

Elsenbast, Wolfgang; Boche, Steffen

Article — Published Version

Investitionsregulierung in Stromverteilnetzen

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Elsenbast, Wolfgang; Boche, Steffen (2013) : Investitionsregulierung in Stromverteilnetzen, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 93, Iss. 5, pp. 315-322,
<https://doi.org/10.1007/s10273-013-1527-z>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/113700>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Wolfgang Elsenbast, Steffen Boche*

Investitionsregulierung in Stromverteilnetzen

Die Energiewende in Deutschland verlangt von den Verteilnetzbetreibern erhebliche neue Investitionen. Dies ist bei der Regulierung der Netzentgelte hinreichend zu berücksichtigen. Hier sind neben den vorhandenen Anreizen zur Kosteneffizienz auch geeignete Anreize zur dynamischen Effizienz im Sinne der Steuerung von wirtschaftlichen Investitionen wichtig. Die Autoren diskutieren aktuelle Probleme der Investitionsregulierung und geben einen Überblick über mögliche Lösungen, die im Rahmen der Anreizregulierung der Netzentgelte von Verteilnetzbetreibern denkbar sind.

Vor dem Hintergrund erheblicher zukünftiger Investitionen im Übertragungs- und vor allem im Verteilnetz ist die Weiterentwicklung der Stromnetzregulierung mehr denn je ein zentrales regulierungspolitisches Thema. Hierbei wird die Notwendigkeit, die Netze in Deutschland im Rahmen der Energiewende auszubauen, unterschiedlich eingeschätzt. Der Bedarf variiert zwischen 135 000 km und 380 000 km Stromleitungen. Dementsprechend variieren die notwendigen Investitionen von 10 Mrd. Euro respektive 27,5 Mrd. Euro (Untergrenze für 2020 bzw. 2030) bis 27 Mrd. Euro respektive 42,5 Mrd. Euro (Obergrenze für 2020 bzw. 2030).¹ Unabhängig von der konkreten Höhe verdeutlichen diese Zahlen die finanzielle und wirtschaftspolitische Relevanz des Netzausbaus sowie dessen Regulierung. Dies gilt vor dem Hintergrund der Energiewende speziell für das Verteilnetz. Hier wird durch den bundesweit massiven Ausbau der dezentralen Erzeugung eine umfassende Last- bzw. Lastfluss-Änderung stattfinden. Ca. 95% der installierten Windleistung und 100% der installierten Photovoltaikleistung sind in den Verteilnetzen angesiedelt.² Der Ausbau zu einem intelligenten Stromnetz (Smart Grid) impliziert zusätzlich, dass Verteilnetze ihre Funktionalität ändern, und erfordert eine zunehmend intelligente Netzsteuerung.

Erweiterungsfaktor und Zeitverzug

Auf der Ebene der Verteilnetzbetreiber ist in Deutschland innerhalb der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

bislang der Erweiterungsfaktor das zentrale Steuerungsinstrument, um die Erlösobergrenze anzupassen. Dieses Instrument soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers während der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Der Faktor berücksichtigt damit das Zeitverzugsproblem, das entsteht, weil die Basis der Kostenanerkennung vor einer Regulierungsperiode bestimmt wird. Somit werden in der Regulierungsperiode getätigte Investitionen erst nachträglich anerkannt (im ungünstigsten Falle erst nach sieben Jahren, d.h. der Differenz zwischen dem Photojahr³ einer Regulierungsperiode und dem Beginn der darauf folgenden Regulierungsperiode).⁴ Ein Zeitverzug in der Kostenanerkennung führt in der Regel zu einer Verringerung der Kapitalverzinsung und gegebenenfalls zu einem zyklischem Investitionsverhalten, da eine Investition kurz vor dem Photojahr eine geringere Anerkennungsfrist hat.

3 Im Photojahr wird die Kostenbasis für die Erlösobergrenze einer Regulierungsperiode gewählt. Notwendigerweise liegt dieses Jahr vor dem Beginn einer Regulierungsperiode, in Deutschland zwei Jahre.

4 Vgl. W. Ballwieser: Investitionsrechnung für Netze im Rahmen der Anreizregulierung, Berlin 2008.

* Dieser Artikel stellt die persönliche Ansicht der beiden Autoren dar und ist insbesondere nicht als eine fachliche Bewertung des Bundesamtes für Energie zu sehen. Für hilfreiche Kommentare danken wir Vigen Nikogosian und Tobias Veith.

1 Vgl. E-Bridge Consulting: Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Wind einspeisungen bis 2020, Bonn, Aachen 2011; bzw. Dena: Stromverteilnetze müssen für die Energiewende deutlich ausgebaut werden, Pressemeldung vom 11.12.2012, Berlin.

2 Vgl. Institut für Energiesysteme: Energieeffizienz und Energiewirtschaft an der TU Dortmund, Jahresbericht 2012, S. 8.

Dr. Wolfgang Elsenbast ist Ökonom beim Bundesamt für Energie in Bern und Lehrbeauftragter an der Universität Basel.

Steffen Boche, Diplomingenieur-Ökonom, ist Senior Consultant bei E-Bridge Consulting in Bonn.

