



Impulspapier

INNOVATIONEN IN DER ANREIZREGULIERUNG

KOPERNIKUS
ENSURE **PROJEKTE**
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

INHALT

1	EINLEITUNG	4
2	ANREIZREGULIERUNG IN DEUTSCHLAND HEUTE	5
3	MÖGLICHE WEITERENTWICKLUNGEN DER HEUTIGEN REGULIERUNG	7
3.1	ÖKONOMISCHE INSTRUMENTE	7
3.2	NICHT-ÖKONOMISCHE INSTRUMENTE: REGULATORY SANDBOXES	9
4	BEISPIELE AUS DER PRAXIS	10
5	FAZIT	14
6	LITERATURVERZEICHNIS	15

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1 –

ÜBERSICHT ÜBER VORGESTELLTE BEISPIELE AUS DER PRAXIS

(EIGENE DARSTELLUNG)	10
-----------------------------	-----------

1. ZUSAMMENFASSUNG

Das vorliegende Impulspapier hat verschiedene Probleme der Anreizregulierung in Deutschland dargestellt, die Innovationen durch Netzbetreiber behindern. Es zeigt anschließend verschiedene regulatorische Möglichkeiten auf, die Innovationen durch Netzbetreiber ermöglichen. Diese sind notwendig, um den Herausforderungen der Systemtransformation zu begegnen. Der Blick auf alternative regulatorische Ansätze zeigt, dass Innovationen eine größere Rolle in der Anreizregulierung und Netzbetrieb spielen können als sie es heute in Deutschland tun.

Auf der einen Seite stehen ökonomische Instrumente, die Innovationen durch Netzbetreiber ermöglichen. Dies kann der Einsatz eines fixed-OPEX-CAPEX-share sein. Dieser abstrahiert von Kostentypen. Netzbetreiber können so eine Kombination von betriebs- und kapitalkostenintensiven Lösungen wählen, die die Gesamtkosten des Netzbetriebs minimiert. Dieser Regulierungstyp kann durch die Einführung von neuen Zielgrößen des Netzbetriebs ergänzt werden. Vergleichbar mit dem heutigen Q-Element, könnte die Regulierungsbehörde den Einsatz lastseitiger Flexibilität im Netzbetrieb oder die Reduktion des Umwelteinflusses des Netzbetriebs als Ziele setzen. Auch sind Innovationsbudgets und Innovationsfonds ökonomische Instrumente, die Innovationen durch Netzbetreiber ermöglichen können. Sie stellen für die Forschung des Netzbetreibers ein Budget zur Verfügung oder finanzieren Forschungs- und Entwicklungsprojekte.

Darüber hinaus können nicht-ökonomische Instrumente Innovationen bei Netzbetreibern ermöglichen. In diesem Papier werden Regulatory Sandboxes vorgestellt. Regulatory Sandboxes sind Forschungsprojekte, die in einem begrenzten räumlichen und zeitlichen Rahmen eine regulatorische Ausnahme gewähren. Sie ermöglichen so die Entwicklung und Anwendung von innovativen Lösungen.

Bei den vorgestellten Mechanismen sollten Forschung und Entwicklung dem Prinzip der Kosteneffizienz folgen. Netzbetreiber sollten mit Bedacht jene Innovationen verfolgen, die besonders erfolgversprechend sind. Beispiele aus der Praxis zeigen, dass Netzbetreiber bei einigen der vorgestellten Mechanismen an den Kosten der Projekte beteiligt werden. Auch findet in der Regel eine Auswahl geförderter Projekte durch die Regulierungsbehörde statt. Projekte sehen sich dabei verschiedenen Vorgaben gegenüber. Durch diese Mechanismen soll das Risiko von Forschung und Entwicklung begrenzt werden. Dies ist auch aus Gründen des Konsument*innenschutzes wichtig, da diese auch die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten des Netzbetreibers über die Netzentgelte finanzieren.

2. EINLEITUNG

Netzbetreiber sehen sich in der Energiewende neuen Herausforderungen gegenüber. Viele neue erneuerbare Kraftwerke werden errichtet und müssen an das Stromnetz angeschlossen werden. Ebenso wird die Sektorenkopplung weiter vorangetrieben. Dabei dringen neue Verbraucher aus den Sektoren Wärme und Mobilität in das Stromsystem vor. Bisher werden diese neuen Erzeuger und Verbrauchern durch den Ausbau des Stromnetzes integriert. Das ist jedoch nicht immer die beste Lösung, etwa wenn eine Leitung nur in wenigen Stunden des Jahres genutzt wird. Das kann der Fall sein, wenn diese Leitung nur in Fällen sehr hoher Einspeisung oder Verbrauchs genutzt wird, diese Situationen aber nur selten auftreten. Über das Jahr betrachtet wäre diese Leitung dennoch notwendig, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Technisch könnten andere, neue Ansätze diese Leitung obsolet machen. Das können die Flexibilisierung von Verbrauchern, die über den Einsatz von intelligenten Zählern möglich wird, oder der Einsatz innovativer Stromnetztechnologien sein. Diese können das Netz in diesen Situationen entlasten. Der notwendige Netzausbau würde so reduziert und das Stromnetz effizienter betrieben (Vogel et al. 2021).

Netzbetreiber, als natürliche Monopole, wirtschaften im fest definierten Regelwerk der Anreizregulierung. Sie beschreibt den Lösungsraum der Ansätze, mit denen neuen Herausforderungen begegnet werden kann. Im Stromsystem kann eine schnelle technische Entwicklung beobachtet werden. Die Anreizregulierung und somit der Werkzeugkasten der Netzbetreiber wurden hingegen nur teilweise weiterentwickelt. Damit innovative Lösungen im Netzbetrieb, wie etwa der Einsatz der oben genannten flexiblen Verbraucher, gefunden und angewendet werden können, ist eine Überarbeitung des regulatorischen Rahmens unvermeidbar. Denn ein wichtiges Mittel dafür, dass Ziele wie Kosteneffizienz, Umweltschutz oder Versorgungssicherheit erreicht werden, sind Innovationen (CEER 2017).

Das vorliegende Impulspapier soll einen Denkanstoß geben. Es werden die heutigen Probleme der Anreizregulierung angerissen. Anschließend werden regulatorische Ansätze dargestellt, die Innovationen und Forschung und Entwicklung im Netzbetrieb ermöglichen. Ergänzt werden diese durch kurze Fallstudien europäischer Regulierung. Abschließend wird geschlussfolgert, in welche Richtung die Anreizregulierung weiterentwickelt werden könnte.

3. ANREIZREGULIERUNG IN DEUTSCHLAND HEUTE

Der Betrieb eines Stromnetzes ist ein natürliches Monopol. Während es bei vielen Gütern sinnvoll ist, dass Anbieter in einem Wettbewerb stehen, ergibt dies bei dieser Infrastruktur keinen Sinn. Denn das gleichzeitige Angebot von Stromtransport durch mehrere Netzbetreiber würde zu parallel errichteten Netzinfrastrukturen führen. Das wäre hoch ineffizient. Somit wird von staatlicher Seite die Existenz dieser Monopole geduldet. Damit diese jedoch nicht ihre Stellung als alleiniger Anbieter ausnutzen, werden sie reguliert. Das Regelwerk der Anreizregulierung soll dabei einen Wettbewerb imitieren. Sie soll Netzbetreiber anreizen, Netze möglichst effizient zu betreiben und Stromtransport zu wettbewerblichen Preisen anzubieten (BNetzA 2022a).

