

Paperseries No. 49

Gert Brunekreeft & Heike Worm

Output-orientierte Regulierung und die
Energiewendekompetenz in der
Anreizregulierung: was ist
gemeint und was sind Optionen?

January 2025

Editors:

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Dr. Anna Pechan

Constructor University Bremen

Bremen Energy Research (BER)

Campus Ring 1 / South Hall

28759 Bremen

www.constructor.university

www.bremen-energy-research.de

**Contact:**

Dr. Anna Pechan

Tel. +49 (0) 421 – 200–4867

E-mail apechan@constructor.university

Suggested citing:

Brunekreeft, G., Worm, H. (2025), " Output-orientierte Regulierung und die Energiewendekompetenz in der Anreizregulierung: was ist gemeint und was sind Optionen?", Bremen Energy Working Papers No. 49, Constructor University Bremen.

The "Bremen Energy Working Papers" are published by Constructor University Bremen. The papers feature research and scholarship of a preliminary nature that should encourage dialogue and critical discussion. The content does not necessarily reflect the views of Jacobs University Bremen and is the sole responsibility of the authors. Constructor University Bremen does not bear any responsibility concerning the contents.

Output-orientierte Regulierung und die Energiewendekompetenz in der Anreizregulierung: was ist gemeint und was sind Optionen?

Gert Brunekreeft* & Heike Worm**¹

* Constructor University Bremen, gbrunekreeft@constructor.university

** Polynomics, Heike.Worm@polynomics.ch

13.01.2025

Abstract: Ziel einer output-orientierten Regulierung (OOR) ist die gezielte Anreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. Sie ergänzt die im Kern fortbestehende Anreizregulierung durch Erlöselemente, die an das Erreichen spezifischer Leistungsziele gekoppelt sind. In Deutschland wurde diese Thematik von der Bundesnetzagentur mit einer sogenannten Energiewendekompetenz (EWK) aufgegriffen. In diesem Beitrag besprechen wir für Strom- und Gasnetze mögliche Anwendungsbereiche für OOR/EWK-Elemente. Aufgrund der Aktualität wurden folgende Elemente vertieft. Für Stromnetze: 1. Geschwindigkeit von Netzanschlüssen, 2. Entwicklung von Smart Grids und 3. Standardisierung. Für Gasnetze: 1. Vermeidung von Gasverlusten, 2. THG-Emissionsvermeidung und 3. Stakeholderbeteiligung.

Keywords: Regulierung, output-orientiert, Energiewendekompetenz, Energienetze

JEL-classification: L12, L51, L94, L95

1. Einführung

Derzeit findet eine potenziell weitreichende Weiterentwicklung der Regulierungstheorie und -praxis der Energienetze in Richtung einer output-orientierten Regulierung (OOR) statt. Ziel der OOR ist die gezielte Anreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. Sie ergänzt die im Kern fortbestehende Anreizregulierung durch Erlöselemente, die an das Erreichen spezifischer Leistungsziele (Outputs) gekoppelt sind und den gesellschaftlichen Nutzen der Outputs angemessen widerspiegeln sollen. Die Idee hierbei ist somit nicht, die bestehende Regulierung durch einen

¹ Teile dieses Aufsatzes basieren auf dem Projekt „ARegV 5.0“, gefördert von einem Konsortium von Strom- und Gasverteilnetzbetreibern in Deutschland. Zum Teil wurden die Einsichten vorgetragen und diskutiert beim Expertenaustausch zur Energiewendekompetenz veranstaltet von der BNetzA am 29.10.2024, beim BDEW-Regulierungstag am 27.11.2024 und bei der Konferenz DEA2024 am 19.11.2024. Wir sind dankbar für viele nützliche Hinweise und Kommentare.

neuen Ansatz zu ersetzen. Stattdessen erweitert OOR das Basismodell der Anreizregulierung selektiv um einzelne OOR-Elemente.

Diese Weiterentwicklung findet in unterschiedlicher Ausgestaltung und Geschwindigkeit in verschiedenen Ländern statt, so auch in Deutschland. Im Januar 2024 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständige Behörde für die Regulierung der Energienetze zur Vorbereitung der nächsten Regulierungsperioden der Anreizregulierung für die Strom- und Gasnetze ein Eckpunktepapier (BNetzA, 2024a) zur Konsultation vorgelegt. Dieses Eckpunktepapier skizziert punktuell den Anpassungsbedarf aus Sicht der BNetzA. Kapitel E des Eckpunktepapiers erwähnt bei den Zielen der Regulierung an prominenter Stelle einen „Aufbau einer Energiewendekompetenz“. Eine Energiewendekompetenz (EWK) spiegelt genau die Kernidee der output-orientierten Regulierung (OOR) wider. Am 15. Oktober 2024 hat die BNetzA mit einem separaten Eckpunktepapier ihre ersten Vorstellungen zur zukünftigen Ausgestaltung der Energiewendekompetenz (BNetzA, 2024b) veröffentlicht.

Dieser Aufsatz beschreibt und diskutiert die Anwendung der output-orientierten Regulierung auf aktuelle Herausforderungen bei den Strom- und Gasnetzen in Deutschland. Kapitel 2 beschreibt zunächst den theoretischen Hintergrund und aktuelle Entwicklungen in der Literatur und Praxis: was ist und warum brauchen wir OOR? Im Anhang zu diesem Aufsatz befinden sich zwei Longlists mit Anwendungsbereichen für verschiedene Outputs im Sinne der OOR sowohl für Strom-, als auch Gasnetze. Im Anhang sind diese beiden Listen ohne Vertiefung dargestellt. In Kapitel 3 dagegen vertiefen wir jeweils drei Beispiele für OOR-Anwendungen für Strom- bzw. Gasnetze. Diese sind für die Stromnetze: 1. Geschwindigkeit von Netzanschlüssen, 2. Entwicklung von Smart Grids und 3. Standardisierung. Und für die Gasnetze: 1. Vermeidung von Gasverlusten, 2. THG-Emissionsvermeidung und 3. Stakeholderbeteiligung. Das Ziel hier ist eine Vorstellung der konzeptionellen Kernidee dieser Anwendungsbeispiele, nicht jedoch die konkrete Umsetzung. Kapitel 4 diskutiert ausgewählte Umsetzungsdetails bei OOR-Elementen. Kapitel 5 schließt mit einem Fazit ab.

2. Output-orientierte Regulierung (OOR) und die Energiewendekompetenz (EWK)

Die Regulierung der Energienetze macht aktuell eine potenziell weitreichende Anpassung in Richtung einer output-orientierten Regulierung (OOR) durch. Diese Entwicklung ist in unterschiedlichen Ausprägungen in vielen Ländern zu beobachten. Mit den beiden Eckpunktepapieren zur Reform der Regulierung der Energienetze (BNetzA, 2024a und BNetzA, 2024b) schlägt die Bundesnetzagentur die Einführung einer sogenannten „Energiewendekompetenz (EWK)“ vor, die konzeptionell der output-orientierten Regulierung zugeordnet werden kann.