Der Erweiterungsfaktor sieht im Detail vor,⁵ dass Verteilnetzbetreiber eine Anpassung der Erlösobergrenze beantragen können, wenn eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe vorliegt, d.h. konkret, wenn sich die in § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV genannten Parameter (dies sind in erster Linie Anschluss-/Ausspeisepunkte, Fläche und Jahreshöchstlast) im Antragszeitpunkt dauerhaft und in erheblichem Umfang geändert haben.⁶ Dabei wird gefordert, dass die (inkrementellen) Kosten der Erweiterung mindestens 0,5% der beeinflussbaren Kosten im Photojahr (Gesamtkosten ohne dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ausmachen) betragen. Als relevante Größen für die Messung der Veränderung werden auf den ungeraden Netzebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz) Mittel der Flächenveränderung und der Veränderung der Anschlusspunkte verwendet. Auf den Umspannebenen ist die inkrementelle Lastveränderung die relevante Bezugsgröße. Die netzebenenspezifischen Faktoren gehen gewichtet ein. Hierbei werden die direkten Kosten der Netz- bzw. Umspannebene (inklusive Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung) als Gewichte herangezogen. In Ausnahmefällen können für Verteilnetzbetreiber auch Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen gemäß § 23 Abs. 6 ARegV gewährt werden; insoweit ist bezogen auf diese Maßnahmen eine zusätzliche Anwendung eines Erweiterungsfaktors ausgeschlossen.⁷

Der so dimensionierte Faktor ist aus Sicht der Netzbetreiber unzureichend, da er die notwendigen Investitionen in den Verteilnetzen – und somit die anfallenden zusätzlichen Kosten – nicht umfassend berücksichtigt und somit die zu erzielende Kapitalverzinsung mindere. Dies impliziert, dass der Investitionsbedarf nicht umfassend über die bisher verwendeten Linearkombinationen von Netzkennzahlen abzubilden ist, beispielsweise wenn vorwiegend Netzverstärkungen umzusetzen sind. Über den Erweiterungsfaktor werden keine Investitionen, die über dem Sanierungsbedarf liegen (z.B. Austausch konventioneller Zähler durch elektronische Zähler) oder Kosten, die notwendige Schwellenwerte auf Grund heterogener Netzabschnitte überschreiten, berücksichtigt.⁸ Insgesamt, so die Argumentation, führe der durch das Erneuerbare Energiengesetz bedingte Wandel im Verteilnetz zu einem erheblichen Liquiditätsbedarf und zu einem Vorfinanzie-

rungszwang für die Verteilnetzbetreiber. Hierbei stelle sich auch die Frage, wer das Investitionskapital zur Verfügung stellt und wie attraktiv eine durch den Zeitverzug reduzierte Kapitalrendite ist.

Die Branche diskutiert deshalb Methoden der Sofortanerkennung von Investitionen während einer Regulierungsperiode. Ein derartiger Vorschlag impliziert, dass neue Investitionen während einer Regulierungsperiode in die regulierte Kapitalbasis (Regulated Asset Base) eingehen.⁹ Hierbei wird neben der (speziell bei einem denkbaren Plankostenansatz) gegebenenfalls erst nachgelagerten Kostenprüfung dem nachgelagerten Benchmarking eine starke regulierende Kraft zugewiesen. Bei einem solchen maßgeblich erlösrelevanten Effizienzvergleich sollen die Netzbetreiber keinen Anreiz haben, ineffiziente Investitionen zu tätigen, d.h. Investitionen, deren Kostenanerkennung ex post nicht ausreichend ist. Vor dem Hintergrund von Informationsasymmetrien muss jedoch festgestellt werden, dass es möglich ist, dass bei einem solchen Ansatz höhere Kosten anerkannt werden, als notwendig wären. Diese grundlegende Regulierungsproblematik und deren Auflösung sind zentral für die Eignung von Regulierungsinstrumenten speziell bei Netzinvestitionen.

Denkbare Regulierungsinstrumente

Um die Handlungsmöglichkeiten innerhalb der Investitionsregulierung insgesamt zu erfassen, ist ein Blick in das RIIO-Handbuch des britischen Regulierers Ofgem¹⁰ hilfreich. Praxishintergrund ist eine Einzelfallbetrachtung qualifizierter Businesspläne der Netzbetreiber in Großbritannien.¹¹ Interessant sind zunächst sogenannte „upfront efficiency incentives“. Hierunter sind vor allem klassische Sliding-Scale-Ansätze,¹² die dazu dienen sollen, das Risiko zwischen Netzbetreiber und Endkunden bei neuen Investitionen besser zu verteilen, zu verstehen. Zu diesen Mechanismen gehört prinzipiell auch deren Weiterentwicklung in Form einer Menu-Regulierung, die mehrere Sliding Scales kombiniert. Sliding Scales werden dabei so verknüpft, dass ein risikoneutrales Unternehmen sich am

5 Vgl. Bundesnetzagentur: Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor, Bonn, Stand Mai 2011.

6 Bei Netzübergängen findet der Erweiterungsfaktor keine Anwendung.
7 Siehe § 23 ARegV.

8 Dies betrifft auch IKT-Aufwendungen im weiteren Umfeld der Netzinfrastruktur, z.B. für Systeme zur Abwicklung zunehmender Datenströme. Vgl. KEMA: Anpassungs- und Informationserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologien zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid), Bonn 2012, S. 24.

9 Vgl. hierzu beispielsweise der Vortrag von Torsten Maus (Geschäftsführer EWE Netz) zu Fragen des Smart Grid und dessen Regulierung am Bundesamt für Energie, Ittigen, 31.8.2012.

10 Vgl. <http://www.ofgem.gov.uk/networks/rpix20/consultdocs/Documents1/RIIO%20handbook.pdf>. Die Abkürzung RIIO steht dabei für Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs.

11 Hierbei ist zu beachten, dass die Zahl der Netzbetreiber (14) deutlich geringer ist als in Deutschland.

12 Beim Sliding Scale schätzt der Regulator die zu erwartenden Kosten und setzt um diesen Zielwert ein Band, das den maximalen Gewinn eines Netzbetreibers durch Kostenunterschreitungen (als maximaler Bonus) sowie den maximalen Verlust durch eine Zielkostenüberschreitung (als maximaler Malus) beschreibt. Der Grad der Aufteilung der Vor-/Nachteile zwischen Unternehmen und Verbraucher wird über sogenannte Aufteilungsfaktoren beschrieben.