In Deutschland wird eine preisbasierte Regulierung angewendet. Dabei legt die Bundesnetzagentur eine Erlösobergrenze für Netzbetreiber fest. Diese basiert auf den historischen Kosten des Netzbetriebs und einem Effizienzvergleich mit den Kosten des Netzbetriebs anderer Netzbetreiber. Sie definiert, wie groß die Erlöse der Netzbetreiber sein dürfen, die durch die Stromnetzentgelte entstehen. Die Differenz zwischen der Erlösobergrenze und den Kosten der Netzbetreiber ist ihr Zusatzgewinn. Somit besteht der Anreiz, die Kosten größtmöglich zu senken (ibid.). Die erzielten Kostenreduktionen führen zur Absenkung der Erlösobergrenze der nächsten Periode. Effizienzgewinne werden so in Form von niedrigeren Netzentgelten an die Nutzer*innen weitergereicht.

Innovative Lösungen im Netzbetrieb

Netzausbau ist eine notwendige und in vielen Fällen die kostengünstigste Option, erneuerbare Energien zu integrieren und die Kosten des Stromsystems zu senken (BNetzA 2017). Jedoch kann

Netzausbau nicht immer mit der Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien mithalten. Auch ist er nicht die kosteneffizienteste Option, wenn eine Leitung nur in wenigen Stunden des Jahres genutzt wird. Das bestätigte auch die Bundesnetzagentur (Lück 2022).

Ein innovativer Netzbetrieb nutzt die Freiheitsgrade von alten und neuen Netzbetriebsmitteln, Erzeugern und Verbrauchern aus, um einer solchen Herausforderung zu begegnen (IAEW RWTH Aachen 2020). Eine Übersicht über Innovationen im Stromnetz geben der BDEW (2016) oder auch das ENTSO-E (2021). Innovative Lösungen können beispielsweise die Digitalisierung der Netze, neue Betriebsmittel oder Speicher sein, die ermöglichen, dass das Stromnetz effizient, versorgungssicher und umweltschonend betrieben wird. Innovative Netzbetriebsmittel können in Einzelfällen auch Leitungen ersetzen und den Netzbetrieb unterstützen (Vogel et al. 2021) ebenso wie der netzdienliche Einsatz von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern (E-Bridge und IAEW RWTH Aachen 2019). Für Netzbetreiber ist es bisher allerdings

oft nicht attraktiv, diese neuen Optionen einzusetzen. Der Grund findet sich in der Form der Anreizregulierung.

Kapitalkosten, Betriebskosten und die Regulierungsperiode

Die Kosten kapitalintensiver Lösungen, wie des Netzausbaus, werden wirtschaftlich besser in der Erlösobergrenze abgebildet als Betriebskosten. Der Kapitalkostenabgleich der Anreizregulierung führt zu einer Anpassung der Erlösobergrenze, wenn es zu Änderungen der Kapitalkosten kommt. Höhere kalkulatorische Abschreibungen, Finanzierungskosten und die Gewerbesteuer werden dann jährlich in die Erlösobergrenze mit aufgenommen (Consentec und Frontier Economics 2019). Analog werden fallende Kapitalkosten von der Erlösobergrenze abgezogen (BNetzA 2023).

Eine Anpassung der Erlösobergrenze mit Blick auf die Betriebskosten findet erst in der nächsten Regulierungsperiode statt. Entstehen Kosten zu Beginn einer Regulierungsperiode, gehen sie nach fünf Jahren in das nächste Basisjahr mit ein. Eine Anpassung der Kosten erfolgt jedoch erst nach zwei Jahren der folgenden Periode. Dies wird durch die Erfassung, Übermittlung und Prüfung der Kostendaten von Netzbetreibern durch die Bundesnetzagentur verursacht, die zwei Jahre in Anspruch nehmen. Eine Anpassung der Betriebskosten in der Erlösobergrenze erfolgt somit erst nach sieben Jahren.

Betriebskosten unterliegen durch diese Trägheit der Anpassung einem Bonus-Malus System: Höhere Betriebskosten trägt der Netzbetreiber, wohingegen niedrigere Betriebskosten zu Zusatzgewinnen führen (strategy& 2022). Dies benachteiligt den Einsatz innovativer Technologien. Denn diese sind eher betriebskostenintensiv (Brunekreeft 2023).

Der Netzbetreiber kann neue Betriebskosten innerhalb einer Regulierungsperiode zunächst nicht über die Netzentgelte finanzieren. Das ist besonders relevant, wenn Optionen zeitversetzt einen Nutzen entfalten. Dann steht ihrem Einsatz zunächst keine Kostenreduktion gegenüber. Gleichzeitig hat der Netzbetreiber

die Kosten der Entwicklung und des Ausrollens der neuen Lösung bis zur Anpassung der Erlösobergrenze selbst zu tragen (strategy& 2022). Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt also zu langsam, um sich verändernde Betriebskosten abzubilden. Somit erscheinen Investitionen in kapitalintensive Lösungen, wie Netzausbau, attraktiver als betriebskostenintensive Lösungen. Der Effekt kann durch die Höhe der regulatorisch definierten Eigenkapitalverzinsung der Netzbetreiber verstärkt werden. Es zeigt sich somit, dass die herrschende Regulierung nicht technologieneutral ist (CEER 2017).

Ein Beispiel ist die digitale Überwachung von Ortsnetzstationen. Sie entfaltet erst einen Effekt, wenn eine ausreichend große Zahl an Stationen mit dieser Technologie ausgestattet sind. Den Kosten für das Ausrollen dieser Lösung steht zunächst keine Kostenreduktion an anderer Stelle gegenüber (Kreusel et al. 2022).

Bei innovativen Lösungen kann dies auch Kosten für Forschung, Entwicklung und Demonstration betreffen. Denn die Weiterentwicklung einer innovativen Technologie kann Zeit in Anspruch nehmen, bis eine Marktreife erreicht ist. Erst dann kann die Technologie zum Einsatz kommen und zur Reduktion der Kosten des Netzbetriebs beitragen. Die Kosten der Entwicklung müssen zunächst durch den Netzbetreiber selbst getragen werden, bis sie in die Erlösobergrenze mit eingehen können. Es ließe sich so ein Argument für kürzere Regulierungsperioden machen, um Betriebskosten früher abzubilden.

Allerdings erfolgt bereits heute die Anpassung der Erlösobergrenze so zeitig, dass Netzbetreiber kostensenkende Effekte von Innovationen nur kurz abschöpfen können. Denn wie bereits oben erwähnt, wird zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode die Erlösobergrenze an die Kosten des Netzbetreibers angepasst. Dies macht den Einsatz von Innovationen unattraktiv. Denn Kosten für Forschung, Entwicklung sowie der Einführung und Umsetzung einer neuen Lösung steht nur eine kurze Zeit der Kostenreduktionen und Erlöse gegenüber. Ein finanzieller Gewinn kann somit nur

kurzfristig abgeschöpft werden (strategy& 2022; Bauknecht 2012).

Forschung und Entwicklung in der Anreizregulierung

In der heutigen Anreizregulierung haben Netzbetreiber nur einen geringen Anreiz, Forschung und Entwicklung zu betreiben. Die Behandlung dieser Kosten wird in § 25a ARegV definiert. Nach diesem Paragraphen kann lediglich ein Teil der Kosten für die Teilnahme in öffentlich geförderten Energieforschungsprojekten in die Erlösobergrenze als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingehen. Dabei handelt es sich um die Hälfte der nicht-geförderten Projektkosten. Bei einer Förderquote von 50% bedeutet dies, dass ein Viertel der Projektkosten nicht in die Erlösobergrenze eingehen können. Sie können also nicht über die Netzentgelte refinanziert werden. Über diese Regelung hinaus werden in der Anreizregulierung Innovationen nicht berücksichtigt (Kreusel et al. 2022).

