsregeln des EEG, die besagen, dass VNB die Erneuerbare-Energien-Anlagen im Fall eines Netzengpasses abregeln dürfen, bleiben dabei erhalten.

Insgesamt fünf VNB haben die novellierte Regelung zur Spitzenkappung angesprochen. Drei VNB sehen darin einen Fortschritt gegenüber dem Status quo [5, 7, 9]. Ein VNB schlägt allerdings eine abweichende Ausgestaltung vor [7]: Anstelle einer pauschalen Abregulierung von 3 % der Stromerzeugung aller Wind- und Fotovoltaikanlagen im Netzgebiet wäre die Möglichkeit einer höheren Abregulierung einzelner Anlagen an bestimmten kritischen Netzknoten sinnvoller. Der Vorschlag würde einen geringeren Netzausbau zur Folge haben.

Zwei VNB verwiesen jedoch darauf, dass der Netzausbau so lange Schritt halten müsse, wie sich Erneuerbare-Energien-Kapazitäten noch in der Wachstumsphase befänden [3, 4]; einer bezeichnete dies als Konsens in der Branche. Erst wenn sich die Wachstumsrate des Erneuerbare-Energien-Ausbaus dem Endausbaustadium nähere und abflache, würde die neue Regelung zur Spitzenkappung wirksam werden.

4.6 Bessere Anrechnung von Forschung notwendig

Gemäß der ARegV können Teile der Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben auf die Erlösobergrenze des jeweiligen Kalenderjahres aufgeschlagen werden. Zulässig sind ausschließlich staatlich geförderte Vorhaben (§ 25a ARegV 2007). Hier können die VNB auf Antrag bis zu 50 % des selbst aufzubringenden Anteils als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten geltend machen. Dieser wird daher direkt an die Netznutzer weitergereicht.

Insgesamt drei VNB haben das Thema Anrechnung von Forschungs- und Entwicklungskosten angesprochen. Sie plädierten dafür, dass ein höherer Anteil dieser Kosten geltend gemacht werden sollte [3, 5, 6].

Ein VNB bemängelte den Fokus auf einzelne Pilotanlagen, weil dadurch breitenwirksame Feldtests ausgeschlossen seien [3]. Infolgedessen sei es schwierig, die Risiken neuer Technologien bei einem flächendeckenden Einsatz im realen Betrieb einzuschätzen.

Ein weiterer VNB bezeichnete die gegenwärtige Förderung als wenig wirkungsvoll, da sie nur für öffentlich geförderte Projekte gelte und auf 50% des Eigenanteils beschränkt sei [5]. Dagegen sei eine weitere gefasste Anerkennung von Forschung und Entwicklung im Bereich Verteilnetze notwendig, die auch Betriebskosten mit einschließe.

4.7 Persönliche Einschätzungen

Hier sollten die Interviewpartner eine persönliche Einschätzung abgeben, an welcher Stelle sie kritische Punkte in Bezug auf den anstehenden Umbau des Energiesystems sehen. Da es sich um persönliche Einschätzungen und nicht um die Positionen der durch die Interviewpartner vertretenen VNB handelt, wird auf eine Zuordnung der Aussagen bewusst verzichtet. Im Folgenden werden Punkte genannt, die von mindestens zwei Interviewpartnern aufgeführt wurden.

Liberalisierung

Zwei Interviewpartner stufen die mit der Liberalisierung der Energiemärkte einhergehende organisatorische Trennung der Netze als problematisch ein. Angesichts der Energiewende und des damit einhergehenden Umbaus sei nun eine noch größere Gesamtkoordination notwendig, die durch die formale Trennung erschwert werde.

Gerechtigkeitsfragen

Zwei Interviewpartner betrachteten die hohe Anzahl der VNB und die Zersplitterung der Netzgebiete als kritisch, da diese Gerechtigkeitsfragen aufwerfen. Speziell der regionale Verteilungsmechanismus der Netzentgelte wurde als Problem angesehen. Da die Kosten des Netzausbaus auf die Anzahl der Stromkunden in einem Netzgebiet umgelegt werden, steigen die Netzentgelte in den Regionen mit dem größten Erneuerbare-Energien-Ausbau und der geringsten Bevölkerungsdichte am stärksten. Dadurch werden die Kosten des Netzausbaus vor allem auf diejenigen Stromkunden verteilt, in deren Regionen die Energiewende stattfindet.

Probleme politischer Natur

Weitere Interviewpartner erwähnten explizit, dass sämtliche Probleme des Netzausbaus technisch lösbar und deshalb eher politischer und sozialer Natur seien. Dies betrifft zum einen Akzeptanzprobleme beim Netzausbau auf der 110-Kilovolt-Ebene, die typischerweise als Freileitungen geplant werden. Zum anderen findet eine Kostendebatte über die Netzentgelte statt, die sich negativ auf eine langfristige Planungssicherheit auswirkt.

5. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In diesem Artikel wurden die regulatorischen Aspekte bei der Integration dezentraler erneuerbarer Energien in deutsche Verteilnetze untersucht. Dabei wurde zum einen detailliert auf die Anreizregulierung deutscher Verteilnetzbetreiber (VNB) eingegangen und ein Überblick über die 2016 beschlossene Novelle gegeben. Zum anderen wurden die Ergebnisse exemplarischer Interviews mit VNB mit Blick auf die Netzregulierung dargestellt. Von zentraler Bedeutung war dabei die Frage, in welchem Maß intelligente Lösungen zum Einsatz kommen und wie deren Einsatz durch den regulatorischen Rahmen beeinflusst wird.

Das grundsätzliche Prinzip der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) besteht darin, nicht die Kosten, sondern die Einnahmen der Netzbetreiber zu regulieren. Aus diesem Budgetansatz soll ein Anreiz entstehen, die Kosten in den fünfjährigen Regulierungsperioden zu senken, indem die VNB einen Teil der Effizienzgewinne behalten dürfen. Zusätzlich wurde ein weiterer Effizienzanzreiz durch einen Effizienzvergleich zwischen allen deutschen VNB implementiert. Damit verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten für den Verteilnetzbetrieb zu minimieren. Im Rahmen der ARegV-Novelle wurde der Budgetansatz für den Kapitalkostenanteil trotz anderslautender Empfehlungen des Evaluationsberichts abgeschafft. Die Kapitalkosten werden jährlich neu berechnet und fließen vollständig in die Erlösobergrenze ein. Die Tendenz zu kapitalintensiven Lösungen wurde dadurch verstärkt. Bezüglich des Effizienzvergleichs hat die Regulierungsbehörde nun mehr Spielraum bei der Auswahl der Vergleichsparameter. Zudem wurde mit der Novelle ein sogenannter DEA-Super-Effizienzbonus eingeführt, um zu 100% effizienten VNB weitere Anreize für Kostensenkungen zu geben.

Als erstes Ergebnis unserer Interviewserie zeigte sich, dass alle befragten VNB die notwendigen Maßnahmen zur Integration dezentraler erneuerbarer Energien ergreifen konnten. Die Einnahmen der Netzbetreiber werden im Normalfall alle fünf Jahre an ihr spezifisches Kostenniveau angepasst und können sich im Einzelfall (z. B. bei Investitionen ins 110-Kilovolt-Netz) bereits im Jahr der Erlöswirksamkeit erhöhen.

Zweitens wurde das Fehlen von Anreizen für intelligente Maßnahmen kritisiert, die häufig mit höheren Betriebskostenanteilen einhergehen. Gleichzeitig wurden die Grenzen des Intelligenzansatzes aufgezeigt und die Notwendigkeit des konventionellen Netzausbaus betont. Zudem wurde teilweise explizit hervorgehoben, dass der Intelligenzansatz politisch überbewertet werde.

Drittens wurde die Neuregelung zur Spitzenkappung im EnWG im Sommer 2016 zwar begrüßt, gleichzeitig aber auch hier die Grenzen des Ansatzes aufgezeigt. Insbesondere wurde von einzelnen Interviewpartnern erwähnt, dass die Regelung erst wirksam werde, wenn das finale Erneuerbare-Energien-Ausbauziel nahezu erreicht sei.

Viertens sahen die VNB die Notwendigkeit einer besseren Anrechenbarkeit von Forschungsbemühungen. Die Vorschläge reichten von der Herausnahme aus dem Effizienzvergleich bis hin zu einer stärkeren Anwendungsförderung im Anschluss an die Projektförderung.

Schließlich gewährten die Interviewpartner persönliche Einschätzungen aus dem Blickwinkel ihres Tagesgeschäfts. Sie wiesen darauf hin, dass sie insbesondere mit dem steigenden Koordinationsaufwand der Energiewende konfrontiert seien. Darüber hinaus führten

sie das Problem neuer Gerechtigkeitsfragen an, die der Netzausbau durch divergierende Netzentgelte aufwirft. Insgesamt seien die Probleme aber eher politischer als technischer Natur.

Insgesamt zeigte sich, dass die Anreizregulierung und ihre Novelle auch einen Verteilungskonflikt zwischen den VNB und den Netznutzern darstellen. Dies wird beispielsweise anhand der Diskussionen über Eigenkapitalzinssatz, Kapitalkostenabgleich und die Verzinsung der Betriebskosten ersichtlich. Zum Beispiel liegt der Übergang vom Budgetansatz zum allgemeinen Kapitalkostenabgleich im finanziellen Interesse der VNB, denn hiermit können sie die Kapitalkosten direkt und in vollem Umfang auf die Netznutzer umlegen. Im Budgetansatz hingegen müssen die Investitionskosten zumindest anteilig aus den Effizienzanstrengungen der VNB finanziert werden. Im nächsten Schritt wäre zu erörtern, inwiefern eine bessere Transparenzpolitik dazu beitragen könnte, zwischen dem Eigeninteresse und berechtigten Anliegen der VNB zu unterscheiden und dadurch eine effizientere Regulierung zu entwickeln.