Tabelle 1
Instrumente der Investitionsregulierung

| Instrument | Voraussetzung für den Einsatz | Kritische Faktoren |
|--|--|---|
| Upfront-Investitionsanreize | | |
| Rate-of-return-Adder | Klare Ziele für eine Investitionsbeanreizung oder höhere Risiken | Risikoadäquanz oder andere ökonomisch belastbare Begründungen sollte gegeben sein |
| Upfront-Effizienzanreize | | |
| Sliding Scales | Beeinflussbarkeit der Kosten und ungefähres Kostenziel | Genauigkeit der Kostenziele (auch Belastbarkeit bei Fortschreibung bestehender Ziele) |
| Unsicherheitsmechanismen | | |
| Indexierung | Kenntnis der Abhängigkeit der Kosten vom Index | Repräsentativität des Index |
| Mengenfaktoren | Mengen-Kosten-Zusammenhang (Kostentreiberfunktion) bekannt | „Unsicherheiten“ in den Kostenfunktionen |
| Erlöstrigger | Klare Abgrenzung der zugrundeliegenden Ereignisse | Beeinflussbarkeit von Ereignissen durch reguliertes Unternehmen |
| Use-it-or-lose-it-Mechanismen | Klare Abgrenzung von Aktivitäten und deren Kosten | Beeinflussbarkeit von Ereignissen durch reguliertes Unternehmen |
| Durchlaufposten | Nicht-Beeinflussbarkeit der Kosten | Mögliche Abgrenzungsprobleme |
| Ex-post-Anpassungen bei festgestellter Effizienz | Relevante Investitionen, hinreichende Kontrollierbarkeit | Möglichkeiten der Effizienzprüfung |
| Anpassungen für neue Leistungen | Eingeschränkte Kostenbewertung ex ante und ausreichende Vergleichbarkeit während der Periode | Hinreichende Vergleichbarkeit |
| Forward-Looking-Element | Erlöstrigger, die erst in der Periode kalibriert werden können | Möglichkeiten der Effizienzprüfung |

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Ofgem, 2010, <http://www.ofgem.gov.uk/networks/rpix20/consultdocs/Documents1/RIIO%20handbook.pdf>.

besten stellt, wenn es das Scale wählt, das als Kostenziel die von ihm erwarteten Kosten hat.¹³ Somit wird der Versuch unternommen, die vorhandenen Informationsasymmetrien bezüglich der Kosten weitgehend aufzulösen.

Das RIIO-Handbuch sieht ferner vor allem die Möglichkeit vor, die Erlösgrenzen über sogenannte Unsicherheitsmechanismen (Uncertainty Mechanism) flexibler innerhalb der Regulierungsperioden anzupassen. Unsicherheitsmechanismen dienen dazu, innerhalb der Regulierungsperiode Anpassungen durchzuführen. Bei der Einführung eines solchen Mechanismus sei stets zu prüfen, ob er eine Verbesserung in der Regulierung ermöglicht und ob er mit den generellen Regulierungsprinzipien im Einklang ist.¹⁴ Die in Deutschland beim Erweiterungsfaktor vorgebrachten Ideen lassen sich prinzipiell unter diese Unsicherheitsmechanismen subsumieren. Ex ante ge-

setzte Investitionsanreize (Upfront Investment Incentives), die vor einer Regulierungsperiode für (neue) Investitionen verbesserte Bedingungen ermöglichen, sind zudem von Interesse, um zusätzliche Anreize zu setzen.

In Tabelle 1 findet sich eine Klassifizierung der im Handbuch diskutierten Instrumente mit Anmerkungen zu den für den Einsatz notwendigen Voraussetzungen und kritischen Faktoren. Die Mechanismen werden zumindest in ihren Grundsätzen vorab von einer Regulierungsperiode bestimmt. Dies erfordert eine hinreichend genaue Kenntnis der Wirkungszusammenhänge. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die Mechanismen ungenau steuern, da sie dem opportunistischen Verhalten der regulierten Unternehmen unterliegen würden. Im Rahmen der Unsicherheitsmechanismen sind innerhalb einer Ex-ante-Festlegung zunächst Kostenindexierungen, Mengenfaktoren, Erlöstrigger, Use-it-or-lose-it-Mechanismen sowie die Bestimmung von Durchlaufposten denkbar.¹⁵

13 Eine Menu-Regulierung kann als ein Tableau verstanden werden, das auf Expertenschätzungen von Plankosten beruht. Diese dienen der Dimensionierung der abgestimmten Sliding Scales. Ein Unternehmen kann danach nach eigener Schätzung der Kosten und Risikoaversion ein bestimmtes Bonus-Malus-Regime wählen. Bei Risikoneutralität soll das Verfahren zur Enthüllung der wahren Kosten via Wahl des entsprechenden Regimes führen. Zu einer Darstellung der Wirkungsweise vgl. etwa P. Joskow: Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, Cambridge 2006, S. 22 ff.

14 Vgl. auch RIIO-Handbook von Ofgem, S. 95 ff., <http://www.ofgem.gov.uk/networks/rpix20/consultdocs/Documents1/RIIO%20handbook.pdf>.

15 Erlöstrigger sind Mechanismen, die bei einem Trigger eine ex ante bestimmte Erlösanpassung vorsehen, d.h. bei Ex-ante-Festlegung eine feste Regel darstellen. Bei Use-it-or-lose-it-Mechanismen wird eine bestimmte Option der Erlösgrenzanpassung bei einem bestimmten Handeln angeboten, die bei Nichthandeln verfällt. Durchlaufposten sind Kosten, die von dem regulierten Unternehmen nicht beeinflussbar sind.

Sliding Scales müssen die Zielkosten und Aufteilungsregeln erfassen. Sie sind allerdings nicht primär zur Korrektur von Unsicherheiten dimensioniert, sondern vor allem um vorab bestimmte Effizienzanreize zu setzen. Sie erfordern, dass ein plausibles abgeleitetes Intervall der zu erwartenden Zielkosten sowie eine (unter den vorliegenden Unsicherheiten) ökonomisch sinnvolle Aufteilung der Kosten bei Unter- bzw. Überschreiten des Ziels bestimmt werden.