Im Rahmen des Forschungsprojekts ENSURE wurden Erfahrungen mit dieser Regelung gesammelt. Pilotprojekte, die vornehmlich Personal- und Softwarekosten verursachten, wurden mit der §25a ARegV Regelung in Phase 2 des Projekts umgesetzt. Für eine in Projektphase 3 geplante großtechnische Demonstration sei diese Regelung aufgrund kapitalkostenintensiver Pilotprojekte hingegen nicht geeignet (ENSURE AG Finanzierung 2022).

Zukünftig muss es daher zu einer Anpassung der Anreizregulierung kommen. Diese sollte einerseits Anreize für innovatives Handeln von Netzbetreibern setzen und diese nicht nur auf geförderte Projekte begrenzen. Die Anerkennung von Forschungskosten sollte jedoch auch berücksichtigen, dass Forschen und Entwickeln möglichst kosteneffizient erfolgen müssen. Auch das Risiko missglückter Innovationen ist Teil von Forschung und Entwicklung und sollte durch Netzbetreiber mitgetragen werden.

3. MÖGLICHE WEITERENTWICKLUNGEN DER HEUTIGEN REGULIERUNG

Die Regulierungsbehörde kann Innovationen durch Netzbetreiber durch verschiedene Maßnahmen anreizen. Im Folgenden werden ökonomische und nicht-ökonomische Instrumente vorgestellt, die dafür zum Einsatz kommen können.

3.1 Ökonomische Instrumente

Dieses Kapitel behandelt ökonomische Instrumente, die Innovationen durch Netzbetreiber ermöglichen. Die hier vorgestellten Instrumente setzen ökonomische Anreize, durch:

- > eine Anpassung der Behandlung von Betriebs- und Kapitalkosten (FOCS)
- > das Setzen neuer Zielgrößen des Netzbetriebs (Output-orientierte Regulierung) oder
- > die Bereitstellung finanzieller Mittel für Forschung und Entwicklung (Innovationsbudgets und Innovationsfonds).

In den folgenden Kapiteln werden diese Ansätze genauer vorgestellt.

3.1.1 Fixed-OPEX-CAPEX-share (FOCS)

Der Lösungsansatz der FOCS abstrahiert zunächst von Kostenkategorien. Jegliche Kosten der Netzbetreiber werden zunächst zusammengefasst. Sie bilden die Gruppe aller Kosten, der TOTEX (total expenditures). Ein Teil dieser Kostengruppe wird als „Quasi-CAPEX“ definiert und wie CAPEX behandelt. Der Rest der Kosten wird als OPEX behandelt und erstattet. Dadurch, dass jegliche Kostenarten unabhängig von ihrer Entstehung zunächst

als TOTEX neutralisiert werden, verschwinden Verzerrungen, die zwischen betriebs- und kapitalkostenintensiven Lösungen bestehen (Brunekreeft und Rammerstorfer 2020).

Bei der Umsetzung der FOCS sind jedoch verschiedene Designaspekte zu berücksichtigen. Bebenburg et al. (2022) geben einen detaillierten Überblick. Unter anderem sind das die Kapitalisierungsrate sowie die Abschreibungsdauer der Quasi-CAPEX. Als Kapitalisierungsrate wird der Teil der TOTEX bezeichnet, der als Kapitalkosten behandelt wird. Erfahrungen aus der Praxis zeigen laut Bebenburg et al. (2022), dass eine Orientierung am tatsächlichen Verhältnis der CAPEX und OPEX ratsam ist, um etwa große Veränderungen der Netzentgelte zu vermeiden.

Quasi-CAPEX werden analog zu tatsächlichen CAPEX abgeschrieben. Dabei kann die Abschreibungsrate höher oder niedriger ausfallen als die durchschnittliche Rate der tatsächlichen Kapitalkosten. Denkbar ist, dass es zu Preiserhöhungen für Konsumenten kommt, wenn Kapitalkosten mit einer langen Abschreibungsdauer in die Quasi-CAPEX-Kategorie verschoben werden. Dies geschieht, wenn bisher auf einen langen Zeitraum verteilte Kosten nun in einem kürzeren Zeitraum anfallen. Wie genau

der Einfluss auf Konsumenten ist, ist noch zu untersuchen (Bebenburg et al. 2022). Ein treffsicheres Festlegen einer passenden Abschreibungsdauer kann somit eine Herausforderung darstellen (strategy& 2022).

Auch kann die Übertragung von OPEX in Quasi-CAPEX zu Hindernissen führen. Da Quasi-CAPEX am Kapitalmarkt gegenfinanziert werden, könnte eine Integration von OPEX dazu führen, dass Kapital für Netzbetreiber schwieriger verfügbar ist. Der Grund ist, dass es keinen tatsächlichen Gegenwert der Kosten gibt. Diese können als Sicherheit für die Kapitalgeber fungieren. Erste Erfahrungen aus Großbritannien zeigen dies (Bebenburg et al. 2022). Das Gegenteil ist bei klassischen Kapitalkosten der Fall, denen immer eine Investition gegenübersteht.

3.1.2 Output-orientierte Regulierung

Die Output-orientierte Regulierung ergänzt eine bestehende preisbasierte Regulierung. Diese wird im Kern beibehalten. Die Behandlung der OPEX und CAPEX besteht dabei weiter fort. Neuer regulatorischer Bestandteil sind so genannte Erlösfaktoren. Dies sind neu definierte Zielgrößen, die der Netzbetreiber im Netzausbau und -betrieb zu erreichen hat. Je nachdem, ob ein Netzbetreiber diese Ziele erreicht oder nicht, wird seine Erlösobergrenze erhöht oder reduziert (Brunekreeft et al. 2020; Littell et al. 2018). Es erfolgt also eine Betrachtung des Outputs der Netzbetreiber, d.h. ob die vorher definierten Ziele erreicht wurden. Output-orientierte Regulierung adressiert zunächst nicht eine Verzerrung zwischen OPEX und CAPEX.

Erlösfaktoren sind vergleichbar mit dem heutigen Qualitätselement der Anreizregulierung (BNetzA 2022c). Da die preisbasierte Kostenregulierung lediglich das Ziel der Kosteneffizienz verfolgt, war es nötig, der Regulierung ein Element hinzuzufügen, das eine hohe Netzverfügbarkeit als Ziel der Netzbetreiber definiert. Ziel ist, dass Netzbetreiber die Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau sichern und nicht ausschließlich eine Reduktion der Kosten anstreben. In der Output-orientierten Regulierung sind

über die Versorgungssicherheit hinaus auch andere Ziele denkbar. Diese können sich stärker an den Bedürfnissen eines zukünftigen Stromsystems ausrichten. Brunekreeft et al. (2020) nennen als Beispiele unter anderem folgende Kategorien für Zielgrößen:

- > Netz – Maßnahmen, die den Ausbau der Netze beschleunigen
- > Nachhaltigkeit – Maßnahmen, die zum Erreichen der Klimaschutzziele beitragen
- > Digitalisierung – Aufbereitung und Bereitstellung von Daten des Netzbetriebs

Dabei können diese Zielgrößen so gestaltet werden, dass sie u.a. mit innovativen Lösungen erreicht werden können, z.B. im Bereich der Digitalisierung die Einführung von Smart Metern. Im Bereich Nachhaltigkeit können intelligente Lösungen eine Rolle spielen, die die Netzkapazität erhöhen, bspw. Leitungsmonitoring, und so helfen erneuerbare Energien zu integrieren. Der Regulierer sollte Ziele wählen, die gesellschaftlich erwünscht sind, die im Rahmen der heutigen Anreizregulierung jedoch nicht ausreichend bereitgestellt werden. Pató et al. (2019) heben die Notwendigkeit einer Output-basierten Regulierung hervor. Besonders steigende dezentrale Erzeugung, Eigenverbrauch und Sektorkopplung machen einen innovativen Netzbetrieb erforderlich. Hierfür müsste sich die Regulierung ändern. Neue innovative Lösungen können dazu beitragen und werden durch eine Output-basierte Regulierung erst Teil des Werkzeugkoffers des Netzbetreibers.