Die deutsche Erfahrung zeigt beispielhaft, wie Verteilnetzbetreiber bei einem hohen Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien erfolgreich reguliert werden können. Daher könnte die Anreizregulierung auch für andere Länder, die den Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen planen, Anregungen für eine adäquate Regulierung der Netze liefern. Die deutsche Regulierungsformel veranschaulicht, welche konkreten Elemente verwendet werden können, um Verteilnetzbetreiber bei einem erhöhten Netzausbaubedarf angemessen zu vergüten. Die deutsche Erfahrung zeigt aber auch, dass es sich bei der Ausgestaltung dieser Elemente vielfach um politische Entscheidungen im Rahmen eines Verteilungskonfliktes handelt. Dieser Verteilungskonflikt ist universell und verstärkt sich durch den erhöhten Netzausbau und den damit verbundenen Regulierungsbedarf. Eine der größten Herausforderungen der Regulierung besteht darin, den Verteilungskonflikt unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten ausgewogen zu lösen. ■

Danksagung

An dieser Stelle möchten wir uns herzlich bei den beteiligten Verteilnetzbetreibern für die Interviews und Kommentare bedanken. Unser persönlicher Dank geht an Harald Bock, Christian Goldbach, Olaf Görlitz, Osman Kurt, Ulrich vom Felde und an die weiteren 21 Gesprächspartner, die sich gewünscht haben, nicht namentlich aufgeführt zu werden.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Verteilnetzbetreiber 1: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [2] Verteilnetzbetreiber 2: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [3] Verteilnetzbetreiber 3: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [4] Verteilnetzbetreiber 4: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [5] Verteilnetzbetreiber 5: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [6] Verteilnetzbetreiber 6: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [7] Verteilnetzbetreiber 7: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [8] Verteilnetzbetreiber 8: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [9] Verteilnetzbetreiber 9: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [10] Verteilnetzbetreiber 10: *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [11] PwC Düsseldorf: *Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft*. 4. Auflage, 2015
- [12] Bundesnetzagentur: *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*. 2015
- [13] Luig, Thorsten: *Optimierungspotenziale der Anreizregulierung: Erste Erfahrungen und Korrekturbedarf im deutschen Elektrizitätsmarkt*, 2015
- [14] Kirchberg, Thomas: *Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor: Auswirkungen auf die Rentabilität von Netzinvestitionen*, 2014
- [15] REF-E ; AF-Mercados EMI ; indra: *Study on tariff design for distribution systems: Final Report*. 2015
- [16] E-Bridge Kompetenz in Energie (Hrsg.): *Internationale Regulierungssysteme: Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen*. Endbericht. 2014.
- [17] Cambini, Carlo ; Rondi Ferla, Laura: *Incentive regulation and investment: Evidence from European energy utilities*. In: *Journal of regulatory economics* 38 (2010), Nr. 1, S. 1–26
- [18] Krause, Florentin; Bossel, Hartmut ; Müller-Reißmann, Karl-Friedrich: *Energie-Wende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*. 1982
- [19] Hennicke, Peter; Johnson, Jeffrey P. ; Kohler, Stephan: *Die Energiewende ist möglich*. 1985
- [20] Öko-Institut: 1980–2015–2050. URL <http://www.energiewende.de/start/> – Überprüfungsdatum 2016-10-20
- [21] Matschoss, Patrick: *The German Energy Transition. Status, Challenges and the Finnish Perspective*. Briefing Paper 128. FIIA, 2013
- [22] BMWi: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 2010
- [23] Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Den Strommarkt der Zukunft gestalten: Sondergutachten des Sachverständigenrates für Umweltfragen*. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/281. 2013
- [24] BMWi: *Gesamtausgabe der Energiedaten: Datensammlung des BMWi. Letzte Aktualisierung: Mai 2016*. 2016
- [25] Büchner, Jens; Katzfey, Jörg ; Flörcken, Ole; Moser; Albert; Schuster, Henning; Dierkes, Sebastian; van Leeuwen, Tobias; Verheggen, Lukas ; Uslar, Mathias; van Amelsvoort, Marie: *Moderne Verteilernetze für Deutschland: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. 2014