In vielen Ländern ist die preisbasierte Anreizregulierung (in Form einer Preis- oder Erlösobergrenze) mittlerweile das vorherrschende Regulierungsmodell; in Deutschland wird dieser Ansatz in Form der Anreizregulierung mit Erlösobergrenze umgesetzt. Kern einer preisbasierten Anreizregulierung ist der starke Fokus auf Kosteneffizienz. Gerade zu Beginn der Liberalisierung der Strommärkte galt es, die aus der Zeit vor der Liberalisierung

bestehenden Ineffizienzen abzubauen. Genau darin liegt die Stärke der Anreizregulierung. Inzwischen haben sich allerdings die Rahmenbedingungen stark verändert:

- Nach mehreren Jahren der Anreizregulierung scheint das verbleibende Kostensenkungspotenzial in den vorhandenen Energienetzen moderat zu sein.
- Die Energiewende und Digitalisierung bringen für Strom- und Gasnetze Umwälzungen mit sich, die zunächst jedoch eher zu steigenden Kosten führen; Produktivitätssteigerungen und Kostensenkungen können, wenn überhaupt, erst später erwartet werden.
- Die Energiewende führt zu neuen oder geänderten Aufgaben für die Netzbetreiber, die meist als Pflichtaufgaben in Vorschriften und Verordnungen festgelegt werden. Häufig fehlt es jedoch an expliziten Anreizen, die sicherstellen, dass die Aufgaben bzw. Änderungen (inkl. Transformation und Rückbau) auch volkswirtschaftlich effizient umgesetzt werden.

Output-orientierte Regulierung greift genau diese Themen auf. Sie ergänzt die im Kern fortbestehende Anreizregulierung durch Erlöselemente, die an das Erreichen spezifischer Leistungsziele (Outputs) gekoppelt sind und den gesellschaftlichen Nutzen der Outputs angemessen widerspiegeln sollen. Die Idee hierbei ist somit nicht, die bestehende Regulierung durch einen neuen Ansatz zu ersetzen. Stattdessen erweitert OOR das Basismodell (in Deutschland die im Rahmen der Anreizregulierung bestimmte Erlösobergrenze) selektiv um einzelne OOR-Elemente. Die untere Abbildung 1 fasst die Idee zusammen:

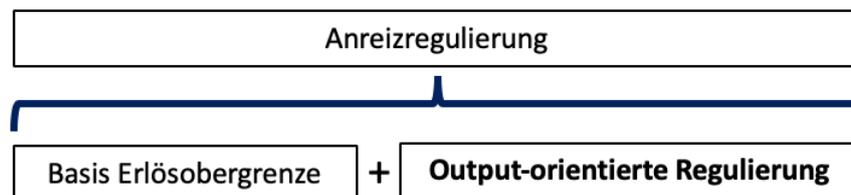


Abbildung 1: Output-orientierte Regulierung

Quelle: Brunekreeft et al (2020).

Im Wortlaut schreibt das Eckpunktepapier ARegV der BNetzA (2024a, S. 16): „These 7: Es ist sinnvoll, das bekannte Qualitätselement im Strombereich um Elemente zu ergänzen, welche die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber abbilden. Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen.“ Das Zitat erwähnt lediglich Stromnetze, aber etwas später im Text wird abgefragt, ob eine EWK für Gasnetze sinnvoll wäre. Die EWK im Eckpunktepapier entspricht konzeptionell genau der output-orientierten Regulierung: für ausgewählte Ziele werden ergänzend zur Basisregulierung punktuell zusätzliche Anreize gesetzt. Mit dem Eckpunktepapier EWK (BNetzA, 2024b) wurden bereits mehrere EWK-Optionen von der BNetzA zur Diskussion vorgestellt. Diese betreffen allesamt Optionen für die Stromnetze; für die Gasnetze werden im Eckpunktepapier Ausführungen zur EWK zunächst zurückgestellt.

2.1. Warum output-orientierte Regulierung?

Bis Anfang der 1980-er Jahre war die Regulierung im Monopolbereich der Energienetze überwiegend kostenbasiert; das wohl vorherrschende Modell war (und ist zum Teil immer noch) die sogenannte Rate-of-Return-Regulierung (Joskow, 1974 und 1989). Die Regulierung erlaubt eine angemessene Verzinsung auf das eingesetzte Kapital zur Finanzierung der Investitionsausgaben. Die Betriebsausgaben werden in aller Regel kostenbasiert (ohne Verzinsung) anerkannt. Das Kernproblem kostenbasierter Ansätze ist, dass sie nur geringe Effizianzanreize setzen: Höhere Kosten werden einfach an die Konsumenten weitergereicht, während umgekehrt auch Kostensenkungen unmittelbar an die Konsumenten weitergegeben werden müssen. Effizianzanstrengungen werden folglich kaum belohnt, so dass das regulierte Unternehmen keine effektiven Anreize hat, seine Effizienz zu verbessern.

Im Zuge der Liberalisierung der Telekommunikation im Großbritannien (UK) wurde 1983 Prof. Littlechild beauftragt, mögliche Regulierungsmodelle für die verbleibenden Monopolbereiche in dem liberalisierten Telekommunikationssektor zu prüfen (vgl. Beesley & Littlechild, 1989). Littlechild kritisierte die kostenbasierten Ansätze genau mit dem Argument der geringen Effizianzanreize und schlug stattdessen einen preisbasierten Ansatz vor (price-cap bzw. RPI-X), der dann auch ab 1990 für die Stromnetze im UK eingesetzt wurde. Mittlerweile werden preisbasierte Ansätze in vielen Ländern, in verschiedenen Sektoren und in verschiedenen Varianten angewendet. In Europa und UK sind sie vor allem unter den Namen Preis- oder Erlösobergrenze und Anreizregulierung bekannt, während in den USA oft von performance-based regulation gesprochen wird.

Für eine vorab festgelegte Regulierungsperiode (zumeist 4 oder 5 Jahre) wird die Entwicklung des maximalen Erlös- oder Preisniveaus über eine Formel festgelegt, die sich an der gesamtwirtschaftlichen Preisentwicklung und einer festgelegten Effizianzvorgabe (X-Faktor) orientiert. Die so bestimmte Entwicklung des Preis- oder Erlösniveaus ist während der Regulierungsperiode von den tatsächlichen Kosten entkoppelt, die nur bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlöse eine Rolle spielen. Genau diese Entkopplung setzt die Effizianzanreize: Wenn das Unternehmen die Kosten stärker als durch den Erlöspfad vorgegeben senkt, kann es zusätzliche Gewinne realisieren. Umgekehrt muss es die Verluste aus Kostensteigerungen selbst tragen.

Die Anreizregulierung gilt als sehr erfolgreich hinsichtlich der Effizianzanreize (vgl. z.B. Sappington & Weismann, 2010). Gleichwohl stellt sich die Frage nach der Anreizwirkung, wenn Effizianz nicht das alleinige Ziel ist oder die Unternehmen Aufgaben übernehmen sollen, die mit steigenden Kosten verbunden sind. Insbesondere die Energiewende bringt zusätzliche Aufgaben für die Netzbetreiber mit sich.