Die tatsächliche Umsetzung dieses Regulierungsansatzes ist jedoch mit Herausforderungen verbunden. Brunekreeft et al. (2020) nennen verschiedene Punkte. Das grundlegende Argument für den Einsatz einer Output-orientierten Regulierung ist das Vorliegen einer Verzerrung, die zu einer volkswirtschaftlich nicht optimalen Bereitstellung von Dienstleistungen führt. Dies ist vor einer Einführung zu belegen. Darüber hinaus muss bei der Festlegung der Output-Ziele sichergestellt werden, dass es sich um Ziele handelt, die tatsächlich in den Verantwortungsbereich der Netzbetreib-

er fallen. Ebenso müssen messbare Indikatoren gefunden werden, anhand derer die Zielerreichung beurteilt werden kann. Schließlich ist zu definieren, wie stark ein Verfehlen oder Erreichen der Ziele bestraft oder belohnt wird.

3.1.3 Innovationsbudget und Innovationsfonds

Bei Innovationsbudgets und Innovationsfonds handelt es sich um Instrumente, die eine Durchführung von Forschungs- und Entwicklungsprojekten durch Netzbetreiber ermöglichen. Diese Instrumente werden hier kurz vorgestellt.

Innovationsbudgets

Innovationsbudgets sind ein durch die Regulierungsbehörde festgelegtes Budget für Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Im Unterschied zu einem Innovationsfonds werden diese Budgets Netzbetreibern zugeteilt. Werden diese Mittel abgerufen, erhöhen sie die Erlösobergrenze und können so über die Netzentgelte finanziert werden. Mögliche Themen der Projekte, die in einem Innovationsbudget finanziert werden, sind oft klar definiert und Bedingung für eine Anerkennung der Projektkosten im Innovationsbudget. Erkenntnisse müssen der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt werden. Innovationsbudgets kommen etwa in Großbritannien für Strom- und Gasnetzbetreiber (Ofgem 2022a) und in Österreich für Gasnetzbetreiber (e-control 2022) zur Anwendung.

Innovationsfonds

Bei Innovationsfonds, oder auch Forschungsrahmenprogrammen, partizipieren Netzbetreiber an Forschungsprojekten, die durch den Fonds finanziert werden. Sie bewerben sich dafür auf die durch den Fonds zur Verfügung gestellten Mittel. Dabei stehen sie in Konkurrenz oder Kooperation mit anderen Akteuren und reichen ein Forschungsprogramm bei einer der den Fonds verwaltenden Stelle ein. Ob ein Programm gefördert wird, ist Ergebnis einer Beurteilung, die durch die verwaltende Stelle oder Dritte erfolgen kann. Bei einem Förderbescheid dürfen Netzbetreiber ihre Aktivitäten in diesem Programm aus Drittmitteln finanzieren. Diese Kosten werden außerhalb der

Erlösobergrenze behandelt. Auch besteht für die Ergebnisse des Programms eine Veröffentlichungspflicht. Wie mehr oder weniger attraktiv die Teilnahme an diesen Projekten ist, hängt von der Förderhöhe und den zu leistenden Eigenanteilen ab (dena et al. 2012).

Durch hohe Eigenanteile kann es zu einer Schlechterstellung teilnehmender Netzbetreiber im Rahmen des Effizienzvergleichs kommen. Dies ist dann der Fall, wenn die Kosten des Netzbetriebs durch F&E Ausgaben steigen, die Versorgungsaufgabe jedoch gleichbleibt. Dies wurde für das ENSURE Projekt weiter oben bereits erwähnt. Eine partielle Beteiligung an den Projektkosten ist jedoch aus Gründen der Kosteneffizienz sinnvoll.

3.2 Nicht-ökonomische Instrumente: Regulatory Sandboxes

Nicht-ökonomische Instrumente reizen Innovationen an, ohne dabei einen ökonomischen Anreiz zu setzen. Das hier vorgestellte Instrument der Regulatory Sandboxes tut dies. Es schafft eine Ausnahme einer bestehenden Regulierung, die Innovationen ermöglichen kann. Diese kann in einem zweiten Schritt auch ökonomische Auswirkungen auf die Netzbetreiber haben. Im Kern sind Regulatory Sandboxes jedoch keine ökonomischen Instrumente. Regulatory Sandboxes können mit anderen Instrumenten kombiniert werden, die Innovationen ökonomisch anreizen, wie die bereits vorgestellten Innovationsfonds. Bauknecht et al. (2021) definieren regulatorische Sandbox wie folgt:

„Regulatory Sandboxes erlauben das Erproben von technischen und sozialen Innovationen oder solchen innerhalb von Organisationen, für die der heutige rechtliche Rahmen ein signifikantes Hindernis darstellt.“¹

Innerhalb einer Regulatory Sandbox kann also der regulatorische Rahmen angepasst oder Ausnahmen von diesem formuliert werden. So wird das Erproben von Innovationen möglich. Besonders interessant ist dieses Instrument für Lösungen, die sich in einem

frühen Entwicklungsstand befinden und sich stark vom technischen Status quo unterscheiden. Aber auch bereits nutzbare Lösungen, deren Einsatz die heutige Regulierung verhindert, können dadurch erprobt werden. Ein Beispiel hierfür ist der Einsatz von flexiblen Verbrauchern (Demand Side Management (DSM)) für das Erbringen von Systemdienstleistungen. In Italien wurde dies in einer Pilot Regulation erprobt. In den Fallbeispielen weiter unten ist dies genauer beschrieben. Regulatorische Sandboxes ermöglichen Innovationen und beeinflussen gleichzeitig nicht die Wirksamkeit der Regulierung. Erlösobergrenzen bleiben in der laufenden Regulierung unberührt.

In Regulatory Sandboxes erzielte Ergebnisse dienen dem Lernen von Regulatoren und Teilnehmenden gleichermaßen (Wang et al. 2021; CEER 2022). Regulatoren können daraus auf die Eigenschaften und Wirkungen regulatorischer Änderungen schließen. Das kann etwa das Innovationspotenzial sein und wie gut oder schlecht Netzbetreiber und -nutzende mit der regulatorischen Änderung interagieren. Auch können daraus Schlüsse auf das Design der Regulatory Sandbox gezogen werden, wie gut also das Experiment funktionierte und Erkenntnisse generierte.

Netzbetreiber und Netznutzende auf der anderen Seite können neue Lösungsansätze erproben. Sie sammeln so Erfahrungen zu deren Anwendung und ebenso zu dem erprobten regulatorischen Rahmen. Ein Beispiel für diese Lernprozesse ist die Evaluation der deutschen SINTEG-Verordnung². Diese ist unten genauer beschrieben.