- [26] Agricola, Annegret-Cl.; Höflich, Bernd; Richard, Philipp; Völker, Jakob; Rehtanz, Christian; Greve, Marco; Gwisdorf, Björn; Kays, Jan; Noll, Theresa; Schwippe, Johannes ; Seack, André; Teuwsen, Jan; Brunekreeft, Gert; Meyer, Roland; Liebert, Vanessa: *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. 2012
- [27] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2015* (2016)
- [28] Chao, Hung-Po; Oren, Shmuel; Wilson, Robert: *Reevaluation of vertical integration and unbundling in restructured electricity markets*. In: Sioshansi, Fereidoon P. (Hrsg.): *Competitive Electricity Markets. Design, implementation, performance*: Elsevier, 2008, S. 27–64
- [29] Schumann, Jochen: *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1992
- [30] Kinnunen, Kaisa: *Pricing of electricity distribution: An empirical efficiency study in Finland, Norway and Sweden*. In: *Utilities policy* 13 (2005), Nr. 1, S. 15–25
- [31] Ströbele, Wolfgang; Pfaffenberger, Wolfgang; Heuterkes, Michael: *Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik*. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2010
- [32] Boltz, Walter: *The Challenges of Electricity Market Regulation in the European Union*. In: Sioshansi, Fereidoon P. (Hrsg.): *Evolution of Global Electricity Markets. New Paradigms, new challenges, new approaches*: Amsterdam: Elsevier Academic Press, 2013, S. 199–222
- [33] Agrell, Per; Bogetoft, Pete ; Koller, Martin; Trinkner, Urs: *Effizienzvergleich für Verteilnetzbetreiber Strom 2013: Ergebnisdokumentation und Schlussbericht*. 2014
- [34] Bundesnetzagentur: *2. Regulierungsperiode*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/EffizienzvergleichVerteilernetzbetreiber/2Regulierungsperiode/2regulierungsperiode-node.html. – Aktualisierungsdatum: 2016-02-24 – Überprüfungsdatum 2016-12-12
- [35] BMWi: *Kabinett billigt Anreizregulierungsverordnung*. URL <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2016/20160803-kabinett-billigt-anreizregulierungsverordnung.html>. – Aktualisierungsdatum: 2016-08-03 – Überprüfungsdatum 2017-04-25
- [36] Bundesnetzagentur: *BK4-16-160: Beschluss*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom.html
- [37] Bundesnetzagentur: *Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen: Verfahrenseinleitungen und Konsultation des Beschlusssentwurfs hinsichtlich der Festlegungen von Eigenkapitalzinssätzen nach § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_300bis399/BK4-11-304_BKV/BK4-11-304_Verfahrenseinleitung.html?nn=646652. – Aktualisierungsdatum: 2011-09-07 – Überprüfungsdatum 2017-04-13
- [38] Wein, Thomas: *Gutachten zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze für Gas- und Stromnetzbetreiber anlässlich des Konsultationsverfahrens der BNetzA*. 2016
- [39] bne: *Gutachten zu Netzgebühren: Milliarden-Entlastungen für Verbraucher möglich - Netzausbau nicht gefährdet*. URL <http://www.bne-online.de/de/content/gutachten-zu-netzgeb%C3%BChren-milliarden-entlastungen-f%C3%BCr-verbraucher-m%C3%B6glich-netzausbau-nicht>. – Aktualisierungsdatum: 2016-09-06 – Überprüfungsdatum 2017-02-21
- [40] VKU: *Veröffentlichte Eigenkapitalzinssätze der Bundesnetzagentur erschweren Verteilnetzausbau deutlich*. URL <http://www.vku.de/presse/pressemitteilungen-liste/liste-pressemitteilungen/archiv-2016-pressemitteilungen/vku-statement-916-eigenkapitalzinssaetze.html?p=1>. – Aktualisierungsdatum: 2016-10-12 – Überprüfungsdatum 2017-02-21
- [41] Schnell, Rainer; Hill, Paul B.; Esser, Elke: *Methoden der empirischen Sozialforschung*. 9., aktualis. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2011
- [42] Diekmann, Andreas: *Empirische Sozialforschung. Grundlagen, Methoden, Anwendungen*. Reinbeck: Rowohlt Verlag, 2007



IASS Working Paper Juli 2017

Institute for Advanced Sustainability Studies e. V. (IASS)
Berliner Straße 130
14467 Potsdam
Tel: +49 (0) 331-28822-340
Fax: +49 (0) 331-28822-310
E-Mail: media@iass-potsdam.de
www.iass-potsdam.de

Kontakt Autoren:
Dr. Patrick Matschoss: matschoss@izes.de
Benjamin Bayer: benjamin.bayer@iass-potsdam.de
Dr. Adela Marian: adela.marian@iass-potsdam.de

ViSdP: Prof. Dr. Mark G. Lawrence,
geschäftsführender wissenschaftlicher Direktor

DOI: 10.2312/iass.2017.014