Output-orientierte Regulierung (OOR) setzt explizite Anreize zur Förderung vordefinierter Output-Ziele. Welche Verzerrungen treten aber in der Anreizregulierung auf, die eine solche zusätzliche Förderung über Output-Ziele überhaupt rechtfertigen? Die Kernproblematik liegt in der Wirkungsweise der preisbasierten Regulierung. Der entscheidende Punkt bei preisbasierten Ansätzen besteht darin, regulierte Erlöse explizit von den zugrunde liegenden Kosten zu trennen. Ein Problem entsteht nun, wenn nicht die Kosten sich ändern, sondern die Nachfrage. Auf der theoretischen Ebene wurde (*avant la lettre*) das Thema von Spence (1975,

S. 420, Fn. 5) im Kontext der Qualitätsregulierung behandelt: „Of somewhat less interest is the case where price is fixed or taken as given. In that case, the firm always sets quality too low.“ Dabei ist der Unterschied zwischen einer Verschiebung der Kostenkurve und Nachfragekurve entscheidend. Nachfolgende Abbildung 2 illustriert diese Unterscheidung.

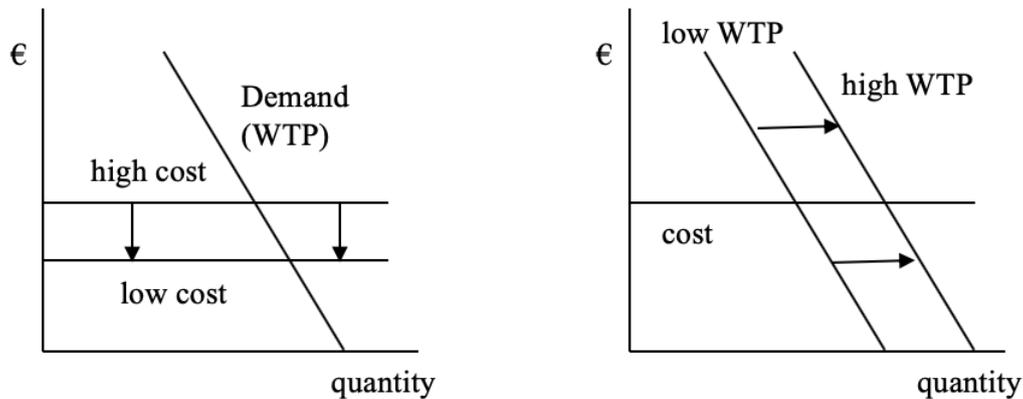


Abbildung 2: Verschiebung der Kostenkurve versus Verschiebung der Nachfragekurve
Quelle: Eigene Darstellung.

Bei der Verbesserung der Effizienz verschiebt sich die Kostenkurve nach unten, während die Nachfragekurve konstant bleibt. Das ist das Ziel preisbasierter Ansätze. Die Situation ändert sich aber, wenn sich die Nachfragekurve verschiebt: Durch eine Innovation wird das Produkt verbessert, so dass die Zahlungsbereitschaft (*willingness to pay*, WTP) der Verbraucher steigt. Wie von Spence argumentiert, können preisbasierte Modelle, bei denen der Preis fest vorgegeben ist, mit dieser Situation nicht sehr gut umgehen. Wenn die Nachfragekurve verschoben wird, entsteht ein zusätzlicher Surplus (der zusätzliche Bereich unter der Nachfragekurve): *value creation*. Da die Regulierung die Preise deckelt, kann das Unternehmen den zusätzlichen Surplus nicht genügend abschöpfen und wird demzufolge (ineffizient) wenig in Produktverbesserungen investieren. Dies gilt unabhängig davon, ob die Kosten steigen oder nicht, aber das Problem verschlimmert sich, wenn die Kosten steigen.²

Genau hier setzt output-orientierte Regulierung an: Sie versucht die Produktverbesserung (die Verschiebung der Nachfragekurve) anhand eines bestimmten Indikators zu definieren, zu quantifizieren und den zusätzlichen Konsumentensurplus mit dem zusätzlichen Gewinn für das Unternehmen zu verknüpfen und damit die Anreize für zusätzliche Wertschöpfung zu stärken. Dieses Argument ist die theoretische Basis für das in der Anreizregulierung häufig eingesetzte Qualitätselement; genau dieser Gedanke setzt sich jetzt in weitere Anwendungsbereiche durch.

Aus obigen Überlegungen folgt auch, dass die Anreize und die Notwendigkeit von OOR-Elementen von der Art der Regulierung abhängen. Spence (1975) unterscheidet zwischen

² Spence hat die Analyse damals für ein System mit einer Preisobergrenze gemacht. In der Praxis haben wir häufig ein System mit einer Erlösobergrenze. Die Details sind unterschiedlich, aber das Kernargument bleibt gleich.

kostenbasierter (hier: rate-of-return) und preisbasierter Regulierung (Preisobergrenze). Die Fehlanreize für Unterinvestition in Qualität gelten für preisbasierte Regulierung. Kostenbasierte Regulierung erzeugt andere Anreize und somit wäre auch die Notwendigkeit von und Ausgestaltung der OOR-Elemente unterschiedlich. Die genauen Anreize hängen dabei stark von den Details der Regulierung ab. Erschwert wird die Umsetzung in der Praxis dadurch, dass es sich bei den in der Realität anzutreffenden Regulierungssystemen um Mischformen handelt; so enthält beispielsweise die deutsche Anreizregulierung mit dem Kapitalkostenaufschlag ein Cost-Plus-Element. Dieser Aufsatz fokussiert primär auf den Budgetansatz mit der Erlösobergrenze in der ARegV in Deutschland und konzentriert sich auf den preisbasierten Ansatz. Es sei aber darauf hingewiesen, dass die Anwendungsbereiche und die Beispiele unten nicht unabhängig von den Details der Regulierung gesehen werden können.

2.2. Aktuelle Entwicklung der output-orientierten Regulierung

OOR stellt eine neuere Entwicklung in der Regulierungstheorie und -praxis dar. Dementsprechend gibt es viele, zum Teil sehr unterschiedliche Ausprägungen, während eine einheitliche Definition und Bezeichnung noch nicht existieren. Im deutschsprachigen Raum wird neben *output-orientierte* auch *output-basierte* oder auch *leistungsorientierte Regulierung* verwendet. In den USA wird auch von *performance-based regulation* (PBR) und *targeted performance-incentive mechanisms* (PIMs) gesprochen (vgl. auch Joskow, 2024).