Ein solcher Lernprozess ist jedoch zu planen und zentraler Baustein einer Sandbox, so Bauknecht et al. (2021): *„Bei Experimenten geht es darum zu Lernen [...] Das Design des Experiments sollte so viel Lernen wie möglich ermöglichen.“³* Lernen sollte darüber hinaus bereits vor der Durchführung des Experiments beginnen und während des Experiments und darüber hinaus stattfinden (ibid.).

1. Freie Übersetzung der Autoren

2. Siehe https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Evaluationen/SINTEG/evaluation-sinteg-abschlussbericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (letzter Zugriff: 27.09.2023).

3. Freie Übersetzung der Autoren.

4. BEISPIELE DER PRAXIS

In der Praxis kommen bereits heute verschiedene der oben beschriebenen Instrumente zum Einsatz. In diesem Kapitel werden einige Beispiele dieser praktischen Umsetzungen vorgestellt. Dabei handelt es sich um die in der folgenden Tabelle dargestellten:

Tabelle 1 Übersicht über vorgestellte Beispiele aus der Praxis (eigene Darstellung)

FOCS / Output-orientierte Regulierung	
Großbritannien	RIIO
Innovationsfonds / Regulatory Sandbox	
Großbritannien	Strategic Innovation Fund
Deutschland	Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende und SINTEG-VO
Italien	Regulatorische Experimente zur Innovationsförderung im Stromsektor
Italien	Pilot Regulation
Innovationsbudget	
Großbritannien	Network Innovation Allowance

FOCS / Output-orientierte Regulierung

Großbritannien - RIIO

Die Regulierungsbehörde Großbritanniens, Ofgem, führte 2010 RIIO ein (Ofgem 2010). RIIO steht für Revenue = Incentives + Innovation + Output. Diese Output-basierte Regulierung soll vorausschauendes, innovatives Verhalten der Netzbetreiber belohnen. Die bis zu diesem Punkt genutzte preisbasierte Regulierung erzielte große Effizienzgewinne für die Stromverbrauchende. Allerdings reichte sie nicht mehr aus, um die zunehmenden Herausforderungen eines erneuerbaren Energiesystems zu meistern. Deshalb war es notwendig, den bestehenden Regulierungsansatz anzupassen.

RIIO hat im Kern eine TOTEX-Regulierung. Wie oben beschrieben, werden dabei alle entstehenden Kosten zunächst zusammengefasst. Schließlich wird zwischen „fast“ and „slow money“ unterschieden, wobei „fast money“ in dem Jahr finanziert wird, in dem die Kosten anfallen. Slow Money hingegen geht als Vermögensgegenstand in die Bilanz des Netzbetreibers ein und wird über mehrere Jahre finanziert (Ofgem 2019). Auf diese Vermögensgegenstände werden Abschreibungen und Kapitalrendite erhoben. Setzen Netzbetreiber eine Lösung um, wird ein festgelegter prozentualer Anteil der Kosten als Kapitalkosten eingestuft, unabhängig davon, ob es sich um eine OPEX- oder CAPEX-Lösung handelt. Dadurch sollen Unternehmen die Lösung wählen, die die Gesamtkosten

reduziert. So kann dies ein Anreiz sein, eine Anlage durch Wartung im Betrieb zu erhalten und keine Neuinvestition vorzunehmen oder Demand Side Management einzusetzen, um Netzausbau zu ersetzen (Ofgem 2017).

Das RIIO-Modell soll Anreize für einen kosteneffizienten Betrieb und Ausbau der Netze schaffen. Dieser Anreiz der Kosteneffizienz wird dabei durch Ziele ergänzt, die Ofgem gemeinsam mit Kund*innen und Netznutzer*innen definiert. Werden diese Ziele nicht erreicht, kommt es zu finanziellen Nachteilen für den betreffenden Netzbetreiber. Netzbetreiber sind dabei angehalten, innovative Lösungsansätze zu finden.

Die zentralen Output-Größen, die einen direkten Einfluss auf den Ertrag der Netzbetreiber haben, sind verschiedenen Kategorien zuzuordnen. Die Daten dieser Zielgrößen werden im Internet veröffentlicht⁴. Bei den Output-Größen handelt es sich um:

- > Versorgungssicherheit und Verfügbarkeit
- > Bessere Bedingungen für einen Netzanschluss
- > Kund*innenzufriedenheit durch Kund*innendienste
- > Schutz von benachteiligten Netznutzer*innen
- > Reduktion des Umwelteinflusses des Netzbetriebs
- > Sichere Netzdienstleistungen

Um einen Anreiz zu schaffen, dass Netzbetreiber länger vom Gewinn durch Innovationen profitieren können, wurde die Regulierungsperiode auf acht Jahre verlängert (Ofgem 2010). Das ist drei Jahre länger als die deutsche Regulierungsperiode von fünf Jahren. Von dieser Regelung wurde jedoch aufgrund der großen Unsicherheiten des zukünftigen Netzbetriebs Abstand genommen und zu einer fünfjährigen Periode

zurückgekehrt (Ofgem 2018).

Über Großbritannien hinaus kommt Output-basierte Regulierung in verschiedenen anderen Ländern zum Einsatz, beispielsweise in den USA, Dänemark und Mexiko. Ein Überblick findet sich in Littell et al. (2018). Ziele sind dabei das Finden innovativer Lösungen (USA), die Erhöhung der Versorgungssicherheit (Dänemark) oder die Reduktion von Übertragungsverlusten (Mexiko).

Innovationsfonds / Regulatory Sandbox

Großbritannien - Strategic Innovation Fund

Der Strategic Innovation Fund (SIF) soll strategisch wichtige Projekte von Netzbetreibern fördern (Ofgem 2023b). Diese sollen durch Innovationen im Stromnetz das Erreichen der Klimaschutzziele unterstützen. Ofgem hat dafür verschiedene thematische Schwerpunkte in ihrer so genannten Innovation Vision (Ofgem 2021) definiert. Bei diesen so genannten „innovation priorities“ handelt es sich um die folgenden Themengebiete, in denen die SIF Projekte angesiedelt sein sollen:

- > Elektrifizierung der Wärmeversorgung im Gebäudesektor
- > Wasserstoff und seine Rolle im Energiesystem
- > Lokale Ansätze einer regionalen Transformation
- > Smart Energy und Energiespeicher
- > Elektromobilität
- > Konsumenten und Akzeptabilität von Produkten und Lösungen
- > Cyber Security
- > Nutzung von Energiedaten

Der SIF gliedert den Innovationsprozess in drei Phasen. Dadurch möchte Ofgem die Risiken des Innovationsprozesses minimieren. Die Projekte beginnen daher in der Discovery Phase. In dieser sollen

Teilnehmende genauer definieren, was das zu adressierende Problem ist und wie durch dessen Lösungen ein Mehrwert entsteht. Darauf folgt die Alpha Phase, in der mögliche Lösungsoptionen kleinskalig erprobt werden. In der anschließenden Beta Phase erfolgt das breite Ausrollen der Lösung.

Die genehmigten Projekte werden zu 90% durch die SIF Mittel finanziert und 10% sind durch die Projektpartner zu leisten. Es ist möglich von dieser Aufteilung abzuweichen. Etwa, wenn Projekte mehr oder weniger riskant sind oder wenn ein Teil des Nutzens des Projekts nicht bei Netznutzenden entsteht (Ofgem 2023b). Die SIF-Mittel werden durch die Netzkund*innen refinanziert (Ofgem 2022b).