Mögliche Rate-of-return-Adder in Form einer erhöhten Kapitalverzinsung¹⁶ sind ebenfalls ex ante zu bestimmen. Auch hier geht es darum, Anreize zu setzen. Wesentliche Ausgestaltungsmerkmale von Addern sind eine erhöhte Rendite auf das Eigenkapital für neue Investitionen, die vollständige Erstattung von Kosten, die im Vertrauen auf eine Genehmigung getätigt wurden, soweit diese verhältnismäßig sind, Steuerreduktionen und erhöhte Abschreibungsmöglichkeiten, wobei Zuschläge auf die Kapitalverzinsung besonders verbreitet sind. Durch Adder werden somit spezifische finanzielle Verbesserungen bei neuen Investitionen gesetzt.

Zudem gibt es Unsicherheitsmechanismen, bei denen relevante Elemente der Kalibrierung teils während einer Regulierungsperiode erfolgen können. Hierunter fällt die Berücksichtigung von erheblichen Investitionen eines Netzbetreibers in Form einer Ex-post-Anpassung bei festgestellter Effizienz.¹⁷ Prinzipielle Voraussetzung hierfür sollte sein, dass diese Kosten mit einem ausreichenden Aufwand in der Periode kontrollierbar sind (dies gilt vor allem bei realisierten Kosten) oder vom Umfang der Anerkennung her ex post angepasst werden können (dies gilt vor allem bei einem Plankostenansatz). Dies erscheint im britischen Regulierungsrahmen aufgrund der Analyse von detaillierten Businessplänen durch den Regulierer darstellbar, kann aber bei einer großen Anzahl von regulierten Unternehmen sehr schwierig werden. Hinzu kommen als Instrumente Forward-Looking-Erlöstrigger, die erst während der Regulierungsperiode dimensioniert werden können, d.h. Aufgriffskriterien für Erlösanpassungen, die ex ante nicht exakt dimensioniert werden.

Nicht nur in Großbritannien, sondern auch in Deutschland wurden mögliche Ansätze einer „intelligenten“ Regulierung untersucht, speziell im IRIN-Forschungsprojekt des Bundeswirtschaftsministeriums. Dieses hatte zum Ziel,

konkrete Möglichkeiten aufzuzeigen, um die Regulierung intelligenter Stromnetze weiterzuentwickeln. Es kam unter anderem zu dem Vorschlag, einen allgemeinen Investitionsbonus, der sowohl für konventionelle als auch für innovative Netztechnik gelten soll, einzuführen. Der Investitionsbonus sollte in Form einer noch zu bestimmenden Erhöhung des Eigenkapitalzinses für Neuinvestitionen – ab der zweiten Regulierungsperiode – Anwendung finden und für alle Netzbetreiber im Verteilnetzbereich gelten; er stellt somit einen Rate-of-return-Adder dar.

Die aus diesem Instrument resultierende erhöhte kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung würde sich allerdings erst in der Erlösobergrenze der dritten Regulierungsperiode niederschlagen. Es sei daher ein angemessen hoher Zinssatz zum Barwertausgleich aufgrund der in der ARegV bestehenden Zeitverzögerungen zu wählen.¹⁸ Der Vorschlag impliziert insofern, dass neue Investitionen inklusive Ersatzinvestitionen einen Zuschlag erhalten und dass zusätzlich ein Barwertausgleich in der geltenden Periode, z.B. über das Regulierungskonto, erfolgen solle.

Drei ausgewählte Instrumente

Im Folgenden werden drei denkbare Alternativen einer Investitionsregulierung, die nahe an der deutschen Praxis sind, ausgewählt. Diese sind relevant, da sie in der aktuellen Debatte oder im IRIN-Forschungsprojekt erwähnt werden:

- Anpassungen des Erweiterungsfaktors,
- Ex-post-Anpassungen (möglichst bei hinreichend geprüfter Effizienz) und
- Rate-of-return-Adder.¹⁹

Erweiterungsfaktor

Der Erweiterungsfaktor ist ein Ansatz, der Kostenanerkennungsverfahren innerhalb einer Periode in Anlehnung an zentrale Outputgrößen des Benchmarkings schematisiert umzusetzen. Aufgrund der Vielzahl der Verteilnetzun-ternehmen ist er notwendigerweise vereinfachend. Dies ist ein Vorteil, da es nicht zuletzt um eine hinreichend einfache Umsetzungsfähigkeit des Instruments geht. Die mögliche Folge ist allerdings, dass nicht alle (zusätzlichen) Kosten einer Netzerweiterung, auch wenn sie effizi-

¹⁶ Dies ist die meist verbreitete Anwendung.

¹⁷ Auch bei diesen Instrumenten muss vorab festgelegt werden, wie sie grundsätzlich ausgestaltet sind. Deshalb ist eine zeitliche Unterscheidung streng genommen unscharf. Es wäre eine Unterscheidung möglich, ob innerhalb einer Periode eher ein mechanistisches Verfahren oder eine Einzelfallbetrachtung erfolgen soll. Prinzipiell könnte auch nach den Anreizen von Investitionen oder bestimmten Outputs unterschieden werden.

¹⁸ Vgl. Bremer Energieinstitut, Öko-Institut, WIK, Institut für Berg- und Energierecht: Abschlussbericht (Kurzfassung), Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN), 2011, S. 21 f.

¹⁹ Diese Ansätze schließen sich gegenseitig nicht aus, da Rate-of-return-Adder auch ergänzend zu den ersten beiden Ansätzen angewendet werden könnten (die grundsätzlich als Alternativen zu verstehen sind).

ent sein mögen, anerkannt werden. Dies liegt daran, dass die Kosten durch die verwendeten Linearkombinationen wesentlicher Outputgrößen nicht hinreichend erfasst werden. Insofern verbleibt eine asymmetrische Information, die sich zu Ungunsten der Unternehmen auswirken kann. Zugleich werden die Investitionsanreize durch die ex ante festgelegten Outputgrößen mitbestimmt.