Als Anreizregulierung fassen wir den *gesamten* Regulierungsansatz auf (vgl. Abbildung 1 weiter oben). Dieser setzt sich demnach aus zwei Teilen zusammen: Zum einen besteht für das Kerngeschäft des Netzbetreibers eine Erlös- oder Preisobergrenze (Basis-Anreizregulierung). Zusätzlich werden aber gezielt einzelne output-orientierte Regulierungskomponenten zur Förderung selektiver Bereiche eingesetzt. In diesem Sinne wird zumindest konzeptionell zwischen Anreizen für Kernaufgaben und denen für erweiterte Aufgaben des Netzbetreibers unterschieden. EDSO (2017) veranschaulicht dies gut und unterscheidet zwischen (1) einer Basisvergütung, (2) output-orientierten Anreizen und (3) einem expliziten Innovationsfördermechanismus. Hinsichtlich der Diskussion um das Reformprogramm „Reforming the Energy Vision“ im US-Bundesstaat New York (NY REV) erwähnt Bade (2016) eine vergleichbare Einteilung: Die Energiebranche hatte hier ein zweistufiges System vorgeschlagen, das einen „*broad-based earning impact mechanism*“ als Einnahmequelle für das Kerngeschäft und „*more targeted programmatic incentives*“ als Einnahmen und Anreize für bestimmte Aufgaben vorsieht.

In den USA wird Anreizregulierung häufig als *performance based regulation* (PBR) bezeichnet. Über die grundlegende Anreizregulierung oder PBR hinaus kann es förderlich sein, die Anreize für vorgegebene Zielvorgaben durch output-orientierte Komponenten zu stärken. In den USA werden diese gezielten Leistungsanreizmechanismen als *targeted performance incentive mechanisms* (PIMs) bezeichnet (vgl. auch Joskow, 2024).

Es gibt eine Vielzahl output-orientierter Regulierungskomponenten; informativ ist hierzu die RMI-PIM-Datenbank (<https://rmi.org/pims-database/>), wo sämtliche PIMs in den USA aufgelistet werden. Zu beachten ist allerdings, dass sich vor allem in den USA viele dieser

Komponenten auf netzfremde Aktivitäten der vertikal integrierten Versorgungsunternehmen beziehen. In den USA sind die Versorgungsunternehmen, insbesondere auf Verteilnetzebene, weitgehend vertikal integriert und der Vertrieb ist häufig nicht für den Wettbewerb geöffnet. Regulierung betrifft dann häufig die gesamte Wertschöpfungskette. Output-orientierte Anreizelemente können sich damit auch auf den Marktbereich beziehen. In Europa dagegen sind die Versorgungsmärkte weitgehend geöffnet und wettbewerblich organisiert; häufig sind diese zudem administrativ oder rechtlich vom Netzbereich entflochten: Die Regulierung und damit die output-orientierten Komponenten beschränken sich demnach in Europa notwendigerweise auf den regulierten Netzbereich.

Die OOR-Entwicklung ist zwar recht neu, entwickelt sich aktuell aber schnell weiter. Joskow (2024) beschreibt die aktuellen Entwicklungen in den USA. Ofgem (2023a, 2023b und 2023c) bereitet die nächste Regulierungsperiode in UK vor und diskutiert hierzu die Erfahrungen aus den vergangenen Regulierungsperioden und macht Vorschläge für die neue Regulierungsperiode. Das Thema OOR, wobei man in UK häufiger von *output-based regulation* spricht, spielt eine beträchtliche Rolle in der Regulierung in UK. Ofgem (2023a, S.49) unterstreicht die Relevanz: „In our Framework Decision, we noted there was broad recognition from stakeholders that financial incentives are a significant driver in improving company behaviour and benefits for consumers. There was strong support for well-designed incentives that drive positive outcomes for consumers, and set a high benchmark for performance which is then embedded into future controls.”

Brunekreeft et al (2020) geben einen Überblick über die Diskussion möglicher Anwendungsbereiche von OOR für die Stromnetze und Brunekreeft (2023) ordnet OOR in den allgemeineren Regulierungsrahmen ein.

Die EU-Kommission macht in ihrem Grid Action Plan (EU-Kommission, 2023, S. 21) vorsichtige Schritte in Richtung explizite Anreizelemente, indem sie z.B. „incentivizing a better usage of the grids“ anregt; es sollte hierzu gesagt werden, dass die Flugebene bei der EU-Kommission im Allgemeinen sehr hoch ist und Regulierungsdetails den Mitgliedsstaaten überlassen werden.

CERRE (2024) suggeriert eine weitere Entwicklung Richtung „dynamic regulation“, wobei explizite Anreizelemente eine Rolle spielen könnten. Im Auftrag von ACER schlug die Florence School of Regulation (2023) eine *benefit-based* Anreizregulierung vor, was eine andere Bezeichnung für dasselbe Phänomen der OOR ist.

Eurelectric & Deloitte (2021) greift ergänzende Anreizelemente explizit auf und eurelectric (2024, S. 5) vertieft: „The remuneration regime should be reviewed to reduce pressure on the short-term cost reduction driver. In the transition to output-based remuneration regarding anticipatory investments, performance indicators such as efficiently delivering capacity and/or avoiding customer supply refusals for longer than a specified duration could be used to incentivize DSOs.”

3. Anwendungen bei Strom- und Gasnetzen

In diesem Abschnitt vertiefen wir einige praktische Möglichkeiten zur Anwendung von output-orientierten Regulierungselementen bei Strom- und Gasnetzen. Diese Anwendungen basieren auf eigenen Überlegungen, Fachliteratur und internationale Erfahrungen. In den Anhängen zu diesem Paper haben wir zwei Long Lists mit Kurzbeschreibung zu den OOR-Elementen dargestellt, jeweils für Strom- und Gasnetze. Diese beiden Listen haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit und verschiedene dargestellte Optionen sind aktuell konzeptionell, und wurden noch nicht auf ihre Anwendbarkeit hin untersucht; die Anwendungsbereiche in den Listen sind als Diskussionsimpulse zu verstehen. Die Longlists im Detail zu besprechen würden den Rahmen des Aufsatzes sprengen; stattdessen beschränken wir uns hier im Haupttext auf eine Besprechung ausgewählter Beispiele.

3.1. Ausgewählte Anwendungsoptionen für die Regulierung der Stromnetze

Die hier gewählten drei Anwendungsbeispiele für die Stromnetze finden sich auch als Optionen im Eckpunktepapier EWK der BNetzA (2024b). Output-Elemente für das Gasnetz werden in dem Eckpunktepapier hingegen nicht diskutiert, da diese Diskussion zunächst zurückgestellt wurde.