Projekte müssen sich für jede der drei Innovationsphasen bewerben und qualifizieren. Dabei beginnen sie in der Discovery Phase. Projekte müssen verschiedene Kriterien erfüllen (Ofgem 2022b). Neben einem der oben beschriebenen thematischen Foki, sollen Projekte...

- ...einen Nutzen für Konsument*innen erzeugen.
- ...Innovationen im Netz demonstrieren.
- ...innovativ, neu und/oder riskant sein.
- ...verschiedene Stakeholder beteiligen.
- ...kosteneffizient sein.
- ...nicht die Entwicklung von wettbewerblichen Märkten beeinträchtigen.
- ...durchdacht sein und stringent erfolgreich.

Am Ende jeder Phase werden Erfahrungen und Erkenntnisse mit der Öffentlichkeit geteilt. Dafür wird das oben bereits genannte ENA Netzwerk genutzt.

4. Siehe <https://www.ofgem.gov.uk/energy-data-and-research/data-portal/energy-network-indicators> (letzter Zugriff am 21.11.2022).

Deutschland – Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende und SINTEG-VO

In Deutschland wurden von 2016 bis 2020 die so genannten SINTEG-Projekte durchgeführt. Diese Projekte demonstrieren, wie Energiesysteme mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien aussehen könnten. Bei der Auswahl der Projekte wurden verschiedene Modellregionen ausgewählt. So bildete das Projekt enera⁴ ein System mit hohen Anteilen von Windenergie in Norddeutschland ab. Das Projekt c/sells⁵ hingegen untersuchte ein durch Photovoltaik geprägtes Stromsystem im Süden Deutschlands. In den Projekten „[...] wurden aus der praktischen Arbeit heraus Herausforderungen identifiziert und Lösungen entwickelt [...]“ (BMWK 2022).

In den SINTEG-Projekten kam die so genannte SINTEG-Verordnung zum Einsatz. Diese stellte sicher, dass Teilnehmende der SINTEG-Forschungsprojekte: *„[...] keine wirtschaftlichen Nachteile erleiden, sofern sie entweder dazu beitragen, einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, oder im Falle von Strompreisen von 0 Euro oder weniger durch eine Anpassung des Verbrauchs den Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage erleichtern.“* (BNetzA 2022b)

Diese Regelung sollte insbesondere ermöglichen, dass flexible Erzeuger und Verbraucher Systemdienstleistungen erbringen können und die identifizierten Herausforderungen so adressieren. Dabei ging es besonders um die Erbringung von Redispatch. Es wurden jedoch auch andere technische Lösungen für den Netzbetrieb erarbeitet, bspw. der Flotteneinsatz von rONTs⁶.

Zur Koordination des Angebots und der Nachfrage nach Flexibilität ermöglichte die SINTEG-VO auch die Erprobung eines Flexibilitätsmarktes zur Engpassauflösung. Der enera-Flexmarkt⁷ oder der Altdorfer-Flexmarkt⁸, die durch eine regulatorische Ausnahme vom Kooperationszwang ermöglicht wurden (BMWK 2021). Die Erprobung dieser Lösungen war von großem Interesse. Flexible Verbraucher konnten dort ihre Flexibilität anbieten. Im heutigen kostenbasierten Redispatch ist dies nicht

möglich.

Die Regulatory Sandbox der SINTEG-Projekte wurden von Brunekreef et al. (2022) evaluiert. Sie zogen das folgende Fazit: Die in der SINTEG-Verordnung definierten Ausnahmen ermöglichten die Erprobung von Flexibilitätsmärkten. Die Ausnahmen reichten jedoch nicht für eine hohe Beteiligung von Marktakteuren. Diesen wurde im Rahmen der Verordnung zwar eine Kostenerstattung gewährt. Sie war allerdings mit einem hohen administrativen Aufwand und einem engen Anwendungsbereich verbunden. In Verbindung mit dem rechtlichen und wirtschaftlichen Risiko für Teilnehmer führte das dazu, dass diese Erstattung nur wenig wahrgenommen wurde. Auch fehlte in der Verordnung ein Lernmechanismus für die Behörden (Brunekreef et al. 2022).

Brunekreef et al. (2022) machen Verbesserungsvorschläge, insbesondere die Anwendung eines Experimentierbudgets. Dieses würde Netzbetreibern übertragen, die es einsetzen, um eine Teilnahme von Netznutzenden an innovativen Lösungsansätzen anzureizen. Potenzielle Teilnehmer wären so vom administrativen Aufwand der Lösung entbunden. Dies könnte zu einer größeren Teilnahme und einem größeren Erkenntnisgewinn führen.

Italien – Regulatorische Experimente zur Innovationsförderung im Stromsektor¹⁰

Der italienische Regulator ARERA betrieb von 2010 bis 2019 ein breites Programm zur Innovationsförderung. Projekte unterschiedlichster Themengebiete wurden dort gefördert. Grob konnten diese in die Bereiche Smart Grids, Smart Meter, Wind-Integration, Speicher, Elektromobilität und Lastmanagement unterteilt werden. Bei den regulatorischen Experimenten wurden nicht nur neue Geschäftsmodelle erprobt, sondern auch technische Optionen für einen kosteneffizienten Netzbetrieb. Notwendige regulatorische Ausnahmen konnten durch ARERA festgelegt werden, die über die notwendigen gesetzlichen Befugnisse verfügt. Die Auswahl der Experimente erfolgte in einem Ausschreibungsprozess. Dieser Prozess erfolgte transparent und in

wiederkehrenden Ausschreibungen. Projekte wurden in kleinem Rahmen als Pilotprojekte demonstriert. Eine Erprobung erfolgte in kritischen Bereichen des Stromnetzes, wo die Projekte in den Bereichen Smart Grid, Großspeicher und Elektromobilitäts-Ladestationen eine positive Wirkung entfalten sollten.

Welche Projekte realisiert wurden, wurde basierend auf einer Kosten-/Nutzen-Betrachtung entschieden. Dabei stehen die verschiedenen Ansätze in einem Wettbewerb zueinander, in dem sich Optionen für eine Demonstration qualifizieren, die einen besonders hohen potenziellen Nutzen im Verhältnis zu den Kosten der Umsetzung aufweisen. Erfüllen Projekte nicht die Anforderungen, können sie auch abgebrochen werden. Die Kosten regulierter Akteure werden über die Netzentgelte finanziert. Nicht regulierte Akteure hingegen erhalten nur in Ausnahmefällen eine partielle Förderung für die Teilnahme an Experimenten.

ARERA begleitet jedes der Experimente und evaluiert diese, um Schlüsse für die Regulierung zu ziehen und durch eine Anpassung des regulatorischen Rahmens einen breiten Roll-Out innovativer Technologien zu ermöglichen. Auch über die regulatorischen Sandboxes hinaus konnte ARERA bereits Erfahrungen mit Innovationen in der Anreizregulierung sammeln. So führte sie einen Kapitalkostenanreiz für die Installation von Smart Metern ein und trieb so die Digitalisierung des Netzbetriebs voran.

Italien - Pilot Regulation¹¹

2018 führte ARERA die so genannte Pilot Regulation ein. Die Pilot Regulation ergänzt die bestehende Regulierung. Dieses Programm fokussiert auf eine Erprobung von Innovationen und abstrahiert dabei von der Ortsbindung. Projekte sind im Unterschied zu gewöhnlichen Regulatory Sandboxes nicht an einen vordefinierten Raum gebunden. Dadurch werden mögliche Teilnehmer*innen von Experimenten nicht durch ihren Standort ausgeschlossen.