Dieses Defizit bedeutet allerdings nicht, dass dieser Ansatz grundsätzlich nicht geeignet ist. Vielmehr stellt sich die Frage, ob er noch besser spezifiziert werden kann, z.B. über die Verwendung weiterer Benchmarkingparameter. Dies ist grundsätzlich schon in der aktuellen Regelung möglich, die auf § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV verweist, nach dem auch weitere erklärende Größen denkbar sind. So sind in der Vergangenheit in den einzelnen Bundesländern teilweise unterschiedliche Verfahren zur Anerkennung der Kosten im Zusammenhang mit der dezentralen Einspeisung angewendet worden. Beispielsweise wurden die Kosten der dezentralen Einspeisung in Bayern zunächst durch eine pragmatische Entsprechung von dezentralen Einspeisepunkten zu Ausspeisepunkten berücksichtigt, während inzwischen von der Bundesnetzagentur die Kosten der dezentralen Einspeisung in der Regel über das Verhältnis der dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der Umspannebene berücksichtigt werden.²⁰ Hier sind grundsätzlich weitere sachgerechte Verknüpfungen zwischen Input- und Outputparametern denkbar, die den Erweiterungsfaktor verbessern.²¹ Mögliche Weiterentwicklungen implizieren eine bessere Abbildung der Kostensituation. Bei solchen Erweiterungen dürfte vor allem auf die Parameter des Benchmarkings zurückgegriffen werden. Hierbei ist zu beachten, dass diese zwar grundsätzlich gut geeignet sind, wenn sie exogene Größen sind, aber über die Kostenentwicklung einzelner Netzbetreiber nicht vollständig abgebildet werden können, vor allem weil die im Benchmarking verwendeten Parameter die signifikanten und informationsträchtigsten für alle Netzbetreiber sind. Allerdings erfordern Weiterentwicklungen auch eine gewisse Standardisierung. Insofern geht es im Kern um eine ver-

besserte Typisierung von Netzerweiterungen im Kontext eines Erweiterungsfaktors.²²

Ex-Post-Anpassungen

Ex-Post-Anpassungen können sowohl die Kapitalkosten (CAPEX) als auch Betriebskosten (OPEX) umfassen. Denkt man eine solche Variante in Analogie zur Regelung der Investitionsbudgets bei den Übertragungsnetzbetreibern, so steht ein Ansatz der CAPEX im Vordergrund. Dies würde implizieren, dass die CAPEX in der regulierten Kapitalbasis unmittelbar übernommen werden, gegebenenfalls auch auf Plankostenbasis, die ex post angepasst wird. Hierbei ginge es bei der Anerkennung um die – netto – hinzukommenden CAPEX.²³ Bei der Prüfung eines solchen Instruments ist grundsätzlich zu bedenken, ob und inwieweit eine Kostenkontrolle dieser CAPEX durch den Regulator während der Regulierungsperiode möglich ist. Dies erscheint bei einer großen Zahl von Netzbetreibern nicht trivial und mit einem erheblichen Aufwand verbunden. Aus diesem Grund wurde auch in Deutschland der Erweiterungsfaktor entwickelt.

Will man die Kosten dennoch prüfen, so wäre zu überlegen, ob die Investitionen bei den Verteilnetzen in eine begrenzte Zahl von Typen zu klassifizieren wären. Für diese wären dann standardisierte Kosten anzusetzen, beispielsweise anhand von möglichst repräsentativen Kalkulationen über analytische Kostenmodelle oder sonstige Expertenschätzungen. Solche Kostenansätze werden ex ante definiert und könnten gegebenenfalls in der Regulierungsperiode weiter spezifiziert werden.²⁴ Derart vereinfacht anerkannte Kosten sollten bis zur nächsten umfassenden Kostenprüfung gelten. Eine abschließende (Effizienz-)Bewertung der CAPEX würde erst in einem Gesamtkosten-Benchmarking – als (faktisch) zweiten Schritt der Effizienzprüfung – erfolgen. Da in einem Benchmarking nicht effiziente Investitio-

20 Vgl. hierzu auch E-Bridge: Bestimmungen eines angepassten Erweiterungsfaktors für dezentrale Einspeisungen, Bonn 2008, Studie für den Verband der bayrischen Elektrizitätswirtschaft (VBEW).

21 Vgl. hierzu auch den Vortrag von Frontier Economics: Investitionsanreize und Qualitätsregulierung – Lehren aus der internationalen Regulierungspraxis, Internationale Energiewirtschaftstagung, 17.2.2011. In diesem Beitrag wird festgehalten, dass ein Erweiterungsfaktor detailliert sein muss.

22 Hierbei ist ein Niveaueffekt durch das Benchmarking zu beachten, da der Erweiterungsfaktor die über das Benchmarking zentral fixierte Erlösobergrenze erweitert. Somit hat das Benchmarking einen Einfluss auf die konkrete Höhe der über den Faktor anerkannten Erweiterung. Folglich ist auch die Weiterentwicklung des Benchmarkings von Bedeutung für die Höhe des anerkannten Betrags.

23 Netto impliziert, dass bei dem Ausgangsniveau einer Regulierungsperiode Kapital berücksichtigt wird, das in dieser verbraucht wird. Erst wenn neues Kapital hinzukommt, das diesen Verbrauch übersteigt, verändert sich der Kapitalstock nach oben. Bei dieser Überlegung ist zu berücksichtigen, dass ein Teil des Kapitals ineffizient sein kann, d.h. ökonomisch gesehen gar keine Kosten darstellt. Zur Vereinfachung und weil die Kostenprüfung bei neuem Kapital eingeschränkt ist, wird dieser Punkt vernachlässigt. Zu einer umfassenderen Analyse relevanter Renditeeffekte vgl. auch die Dissertation von F. Dehmel: Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen – Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte, Eichstätt 2011.

24 Dies dürfte aber wohl nur für finanziell relevante Erweiterungen von Interesse sein. Allerdings gilt der Erweiterungsfaktor grundsätzlich erst bei einer gewissen Kostenrelevanz.

nen nur mit ihrem effizienten Anteil vergütet würden, geht von ihm zum Zeitpunkt der Investition grundsätzlich ein relevanter Anreiz zur Effizienz aus. Dies gilt vor allem, wenn die Kosteneffizienz hinreichend streng beurteilt wird und von den relevanten Outputgrößen und Benchmarkingmethoden keine falschen Anreize gesetzt werden.