3.1.1. Geschwindigkeit von Netzanschlüssen

Das Eckpunktepapier EWK schreibt (BNetzA, 2024b, S. 16): „Stellt ein Netzbetreiber Netzanschlüsse besonders schnell oder in einer großen Anzahl her, könnte das als Indiz für eine besonders gute und schnelle Umstellung und damit Anpassung an die Herausforderungen der Energiewende gewertet werden. Die Geschwindigkeit und Häufigkeit der Herstellung von Netzanschlüssen können also Indikatoren für eine Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers darstellen.“

Tatsächlich ist das Thema Netzanschluss ein dringendes Thema und eine gute Anwendungsmöglichkeit für eine EWK. In mehreren Ländern, z.B. in den Niederlanden (vgl. auch Brunekreeft, 2023), aber auch in Deutschland ist der Netzanschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen, insb. PV-Anlagen, aber auch lastseitigen Netzanschlüssen (z.B. Ladesäule für Elektromobilität) ins Stocken geraten, was die Energiewende hemmt. Für die entstehenden Verzögerungen liegen mehrere Ursachen vor. Erstens kann es sein, dass Netzanschlüsse auf dezentraler Ebene, oder präziser dessen uneingeschränkte Benutzung, nicht möglich ist, aufgrund von Netzengpässen im Verteilnetz. Zweitens ist ein Stromnetz interaktiv und komplex: die Planung der Netzentwicklung sollte vorausschauend sein und das gesamte System betrachten (*anticipatory*): das heißt aber auch, dass die Netzplanung nicht zwangsläufig jedem neuen Netzanschluss folgen sollte. Drittens fehlt es schlicht an administrativen Kapazitäten bei den Netzbetreibern, um die Vielzahl der Anträge angemessen schnell bewältigen zu können. Viertens geht die administrative Bearbeitung der Anträge für Neuanschlüsse mit steigenden OPEX einher. Da OPEX unter der ARegV unter den Zeitverzug fallen, werden steigende OPEX innerhalb der Regulierungsperiode den Netzbetreibern nicht abgegolten, was Anreize zur Verzögerung von OPEX-Ausgaben setzt.

Aus den obigen dargestellten Ursachen lässt sich ableiten, dass die Netzbetreiber nur in beschränktem Maße Einfluss auf die Geschwindigkeit der Netzanschlüsse nehmen können. Damit könnte ein OOR-Element hier ein effektives Mittel sein, um die Anreize korrekt zu setzen; ein solches OOR-Element würde einen schnelleren Netzanschluss belohnen und somit anreizen.

Ein Praxisbeispiel liefert die Regulierung in UK, wo der Regulierer Ofgem mit dem *time-to-connect-incentive* spezifische Anreize für Netzbetreiber (Strom-ÜNB und -VNB) zum Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen umgesetzt hat (Ofgem, 2023a). In eine ähnliche Richtung wurde im Rahmen von New York REV gedacht, da hier ebenfalls regulatorische Anreize für den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen erwogen wurden. Neben der Anschlussgeschwindigkeit als Maßstab für Erlösbestandteile wird auch über einen Bezug zur Kundenzufriedenheit der Anschlussnehmer nachgedacht (vgl. Littel & Shipley, 2017).

3.1.2. Entwicklung von Smart Grids

Die Energiewende ist eng mit der Entwicklung intelligenter Netze (*smart grids*) verbunden. Mit intelligenten Netzen werden zwei miteinander verbundene Ziele angestrebt. Erstens können intelligente Technologien und Regeln die Notwendigkeit des Netzausbaus bei gleichbleibender Netzzuverlässigkeit verringern. Zweitens können intelligente Netze, wie die Beispiele des nachstehenden Smart-Grid-Index zeigen, direkt auf Elemente der Energiewende abzielen (z. B. den Anschluss erneuerbarer Energien).

Die Entwicklung von intelligenten Netzen kann mit einem Smart-Grid-Index (SGI) dargestellt werden. Ein SGI kann demzufolge verwendet werden, um Anreize für die Entwicklung eines intelligenten Netzes zu schaffen. Ein SGI kann als Indikator für ein monetäres Bonus-Malus-System dienen. Alternativ dazu kann der SGI auch für ein nicht-monetäres, veröffentlichtes Ranking verwendet werden; der Anreiz für die Unternehmen besteht dann in der öffentlichen Anerkennung ihrer Tätigkeit. Zwei praktische Beispiele illustrieren die Anwendung eines Smart Grid Index.

Der GMI (*grid modernization index*) wurde von der Gridwise Alliance³ entwickelt, einem Konsortium aus der Energiewirtschaft in den USA. Der GMI erstellt eine Rangliste (mit einer Zahl) für die Bundesstaaten der USA. Der GMI kennt fünf Treiber für intelligente Netze an: 1. Großflächiger Einsatz von Wind- und Solarenergie, 2. Dezentrale Energieressourcen, 3. Elektrifizierter Transport, 4. Stärkere Netzresilienz und 5. Elektrifizierung von Gebäuden.

Ein weiteres Beispiel ist der Smart Grid Index, von der SP Group,⁴ einer in Singapur ansässigen Gruppe von Versorgungsunternehmen im asiatisch-pazifischen Raum. Der so genannte SGI-2022 erstellt eine Rangliste von 94 Versorgungsunternehmen in 39 Ländern/Märkten. Der SGI stützt sich auf sieben Dimensionen eines intelligenten Stromnetzes: 1. Überwachung und Steuerung, 2. Datenanalytik, 3. Versorgungssicherheit, 4. Integration von dezentralen Energieressourcen, 5. Erneuerbare Energien, 6. Sicherheit und 7. Kundenzufriedenheit.

³ <https://gridwise.org/>.

⁴ <https://www.spgroup.com.sg/sp-powergrid/overview/smart-grid-index>.

Es sei angemerkt, dass diese beiden Beispiele nicht explizit für Regulierungszwecke, wie eine EWK, eingesetzt werden. Zudem fällt unmittelbar auf, dass beide Beispiele sehr breit angelegt sind und deshalb nicht unmittelbar für eine EWK Smart Grids geeignet scheinen. Es erscheint notwendig einen eigenen für eine EWK Smart Grids geeigneten Index zu entwickeln. Aussichtsreich wäre diesbezüglich das Projekt „Digital@EVU“ vom Branchenverband BDEW.

3.1.3. Standardisierung

Im Eckpunktepapier EWK schlägt die BNetzA das Thema Standardisierung als mögliche EWK wie folgt vor (BNetzA, 2024b, S. 24): „Ein wesentliches Hemmnis bei der Transformation der Energienetze aufgrund der Energiewende sind unternehmensindividuelle Lösungen der einzelnen Netzbetreiber. Diese können prozessualer oder technischer Art sein und bedeuten in der Regel viel Aufwand in der Umsetzung sowie im Betrieb beim einzelnen Netzbetreiber und Dritten“.

Die Thematik ist überwiegend nutzerseitig relevant, da Standardisierungen, die den Netzbetreibern unmittelbar dienen, von diesen ohnehin vorgenommen werden. Netzkunden sind im weiteren Sinne betroffen, vor allem diejenige Firmen, die netzübergreifend aktiv sind, z.B. Aggregatoren und Wallbox-Anbieter. Beim Fehlen eines Standards können solche Firmen Größenvorteile nicht ausschöpfen, was für diese Firmen, indirekt für deren Kunden, und in letzter Konsequenz auch die Netzbetreiber kostenerhöhend wirkt, da umfangreichere Investitionen in die Netze notwendig werden, da eine geringere Anzahl an Nutzern netzdienlich agieren kann.