Eine erste regulatorische Ausnahme ist Pilot regulation 1 „Flexibility services and Demand Response“. Diese Regulierung ermöglicht das Angebot

und den Einsatz von nachfrageseitiger Flexibilität im Regelleistungsmarkt. Auch virtuelle Kraftwerke können mit dieser neuen Regulierung für Regelleistung zum Einsatz kommen. Dafür wurden die Leistungsbegrenzungen und Definitionen für Anbieter angepasst. Während der Durchführung wird das Experiment kontinuierlich evaluiert. Die Kosten des Projekts werden durch die Teilnehmer sowie über die Erlöse des Regelleistungsmarkts getragen.

Innovationsbudget

Großbritannien – Network Innovation Allowance

Bei der Network Innovation Allowance (NIA) handelt es sich um ein Innovationsbudget für Netzbetreiber. Durch dieses Budget sollen Netzbetreiber befähigt werden, innovative Projekte umzusetzen, die sonst im Rahmen des regulären Netzbetriebs nicht realisiert würden. Auf Nachfrage von Ofgem müssen Netzbetreiber darlegen, dass Projekte...

- > ...einen Beitrag zur Systemtransformation leisten
- > ...einen Nutzen für Konsumenten erzeugen
- > ...Forschung, Entwicklung oder Demonstration enthalten
- > ...neue Formen des Lernens erarbeiten
- > ...innovativ sind
- > ...so bisher nicht realisiert worden sind.

Ein förmliches Antragsverfahren gibt es bei der Network Innovation Allowance jedoch nicht. Das unterscheidet es vom Strategic Innovation Fund.

Im Zentrum der Projekte steht der Nutzen für Konsument*innen: Finanzieller und ökologischer Nutzen soll entstehen und Risiken reduziert werden (Ofgem 2022a). Durch das NIA Budget werden bis zu 90% der Projektkosten

getragen. Die restlichen 10% müssen aus einer anderen Quelle stammen. Das können die TOTEX des Netzbetreibers sein. Denkbar ist auch eine Finanzierung von anderen externen Quellen (Ofgem 2023a).

Projekte können im Bereich eines einzelnen Netzbetreibers liegen. Aber auch Projekte, bei denen Netzbetreiber von Strom- und Gasnetzen kollaborieren, sollen angestrebt werden. Um solche Kollaborationen voranzutreiben, wurde das ENA Smarter Networks Portal¹² ins Leben gerufen. Auf diesem Portal sind Projekte zu registrieren und Ergebnisse zu kommunizieren (Ofgem 2023a).

5. Mehr Informationen auf <https://projekt-enera.de/> (letzter Zugriff am 16.02.2023).

6. Mehr Informationen auf <https://www.ise.fraunhofer.de/en/research-projects/c-sells.html> (letzter Zugriff am 16.02.2023).

7. Ein breiter Überblick über die erarbeiteten Lösungen findet sich in der enera-Roadmap, unter: <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-roadmap.pdf> (letzter Zugriff am 27.09.2023).

8. Mehr Informationen auf <https://projekt-enera.de/blog/das-marktdesign-des-enera-flexmarktes/> (letzter Zugriff am 23.02.2023).

9. Mehr Informationen auf <https://www.fje.de/projekte/altdorfer-flexmarkt-alf-2/> (letzter Zugriff am 23.02.2023).

10. Basierend auf der ausführlichen Darstellung in Bauknecht et al. (2019).

11. Basierend auf der ausführlichen Darstellung in Wang et al. (2021).

12. Unter <https://smarter.energynetworks.org/> (letzter Zugriff am 29.09.2023)

5. FAZIT

Das vorliegende Impulspapier hat verschiedene Probleme der Anreizregulierung in Deutschland dargestellt, die heute Innovationen durch Netzbetreiber behindern. Es hat dargestellt, dass eine Verzerrung hin zu kapitalkostenintensiven Lösungen im Netzbetrieb besteht und Netzbetreiber dadurch nur wenig Möglichkeiten haben, Innovationen im Netzbetrieb einzusetzen. Auch das Forschen und Entwickeln neuer Lösungen ist für Netzbetreiber in Deutschland nur begrenzt möglich. In Deutschland beschränkt sich dies vornehmlich auf die Teilnahme an Forschungsprojekten. Der Blick auf alternative regulatorische Ansätze hat gezeigt, dass Innovationen eine größere Rolle in der Anreizregulierung spielen können. Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien und neuer Verbraucher macht den Einsatz innovativer Lösungen notwendig. In der Literatur und der Praxis existieren verschiedene Regulierungsansätze und Ergänzungen, die die deutsche Regulierung erweitern könnten.

Auf der einen Seite stehen ökonomische Instrumente, die Innovationen durch Netzbetreiber ermöglichen. Dies kann ist der Einsatz eines fixed-OPEX-CaPEX-share sein. Dieser abstrahiert von Kostentypen. Netzbetreiber können so eine Kombination von betriebs- und kapitalkostenintensiven Lösungen wählen, die die Gesamtkosten des Netzbetriebs minimiert. Dieser Regulierungstyp kann durch die Einführung von neuen Zielgrößen des Netzbetriebs (Output) ergänzt werden. Vergleichbar mit dem heutigen Q-Element, könnte die Regulierungsbehörde den Einsatz lastseitiger Flexibilität im

Netzbetrieb oder die Reduktion des Umwelteinflusses des Netzbetriebs als Ziele setzen. Auch sind Innovationsbudgets und Innovationsfonds ökonomische Instrumente, die Innovationen durch Netzbetreiber ermöglichen können. Sie stellen für die Forschung des Netzbetreibers ein Budget zur Verfügung oder finanzieren Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Darüber hinaus stellt dieses Papier mit Regulatory Sandboxes ein nicht-ökonomisches Instrument vor, das Innovationen ermöglicht. Dabei handelt es sich um Forschungs- und Entwicklungsprojekte, die durch eine regulatorische Ausnahme innovative Lösungsansätze in einem begrenzten räumlichen und zeitlichen Raum ermöglichen.

Bei den vorgestellten Mechanismen sollten Forschung und Entwicklung dem Prinzip der Kosteneffizienz folgen. Netzbetreiber sollten mit Bedacht jene Innovationen verfolgen, die besonders erfolgversprechend sind. Beispiele aus der Praxis zeigen, dass Netzbetreiber bei einigen der vorgestellten Mechanismen an den Kosten der Projekte beteiligt werden. Auch findet in der Regel eine Auswahl geförderter Projekte durch die Regulierungsbehörde statt. Projekte sehen sich dabei verschiedenen Vorgaben gegenüber. Durch diese Mechanismen soll das Risiko von Forschung und Entwicklung begrenzt werden. Dies ist auch aus Gründen des Konsument*in-nenschutzes wichtig, da diese auch die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten des Netzbetreibers über die Netzentgelte finanzieren.