Falls keine grobe Kostenprüfung über Vergleichsgrößen während der Regulierungsperiode stattfindet, könnten auch die Plankosten einer Investition angesetzt werden. Hier gilt die Anreizwirkung des Benchmarkings ebenfalls. Allerdings werden dann in der Übergangsphase in einer gegebenenfalls umfassenden Weise nicht effiziente Kosten akzeptiert. Dies kann zumindest eine strukturelle Wirkung haben, da nachgelagert die Netzbetreiber in einem Benchmarking unter sich verglichen werden, wobei nicht effiziente Investitionen, die den Maßstab im Effizienzvergleich bilden, die Anforderungen an alle Netzbetreiber verringern können.²⁵ Denkbar ist deshalb eine Beschränkung der sofort anrechenbaren Investitionen. So sieht z.B. der neue österreichische Regulierungsrahmen (bei den Gasnetzen) vor, dass bei Investitionen, die über einen Investitionsfaktor anerkannt werden, nur 70% der (nachgewiesenen) Kosten als Ausbauinvestitionen anerkannt werden.²⁶ Auch eine Anerkennungsschwelle bezüglich des Anteils an den gesamten Kosten ist denkbar.

Ferner wäre zu prüfen, ob zu hohe Kostenansätze bei einer einfachen oder pauschalen Anerkennung während der Regulierungsperiode nachträglich über das Regulierungskonto korrigiert werden könnten. Allerdings dürfte vorab keine Kostenkontrolle bei der Anerkennung durchgeführt werden, diese müsste dafür nachträglich zu Beginn einer jeden Regulierungsperiode erfolgen.²⁷ Das Regulierungskonto könnte zudem beim Erweiterungsfaktor angewendet werden, um den Zeitverzug in der Anpassung des Faktors zu korrigieren, der zwei Jahre beträgt, um die Sollkosten in einer Regulierungsperiode aktuell zu halten.²⁸

Würde eine Regelung über Ex-post-Anpassungen eingeführt, könnte der bestehende Erweiterungsfaktor entfallen oder auf ein Berechnungsschema für die zusätzlich

genehmigten OPEX reduziert werden. Hier mag der Betriebskostenfaktor in Österreich als ein Beispiel gelten.²⁹ Wichtig wäre dann, dass der Regulierer eine hinreichende Kenntnis über den Zusammenhang von OPEX und Netzausbau sowie über die möglichen Effizienzpotenziale bei den OPEX (über die Vorgabe von erwarteten durchschnittlichen Kosten) hat. Dies kann sich in der Praxis als schwierig erweisen.³⁰

Rate-of-return-Adder

Rate-of-return-Adder sind ein weiterer zu bedenkender Ansatz. Bei Addern in Form von Zuschlägen auf die Kapitalverzinsung ist festzulegen, wie hoch der Zuschlag sein sollte und wie lange er gelten soll. Hierbei ist zu beachten, dass sich von der betriebswirtschaftlichen Risikostruktur her neue Investitionen in Stromverteilnetzen nur gering von bereits investiertem Kapital unterscheiden, da sich beim Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen die Risiken über das neue und das alte Netz in ähnlicher Weise verteilen. Es wäre folglich weiter zu spezifizieren, inwiefern bei bestimmten Investitionen höhere Risiken vorliegen, und wenn dies der Fall ist, ob diese spezifisch für den Zubau gelten.³¹ Bei Addern ist insofern grundsätzlich nach ihrer ökonomischen Berechtigung zu fragen. Hintergrund der bisher verwendeten Rate-of-return-Adder ist nicht selten, dass auch eine Verbesserung der Finanzierungsbedingungen der Investoren bei finanziell erheblichen Projekten angestrebt wird, die eine hohe Liquidität erfordern. Eine solche Förderung ist industriepolitisch durchaus darstellbar; es ist jedoch dann zu fragen, welcher konkrete volkswirtschaftliche Nutzen hieraus resultiert. Hierbei wäre auch zu überlegen, ob nicht eher der Output für die Dimensionierung zuschlagsrelevant ist als die Investitionskosten per se. Dies gilt vor allem hinsichtlich der Höhe des Zuschlages, da dieser ein „Extra“ darstellt. Wenn der Nutzen aus einer Investition hinreichend genau erfasst werden könnte, könnten die einzelnen Faktoren vor allem nach ihrer energiewirtschaftlichen und umweltpolitischen Wichtigkeit gewichtet werden. Ein Bo-

25 Dieser Einschub kann auch gelten, wenn über einen modifizierten Erweiterungsfaktor jegliche Kosten anerkennungsfähig werden. Auch dies spricht (neben einer notwendigen Begrenzung des regulatorischen Aufwandes) für eine Standardisierung.

26 Vgl. E-Control: Regulierungssystematik für die zweite Regulierungsperiode GAS, Wien 2012, S. 43.

27 Die Erlösberggrenze wurde in der Vergangenheit auch durch die Mehrerlösabschöpfung oder die periodenübergreifende Saldierung angepasst. Die Wirkungsweise entspricht grundsätzlich dem Regulierungskonto. Sofern also die Kosten ex post nachprüfbar sind, steht einem Ansatz im Regulierungskonto nichts entgegen.

28 Vergleiche hierzu auch die Diskussion bei E-Control, a.a.O., S. 6 ff.

29 In Österreich werden innerhalb der Anreizregulierung seit 2011 ein Investitions- und ein Betriebskostenfaktor verwendet. Der Betriebskostenfaktor sieht Fixkostenbeträge pro zusätzlichen Zählpunkt bzw. zusätzlichem Kilometer Systemlänge vor. Zudem wird ab 2006 kein individueller Produktivitätsabschlag mehr verwendet, d.h., es wird faktisch eine vollständige Effizienz der Netzbetreiber unterstellt. Vgl. A. Haber: Stromnetzregulierung – Investitionsförderung und Anforderung am Beispiel Österreich, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2010, H. 10, S. 84 ff.