Es liegen zwei Problembereiche zu Grunde: Zum einen liegt ein Koordinationsproblem vor, da geklärt werden muss, welcher Standard benutzt werden soll und zu welchem Zeitpunkt ein Standard auf einem angemessenen Entwicklungsstand ist. Dieses Thema sollte am besten von den relevanten Stakeholdern in der Branche verhandelt werden. Zum anderen entstehen durch die Umsetzung eines neuen Standards bei den Netzbetreibern Kosten. Der Netzbetreiber trägt zwar die Kosten, jedoch nicht oder nur zum Teil den Nutzen einer Anpassung und damit entsteht ein Anreizproblem. Netzbetreiber können sich in einem lock-in befinden: Da es bereits einen funktionierenden Ansatz gibt, ist die Umstellung auf den gesamtwirtschaftlich effizienteren Ansatz individuell betriebswirtschaftlich unattraktiv.

Die Netzbetreiber, die eine Anpassung an einen allgemein akzeptierten Standard vornehmen, sollten zumindest für die anfallenden Kosten entschädigt werden, oder darüberhinausgehend, explizit mit einer zusätzlichen EWK bzw. OOR angereizt werden.

Für die Umsetzung eines OOR-Elements wäre ein Fondsansatz denkbar. Eine explizite Anreizung erfolgt, indem die von dem Standard profitierenden Netznutzer einen Teil des Nutzengewinns an die Netzbetreiber als Bonus abgeben, die den Standard umgesetzt oder auch mitentwickelt haben (*profit-sharing*). Im vorliegenden Fall könnte über einen Fondsansatz nachgedacht werden. Die von dem Standard profitierenden Netznutzer zahlen in den Fonds ein, und der Bonus für die umsetzenden Netzbetreiber wird aus diesem Fonds bezahlt. Es sollte hierbei beachtet werden, dass bei den Netznutzern ein Trittbrettfahrerproblem auftreten könnte: jeder Netznutzer profitiert vom Standard, auch wenn ein Netznutzer nicht in den Fonds einzahlt. Aus diesem Grund könnte eine

Beitragspflicht für ausgewählte Kategorien von Netznutzern notwendig sein. Da es sich bei dem Fonds lediglich um den Anreizbonus handelt, und nicht um die eigentlichen Anpassungskosten, die über die Netzentgelte finanziert werden, dürfte sich die Beitragshöhe in Grenzen halten. Ein Beispiel für einen solchen Fonds aus einem anderen Sektor könnte der Einwegkunststofffonds sein, in den Hersteller von Einwegkunststoffprodukten einzahlen und aus dem Entsorgungsträger finanziert werden.⁵

3.2. Ausgewählte Anwendungsoptionen für die Regulierung der Gasnetze

3.2.1. Vermeidung von Gasverlusten (*shrinkage*)

Ofgem (2023c, S. 13, Übersetzungen von den Autoren) definiert *shrinkage* wie folgt: „Die Schwindung ist der Gasverlust während des Transports durch das Netz. Sie setzt sich aus drei Elementen zusammen:

- Gas, das aus dem Netz austritt (z. B. aus Verbindungsstellen zwischen Leitungen);
- Gas, das vom Netz im Rahmen seines Betriebs verbraucht wird (z. B. zum Vorwärmen von Gas vor der Druckreduzierung) und
- aus dem Netz gestohlenen Gas“.

Es geht darum, Gasverluste im Prozess des Netzbetriebs zu verringern. Offensichtlich ist das ein für die Energiewende großes Thema. Zum einen kommen bei Gasverlusten THG frei und zum anderen geht schlicht die natürliche Ressource Gas verloren. Zum Teil haben Netzbetreiber aus Kostengründen interne Anreize Gasverluste zu vermeiden, zum Teil aber auch sind Gasverluste aus Sicht der Netzbetreiber externe Effekte.

In UK hat Ofgem an mehreren Stellen bei den Gasnetzbetreibern (FNB sowie VNB) OOR-Element zur Vermeidung von Gasverlusten eingesetzt (vgl. insb. Ofgem, 2023b und 2023c). Ofgem diskutiert allerdings, dass die Kontrollmöglichkeit der Netzbetreiber auf Gasverluste beschränkt ist.

Die Anzelelemente zur Vermeidung von Gasverlusten in UK sind sowohl finanziell (ODI-F), wie auch nach Reputation (ODI-R). Ofgem hat eine Präferenz für finanzielle Anzelelemente, sieht aber auch, dass die exakte Messung problematisch wäre. Die Elemente nach Reputation sind vor allem Veröffentlichungspflichten. Für eine Umsetzung können die Vorschriften aus der neuen EU-Methanrichtlinie hier sehr nützlich sein.⁶ Z.B. schreibt die Richtlinie vor, dass der Gasnetzbetreiber systematische und periodische sogenannte LDAR (*leak detection and repair*) Übersichten erstellen muss. Darüber hinaus macht die Richtlinie weitere Vorschriften, die Daten für eine EWK-„Vermeidung von Gasverlusten“ liefern würden.

⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/ewkf/#undefined>. Dass Einwegkunststofffonds mit EWK-F abgekürzt wird, ist hier Zufall.

⁶ EU-Commission, 2024, REGULATION (EU) 2024/1787 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942.

3.2.2. THG-Emissionsvermeidung

Vermeidung von THG-Emissionen ist auch für die Netzbetreiber ein großes Thema. In aller Regel wird hierbei zwischen Scope 1, 2 und 3 Emissionen unterschieden. Ofgem (2023a, S. 60, Übersetzungen von den Autoren) definiert diese wie folgt: „Scope 1 umfasst direkte Emissionen aus eigenen oder kontrollierten Quellen. Scope 2 umfasst indirekte Emissionen aus der Erzeugung von eingekauftem Strom, Dampf, Wärme und Kälte, die vom berichtenden Unternehmen verbraucht werden. Scope 3 umfasst alle anderen indirekten Emissionen, die in der Wertschöpfungskette eines Unternehmens entstehen, z. B. durch den Kauf von Waren und Dienstleistungen, Vertrieb und Transport.“ Untere Abbildung 3 aus dem Jahresbericht des Gasinfrastrukturbetreibers Gasunie illustriert das Vorgehen.