LITERATURANGABEN

- > Bauknecht, D. (2012): Transforming the Grid. Baden-Baden: Nomos.
- > Bauknecht, D.; Bizer, K.; Feser, D.; Bischoff, T. S.; Führ, M.; Winkler-Portmann, S.; Proeger, T. (2021): How to design and evaluate a Regulatory Experiment?, A Guide for Public Administrations. Öko-Institut; Georg-August-Universität Göttingen und University for Applied Sciences Darmstadt (Hg.). Freiburg, Göttingen, Darmstadt.
- > Bauknecht, D.; Gianinoni, I.; Heeter, J.; Kerkhof-Damen, N.; Pascoe, O.; Peyker, U.; Poplavskaya, K. (2019): Innovative Regulatory Approaches with Focus on Experimental Sandboxes, Casebook. ISGAN. Paris.
- > BDEW (2016): Netzinnovationen in Deutschland, Beiträge der Netzbetreiber zur Umsetzung der Energiewende. BDEW. Berlin.
- > Bebenburg, C. von; Brunekreeft, G.; Burger, A. (2022): How to deal with a CAPEX-bias: fixed-OPEX-CAPEX-share (FOCS). In: Bremen Energy Working Papers (39).
- > BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021): SINTEG-Verordnung. BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Berlin.
- > BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Internetpräsenz des BMWK zu den SINTEG-Projekten. BMWK - Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/sinteg.html>, zuletzt geprüft am 07.11.2023.
- > BNetzA - Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem, Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Bundesnetzagentur. Bonn.
- > BNetzA - Bundesnetzagentur (2022a): Erlösbergrenzen bzw. Erlösregulierung. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/BK8_EOG.html, zuletzt geprüft am 28.11.2023.
- > BNetzA - Bundesnetzagentur (2022b): Internetpräsenz der Bundesnetzagentur zur SINTEG Verordnung. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_74_SINTEG/BK4_SINTEG_node.html, zuletzt geprüft am 28.11.2023.
- > BNetzA - Bundesnetzagentur (2022c): Qualitätsregulierung und Qualitätselement. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/57_QElement/BK8_QElement.html, zuletzt geprüft am 15.12.2022.
- > BNetzA - Bundesnetzagentur (2023): Kapitalkostenabgleich. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/55_KKAbgl/BK8_Kapkostenabgl.html, zuletzt geprüft am 22.09.2023.
- > Brunekreeft, G. (2023): Improving regulatory incentives for electricity grid reinforcement. Constructor University Bremen. Bremen.
- > Brunekreeft, G.; Buchmann, M.; Kuszniir, J. (2022): Regulatorische Experimente und Anreizregulierung - Erfahrungen mit der SINTEG-V. In: Bremen Energy Working Papers (38).
- > Brunekreeft, G.; Kuszniir, J.; Meyer, R. (2020): Output-orientierte Regulierung, Ein Überblick. In: Bremen Energy Working Papers (35).
- > Brunekreeft, G.; Rammerstorfer, M. (2020): OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation. In: Bremen Energy Working Papers (32).
- > CEER (2017): Incentive Schemes for regulating DSOs, including for Innovation, Consultation Paper. CEER. Brüssel.
- > CEER (2022): CEER Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation. CEER. Brüssel.
- > Consentec; Frontier Economics (2019): Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilnetzbetreiber. Consentec; Frontier Economics. Aachen, Köln.
- > dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH; TU Dortmund; Brunekreeft, G. (2012): Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena- Verteilnetzstudie). Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.
- > E-Bridge; IAEW RWTH Aachen (2019): Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen. innogy SE; EWE Netz; Stadtwerke München Infrastruktur GmbH.
- > e-control (2022): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Gas-Verteilnetzbetreiber. e-control. Wien.
- > ENSURE AG Finanzierung (2022): Positionspapier im Rahmen der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“. Siemens AG. München.
- > ENTSO-E (2021): Technopedia, ENTSO-E. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/Technopedia/>, zuletzt geprüft am 01.04.2022.
- > IAEW RWTH Aachen (2020): Innovativer Netzbetrieb, IAEW RWTH Aachen. Online verfügbar unter <https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/IAEW/Wirtschaft/Energiesystemstudien/Betrieb/~jajly/Innovativer-Netzbetrieb/>, zuletzt geprüft am 07.11.2023.
- > Kreusel, J.; Moser, A.; Pletzer, T. (2022): Gedanken zum Regulierungsrahmen elektrischer Netze in der Energiewende - Positionspapier im Rahmen des Kopernikus-Projektes ENSURE.
- > Littell, D.; Kadoch, C.; Baker, P.; Bharrvirkar, R.; Dupuy, M.; Hausauer, B.; Linvill, C.; Migden-Ostrander, J.; Rosenow, J.; Xuan, W.; Zinaman, O.; Logan, J. (2018): Next-Generation Performance-Based Regulation: Volume 1 (Introduction—Global Lessons for Success). NREL. Denver.

LITERATURANGABEN

- > Bundesnetzagentur - BNetzA (2022): Eckpunktepapier zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Home/home_node.html, zuletzt geprüft am 28.11.2023.
- > Ofgem (2010): RIIO - a new way to regulate energy networks. Ofgem. London.
- > Ofgem (2017): Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control. Ofgem. London.
- > Ofgem (2018): RIIO-2 Framework. Ofgem. London.
- > Ofgem (2019): RIIO-2 methodology for the Electricity System Operator. Ofgem. London.
- > Ofgem (2021): Ofgem Innovation Vision 2021 – 2025. Ofgem. London.
- > Ofgem (2022a): Network Innovation Allowance (RIIO-2), Ofgem. London. Online verfügbar unter <https://www.ofgem.gov.uk/energy-policy-and-regulation/policy-and-regulatory-programmes/network-price-controls-2021-2028-riio-2/riio-2-network-innovation-funding/network-innovation-allowance-riio-2>, zuletzt geprüft am 29.09.2023.
- > Ofgem (2022b): September 2022 SIF Funding Direction. Ofgem. London.
- > Ofgem (2023a): RIIO-2 NIA Governance Document. Ofgem. London.
- > Ofgem (2023b): SIF Governance Document v2. Ofgem. London.
- > Pató, Z.; Baker, P.; Rosenow, J. (2019): Performance-based regulation: Aligning incentives with clean energy outcomes (Loyola de Palacio series on European energy policy). Regulatory Assistance Project. Brussels.
- > strategy& (2022): Improving TSO regulation in the context of the European Green Deal, Insights from regulatory practice in the Netherlands and Germany. PwC strategy&. Amsterdam.
- > Vogel, M.; Bauknecht, D.; Flachsbarth, F.; Koch, M.; Wingenbach, M.; Winger, C.; Palacios, S.; Krieger, S.; Borkowski, K.; Pfeifer, P.; Tran, J.; Porada, S.; Sprey, J. et al. (2021): Die enera Roadmap, enera übertragen und international verankern. Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende. Öko-Institut (Hg.). Freiburg.
- > Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft; Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) – RWTH Aachen University; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrtforschung (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme; Jacobs University Bremen; Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg Essen. Öko-Institut (Hg.). Freiburg.
- > Wang, A.; Magnien, G.; Gianinoni, I.; Benett, L.; Levin, R. (2021): Approaches with Focus on Experimental Sandboxes 2.0. International Smart Grid Action Network. Paris.

Autorinnen und Autoren

- » Moritz Vogel, Öko-Institut (m.vogel@oeko.de)
- » Dierk Bauknecht, Öko-Institut

Anmerkung

Die Autoren bedanken sich bei Simon Fechner für hilfreiche Anmerkungen.

Bildnachweis

Titel: Fré Sonneveld.

Das Deckblatt des Papiers wurde gestaltet mit Bildern erstellt von Good Ware und Smashicons von flaticon.com.

Beteiligte Institution



Herausgeber

Kopernikus-Projekt ENSURE
Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung
und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen
Schinkelstraße 6
52062 Aachen

Veröffentlichungsdatum

12/2023