30 Im Rahmen der Kostenprüfung Strom hatte die Bundesnetzagentur bereits für die zweite Regulierungsperiode einen umfassenden Prozesskostenbenchmark beabsichtigt, aber dann doch darauf verzichtet. Ein Prozesskostenbenchmark kann zu einem relevanten Mehraufwand bei den Netzbetreibern führen, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Abgrenzung der Einzelprozesse historisch unterschiedlich gewachsen ist.

31 Ansonsten gilt es immer, nach der Richtigkeit der Verzinsung des insgesamt eingesetzten Kapitals zu fragen.

nus in Form eines Zuschlages würde dann davon abhängen, wie groß die Veränderung des Nutzens ist.³²

Die Erörterungen zeigen, dass sich die Investitionsanreize im Regulierungsdesign verbessern lassen. Hierbei ist darauf zu achten, dass die Kostenanerkennungsprozesse nicht zu umfangreich ausfallen und zugleich die strukturellen Einbußen beim Effizienzpotenzial begrenzt werden. Diese beiden Anforderungen implizieren zugleich einen Trade-off, der bei einem konkreten Design zu beachten ist. Dieser kann voraussichtlich nicht beseitigt werden, weil nicht jedes Unternehmen mit einem angemessenen Aufwand von der Regulierungsbehörde näher beurteilt werden kann. Will man die Anreizregulierung reformieren, so kann dies bei einer hohen Zahl von regulierten Unternehmen nur in einer pragmatischen, aufwandbegrenzenden Weise erfolgen. Dabei sind in Deutschland Überlegungen, einen Erweiterungsfaktor weiter zu spezifizieren oder eine standardisierte Anerkennung neuer Nettoinvestitionen durchaus ähnlich zu sehen. Beide fußen darauf, dass notwendige Investitionen innerhalb der Regulierungsperiode anzuerkennen sind, aber deren Effizienzprüfung und Kostenanerkennung nur typisierend oder ex post erfolgen kann. Bei dem diskutierten Instrument eines Rate-of-return-Adders ist zu bedenken, dass zu der angemessenen Höhe eines solchen Zuschlages in der internationalen Praxis in der Regel keine Aussage gemacht wird. Generell erscheint die Höhe weniger analytisch, sondern politisch bestimmt zu sein.³³

Weitere Überlegungen

Über die hier zentral diskutierten Instrumente hinaus könnten grundsätzlich auch andere Instrumente aus der Tabelle 1 angewendet werden. Die Anpassung bei nicht-beeinflussbaren Kosten sollte direkt nachvollziehbar sein, sofern diese nicht einer Optimierung durch das regulierte Unternehmen oder alternativ einer wirksamen Regulierung unterliegen, wie es z.B. die ARegV fordert. Diffiziler ist die Situation bei zumindest teilweise beeinflussbaren Kosten wie etwa bei volatilen Kosten. Dabei ist für die Behandlung von Verlustkosten³⁴ (als Regelbeispiel) eine pragmatische Lösung gefunden worden. Hier wird der Differenzbetrag der volatilen Kostenanteile des jeweiligen Jahres gegenüber den volatilen Kostenanteilen im Basisjahr als zusätzlicher Kostenanteil anerkannt. Zudem hat

die Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz zur weiteren Ausgestaltung der Regelung zu volatilen Kostenanteilen, die auf vergleichbare indexabhängige Anpassungen hinzielt.

Ein weiteres Instrument ist eine zusätzliche typisierende Kostenbetrachtung. Hierzu könnten zusätzlich für ausgewählte Investitionsformen (respektive Kostenkategorien) bestimmte Aufgriffskriterien für mögliche Anpassungen der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode definiert werden. Ein solcher Mechanismus wäre als eine Ergänzung zum Erweiterungsfaktor von Interesse, soweit dieser die Kosten nur unvollständig abbildet. Denkbar ist beispielsweise, dass bei bestimmten erheblichen Investitionen während der Regulierungsperiode jeweils Einzelfälle in einer möglichst einfachen Form geprüft werden. Für eine fallweise Anpassung ist es allerdings erforderlich, die voraussichtlich effizienten Kosten ausreichend zu kennen. In diesem Kontext können Sliding Scales von Interesse sein, die im Kern ein Bonus-Malus-System darstellen.³⁵ Voraussetzung ist eine hinreichend belastbare Kostenschätzung ex ante, beispielsweise abgeleitet aus Durchschnittsbetrachtungen oder Expertenschätzungen. Liegen solche Schätzungen nicht vor, so scheiden diese Mechanismen aus.³⁶ Zudem wäre bei einer Verwendung zu prüfen, ob über die bestehenden Instrumente (wie z.B. den Erweiterungsfaktor) nicht bereits eine teilweise Anerkennung erfolgt, die im gegebenen Fall zu korrigieren wäre (z.B. über einen pauschalen prozentualen Abschlag).

Sollen Anreize für Investitionen geschaffen werden, so ist neben einer möglichst frühzeitigen Kostenanerkennung auch ein zeitlich begrenzter Bonus denkbar, um ein – politisch erwünschtes – schnelleres Handeln zu bewirken. Solche Instrumente verbessern die Kapitalverzinsung und ermöglichen es den Unternehmen, kurzfristig Fremdkapital leichter aufzunehmen, da die wirtschaftliche Attraktivität des Projektes steigt. Dabei müsste der Zuschlag für alle Investitionen gelten, die in einer bestimmten Zeitperiode getätigt wurden und nachweislich zu einer früheren Fertigstellung eines Ausbauziels führen.³⁷ Allerdings ist auch ein solches Vorgehen recht nahe bei einer staatlich induzierten Subventionierung eines bestimmten erwünschten Handelns, wie grundsätzlich bei allen Addern. Insofern muss zumindest sicher sein, dass solche Anreize

32 Dies entspricht in etwa dem Ansatz im RIIO-Handbuch, in dem mehrere Outputkategorien definiert werden: Kundenzufriedenheit, Verlässlichkeit, Sicherheit, Anschlussbedingungen, Umweltbedingungen und soziale Verpflichtungen.