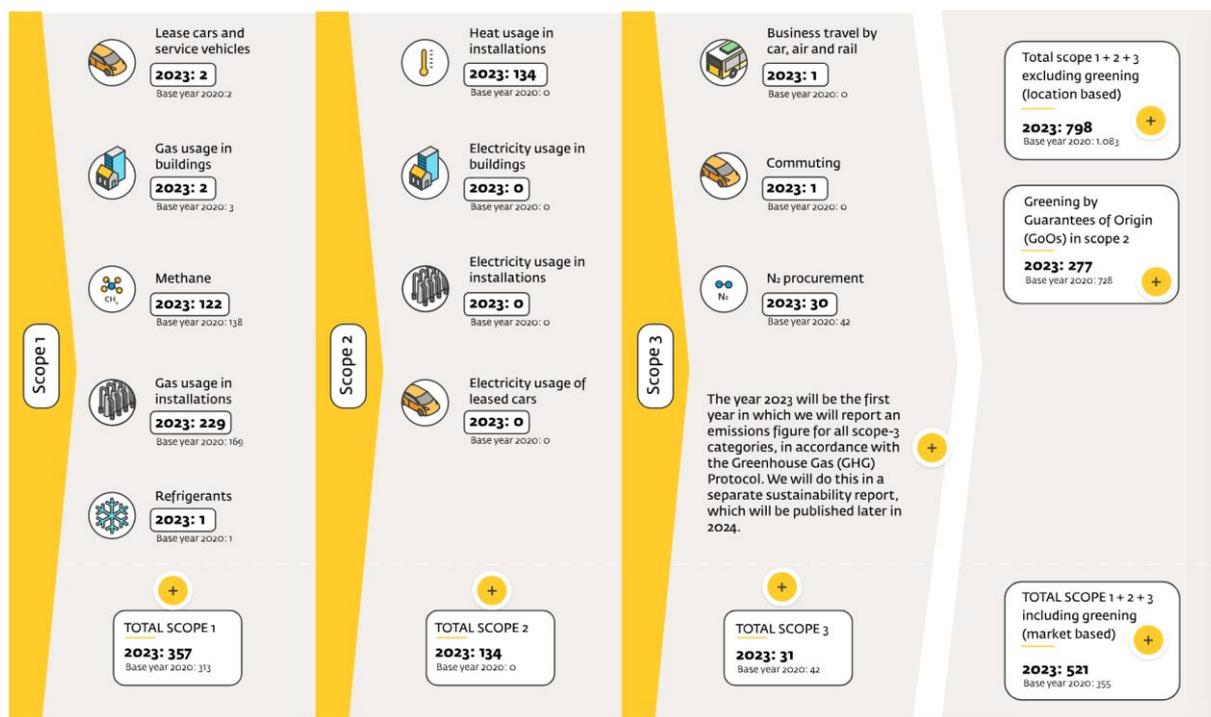


Abbildung 3: Scope 1, 2 und 3 Aktivitäten und THG-Emissionsreduktion bei Gasunie.
Quelle: Gasunie (<https://www.publicatiesgasunie.nl/en/2023-annual-report/emissions>)

Die Aktivitäten bei der niederländischen Gasunie zur THG-Emissionsvermeidung sind z.B.⁷:

- *Dekarbonisierung des Stromverbrauchs*: der eigene Stromverbrauch stammt möglichst aus erneuerbaren Quellen.
- *Vorübergehende Stilllegung von Kompressorstationen*: Da die Produktion aus dem Groninger Gasfeld ausläuft, werden einige Kompressorstationen vorübergehend stillgelegt, damit diese später für die Energiewende genutzt werden können.
- *Gasempfangsstationen*: An 900 niederländischen Gasempfangsstationen wird schrittweise mit verschiedenen Maßnahmen den Gesamtgasverbrauch reduziert.

⁷ Vgl. <https://www.publicatiesgasunie.nl/en/2023-annual-report/emissions>.

- *Grüne Beschaffung von Stickstoff bei Dritten.*

In UK wird dieses Instrument als Business Carbon Footprint in der Regulierung für sowohl die Strom- als auch Gasnetze intensiv eingesetzt. Für die Gas-Verteilnetzbetreiber sind hierbei eher nicht-monetäre Reputationsinstrumente im Einsatz, während bei National Gas unter dem Begriff “Greenhouse Gas Emissions” auch monetäre Anreizinstrumente eingesetzt werden.

Etwas weiter gefasst wäre ein Beispiel aus den USA. Die RMI-PIM-Database (Performance Incentive – Electricification Component; for Berkshire, ID 124.4) bringt ein Beispiel, wobei Gasversorger zum Beispiel für Elektrifizierung mittels Wärmepumpen angereizt werden. Es sei darauf hingewiesen, dass die Beispiele aus den USA nicht unmittelbar auf den gegebenen Kontext in Deutschland übertragbar sind.

3.2.3. Stakeholderbeteiligung

Das OOR-Element Stakeholderbeteiligung ist Teil einer größeren Entwicklung namens Whole-System-Approach (WSA). Infolge der Liberalisierung und insbesondere der Energiewende entwickeln sich die Energieinfrastrukturen rasch. Die Stromnetze werden ausgebaut, um den Anschluss von erneuerbaren Energien und neuen Lasten wie Wärmepumpen und Elektromobilität zu erleichtern. Die Gasnetze bereiten sich einerseits auf den Ausstieg und andererseits auf eine mögliche Umnutzung für den Transport von Wasserstoff vor. Auf kommunaler Ebene verlagert sich die Wärmeversorgung in Richtung Wärmepumpen und Wärmenetze, was sich wiederum auf die Strom- und Gasinfrastruktur auswirkt. Diese gleichzeitigen und interaktiven Entwicklungen erfordern eine Koordinierung zwischen und innerhalb der verschiedenen Energieinfrastrukturen. Die Verbesserung der Koordinierung von Energieinfrastrukturen wurde als Whole System Approach (WSA) bezeichnet (vgl. CEER, 2020; CERRE, 2021).

Brunekreeft et al (2024) beschreiben die Problematik und, wie in Abbildung 4 dargestellt, 14 Maßnahmen, um den Whole-System-Approach zu verbessern. Die Maßnahmen wurden in drei Kategorien eingeteilt.

- A. Monetäre Anreize: Fehlanreize und nicht-kooperatives Verhalten werden in der Regel durch externe monetäre Kosten und Einnahmen verursacht: Einem Akteur entstehen Kosten, während die Einnahmen von einem anderen Akteur getragen werden. Monetäre Anreize versuchen Kosten und Einnahmen so umzuverteilen, dass externe Kosten und Nutzen internalisiert werden.
- B. Kooperation: Kooperation bezieht sich auf die freiwillige Interaktion und Zusammenarbeit zwischen Einzelpersonen oder Gruppen innerhalb einer Organisation oder Gesellschaft, um gegenseitigen Nutzen oder gemeinsame Ziele zu erreichen. Diese Kategorie zielt in erster Linie auf die ausdrückliche Absicht und Form der Zusammenarbeit und des Informationsaustauschs ab.
- C. Hierarchien. Die Maßnahmen in der Gruppe Hierarchien erfordern auf die eine oder andere Weise die Einrichtung einer Institution oder Entität, verbunden mit Rollen

und Verantwortlichkeiten. Hierarchien beziehen sich auf Organisationsstrukturen. Meist ist die Entscheidungsfindung mit einer Art von Mandat verbunden.

Die mittlere Gruppe „cooperation“ umfasst drei Bereiche bei denen Stakeholderbeteiligung von zentraler Bedeutung ist. In diesem Bereich (vor allem B.2. und B.3) steht die gemeinsame Planung mittels Systementwicklungspläne (SEP) im Vordergrund. Beim Aufstellen eines SEPs ist Beteiligung relevanter Stakeholder aus folgenden Gründen elementar wichtig. Erstens braucht koordinierte Planung die Information von relevanten beteiligten Stakeholdern. Zweitens verbessert sich die Akzeptanz, wenn relevante Stakeholder bereits im Vorfeld beteiligt werden. Drittens kann die Information in einem SEP für Regulierungszwecke benutzt werden; dies setzt allerdings voraus, dass die Information unverzerrt und zuverlässig ist, was wiederum ein System erfordert, in dem die diversen Interessen der Stakeholder sich gegenseitig aufheben (*checks and balances*).