33 Im internationalen Umfeld, z.B. Österreich, Frankreich und Italien, aber auch in den USA sind derartige Adder ein üblicher Ansatz.

34 Verlustkosten gehen auf den ohmschen Widerstand in Transformatoren und elektrischen Leitungen zurück.

35 Diese werden beispielsweise in Großbritannien zur Regulierung der Verlustkosten und diverser anderer Kostenelemente benutzt.

36 Ebenso Frontier Economics, a.a.O.

37 Hier ist zu fragen, ob solche Anreize nicht eher alleine für die Absicherung von Kraftwerken wie Offshore-Windanlagen attraktiv sind.

volkswirtschaftlich notwendig und zielführend sind, d.h. nicht vorwiegend einen Mitnahmeeffekt induzieren.³⁸

Resümee

Die Diskussion hat gezeigt, dass Investitionsanreize über mehrere Ansätze geschaffen werden können, aber die konkrete Ausgestaltung durchaus komplex ist. Verschiedene Varianten wurden vorgestellt, wobei sich ein Königsweg noch nicht offenbart. Dies gilt vor allem wegen des Problems der asymmetrischen Information, das sich bei Netzerweiterungen schwierig auflösen lässt, speziell bei einer hohen Zahl von Netzbetreibern. Somit wird es (unvermeidliche) Trade-offs geben. Das Zeitverzugsproblem lässt sich bei der Vergütung von Investitionen und Netzdienstleistungen besser lösen. Dieses Problem ist relevant, wenn die Kapitalzugänge die Kapitalabgänge innerhalb einer Periode deutlich übersteigen, d.h. wenn das Netz wächst. Dabei ist es vorstellbar, den in Deutschland bestehenden Erweiterungsfaktor weiter zu differenzieren.

Alternativ wäre auch denkbar, eine bestimmte vereinfachte (pauschale) Kostenanerkennung während der Regulierungsperiode zu schaffen. Hier wäre allerdings noch zu analysieren, inwieweit die Kosteneffizienz vom Regulierer – in einer vereinfachten Form – ausreichend geprüft werden kann und ob bei einer eingeschränkten

Kontrollmöglichkeit relevante Struktureffekte in einem nachgelagerten Benchmarking entstehen können (konkret hinsichtlich der Lage der Effizienzgrenze). Unter Berücksichtigung dieser Effekte (z.B. über Simulationen von möglichen „realen“ Fällen einer solchen pauschalen Kostenanerkennung) wäre ein solches Instrument abschließend zu beurteilen. Bei diesem Instrument müsste zusätzlich noch ein geeigneter Faktor zur Berücksichtigung der Betriebskosten festgelegt werden.³⁹

Investitionsanreize können zudem durch Rate-of-return-Adder entstehen. Bei der Diskussion über die Brauchbarkeit dieses Instruments werden die konkrete Höhe und die ökonomische Notwendigkeit meist nicht klar hergeleitet. Adder sind zwar effektiv, da sie unmittelbar die Kapitalverzinsung erhöhen, aber ordnungspolitisch mit Vorsicht zu sehen. Zwingend erforderlich ist deshalb eine Konkretisierung der ökonomischen Berechtigung eines Zuschlages sowie der mit dem Instrument verbundenen Ziele.⁴⁰ Prinzipiell denkbar sind flankierende Instrumente zum gegenwärtigen Rahmen, z.B. eine fallweise Anpassung bei bestimmten Investitionskategorien, deren Umsetzung mit einem Bonus-Malus-System belegt wird. Voraussetzung ist aber stets, dass der Regulierer zumindest eine approximative Schätzung über die Zielkosten hat und durch das Zusammenspiel mit anderen Elementen durch Doppelanerkennungen keine „windfall profits“ entstehen. Bei der insgesamt recht komplexen Materie ist schließlich zu beachten, dass die internationalen Erfahrungen für das Regulierungsdesign vor allem hinsichtlich der tatsächlich bewirkten Ergebnisse zu analysieren sind.

³⁸ Es wäre auch zu untersuchen, ob bestimmte verbesserte Bedingungen individuell verhandelbar sein könnten. Dies hätte den Vorteil, alleine aus den Präferenzen und weniger politisch motiviert zu sein. Dabei wäre zu prüfen, ob sich Gefahren der Diskriminierung einstellen. Eine Verlängerung der Regulierungsperiode erscheint sinnvoll, da die Netzbetreiber die Effizienzgewinne vermehrt im Unternehmen behalten können und ein höherer Anreiz zur Aufdeckung von Ineffizienzen besteht. Dies erfordert eine schon länger etablierte Anreizregulierung sowie ein hinreichendes Set an Anpassungsmechanismen während der Periode, da durch die Verlängerung exogene Einflüsse an Bedeutung gewinnen. Daher strebt Großbritannien, mit einer langen Tradition der Anreizregulierung, unter RIIO eine solche Lösung an.

³⁹ Mit einer solchen Ergänzung ist aber notwendigerweise ein erhöhter Planungsaufwand verbunden; vgl. auch die Einschätzung in Bezug auf Anpassungen im österreichischen System bei Frontier Economics, a.a.O.

⁴⁰ Beispielsweise bezogen auf Investitionen mit einem klar höheren Risikoprofil (F&E), soweit diese nicht andererseits innerhalb des Rahmen der Anreizregulierung abgedeckt werden.

Title: Regulation of Distribution System Operator Investments

Abstract: Within the context of the German incentive regulation, several investment incentives for Distribution System Operators are discussed. The concrete design seems to be quite complex and certain trade-offs are inevitable. The time delay problem within the existing regulation can be better covered by an improved design of the network enlargement factor. Alternatively, simplified cost recognition schemes can be considered, but the extent to which they might improve cost efficiency must be analysed in more detail. Incentives can also be created by rate-of-return adders. A crucial problem with these adders is that their economic adequacy is often not clearly derived. Additional instruments, e.g. sliding scales for specific costs, which are not covered by the (potentially improved) instruments already available are also discussed.

JEL Classification: L51, L94