A. Monetary incentives	B. Cooperation	C. Hierarchies
A.1 Incentive mechanism	B.1 Round tables	C.1 Rules
A.2 Ex-ante cost-revenue-sharing	B.2 Joint planning	C.2 Arbitration board
A.3 Ex-post financial compensation	B.3. Information sharing	C.3 Competence hierarchy
A.4 Auction		C.4 Joint ventures
A.5 Differentiated tariff-structures		C.5 IESO
		C.6 Horizontal or vertical integration

Abbildung 4: Übersicht möglicher WSA-Maßnahmen.

Quelle: Brunekreeft et al (2024, Tab. 1, S. 5)

Die zentrale Idee beim OOR-Element Stakeholderbeteiligung wäre demnach, die effektive Beteiligung relevanter Stakeholder in verschiedenen Netzentwicklungsprozessen anzureizen. Zu denken wäre hierbei in erster Instanz an best-practice Beispiele, und Zufriedenheitsumfragen bei Stakeholdern. Hier ist wichtig, dass es nicht nur darum geht, dass es überhaupt einen Rahmen für Stakeholderbeteiligung gibt, sondern auch *wie* der Rahmen aussieht. Insbesondere: welche Rechte haben die Stakeholder?

In UK arbeitet Ofgem viel zur Verbesserung der Stakeholderbeteiligung (vgl. Ofgem 2023a). Meist werden stakeholder satisfaction surveys genutzt, um die Stakeholder und deren Einschätzung in den Regulierungsprozess einzubinden. In aller Regel ergibt eine Umfrage eine Note auf einer Skala zwischen 0 und 10. Die Anzeielemente sind sowohl finanziell, sowie nach Reputation.

4. Praktische Umsetzung

Das Konzept einer output-orientierten Regulierung erscheint theoretisch recht einfach; in der praktischen Umsetzung müssen allerdings viele, zum Teil komplexe Details angegangen werden.

Die erste Aufgabe der Umsetzung ist zunächst die Auswahl der Ziele. Die Ziele beeinflussen nicht nur die Erlöse der Firmen, aber auch die Outputentwicklung; diese sollte gesellschaftlichen Nutzen haben. Zwei große Kriterien hierbei sind wichtig: Erstens, hat das Ziel gesellschaftliche Relevanz und zweitens, ist das Ziel zumindest teilweise unter der Kontrolle der regulierten Firmen?

Eine verwandte institutionelle Frage hierzu ist wer die Ziele bestimmt. Ist die Regulierungsbehörde zuständig oder betrifft es eher eine politische Aufgabe und liegt die Zuständigkeit eine Ebene höher beim Gesetzgeber? In beiden Fällen werden die Ziele extern gesetzt. Alternativ ist denkbar, dass die Firmen selbst ihre Ziele setzen, selbstverständlich nach Abstimmung mit dem Regulierer. Ofgem (2023a, S. 45) spricht von *bespoke*, was frei mit „maßgeschneidert“ übersetzt werden kann; gemeint ist, dass Netzbetreiber selbst eigene individuelle Ziele beantragen können. Verwandt hierzu ist die Frage, ob die Anwendung eines OOR-Elements für den ganzen Sektor gilt oder nur Teile des Sektors umfasst. Ein Schritt weiter gedacht wäre Optionalität denkbar: der Regulierer entwickelt eine Liste mit möglichen OOR-Elementen und die Netzbetreiber wählen jeweils einige Optionen aus. Offensichtlich haben diese institutionellen Möglichkeiten Vor- und Nachteile, die sorgfältig abgewogen werden sollten.

Für die Umsetzung sollte das passende Instrument gewählt werden. Hierzu steht ein ganzes Spektrum an Möglichkeiten zur Verfügung. Solche Instrumente lassen sich in folgende Kategorien einteilen:

- Input-basiert: Im Wesentlichen bestehen „input-basierte“ Anreizmechanismen aus einem Aufschlag auf den Einsatz der Inputs bzw. auf die Kosten (Cost+-Element).
- Output-basiert: Die Kategorie „output-basiert“ definiert einen Indikator für die Output-Ziele und verknüpft zusätzliche Erlöse oder Boni mit dem Erreichen dieser Output-Indikatoren (Anreizelement).
- Reputation: Vielmals wird bei Anreizelementen an zusätzliche monetäre Gewinne und Verluste gedacht. Das muss aber nicht sein. Nicht-monetäre Anreize oder Vorgaben sind durchaus denkbar und werden als solche eingesetzt.

Das Beispiel Innovation illustriert die Begrifflichkeiten. Innovation ist das Output-Ziel. Die Innovationsförderung ist demnach die output-orientierte Regulierung. In diesem Zusammenhang wäre ein Innovationsbudget ein Beispiel für einen input-basierten Anreizmechanismus, da dieser an den Inputs (Kosten) ansetzt. Ein Beispiel für einen output-basierten Anreizmechanismus wäre ein Bonus für das Erreichen einer bestimmten Anzahl von Patenten.

Eine Übersicht zu Mechanismen output-orientierter Regulierung, eingeordnet in die obigen drei Kategorien, findet sich in Abbildung 5. Es sprengt den Rahmen des Aufsatzes, diese Mechanismen im Detail zu besprechen, sodass wir hier auf Erläuterungen verzichten.

Mechanismen für output-orientierte Regulierung		
Input-basiert	Output-basiert	Reputation
<ul style="list-style-type: none"> • Kosten-Mark-ups • Rate-of-return adders / mark-ups • Capital cost trackers • OPEX-Mark-up 	<ul style="list-style-type: none"> • Benefit sharing • Gezielte Boni • Management Boni • Bonus-Malus- System (Caps & Collars) • Budgets 	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoring • Rankings • Veröffentlichungspflichten • Standards • Command & Control • Best Practice

Abbildung 5: Übersicht zu möglichen Mechanismen output-orientierter Regulierung
Quelle: basiert auf Brunekreeft et al (2020)

Die beiden Kategorien Input-basiert und Output-basiert verwenden monetäre Anreize; die dritte Kategorie Reputation verwendet nicht-monetäre Anreize. Diese Einteilung folgt dem Vorgehen in UK, wo *financial* versus *reputational* Anreize unterschieden werden (vgl. Ofgem, 2023a).

In der konkreten Ausarbeitung der Mechanismen sind viele Details zu beachten. Wichtig ist die Auswahl der Indikatoren. Erstens, um Fehlanreize zu vermeiden, sollten die Indikatoren den Output präzise beschreiben. Zweitens, sollen die Indikatoren den Output quantifizieren damit die Höhe der Anreize gesetzt und ein Bonus bzw. Malus berechnet werden können. Drittens, müssen nachvollziehbare und kontrollierbare Daten mit angemessenem Aufwand zur Verfügung stehen.

Die Ziele bzw. Indikatoren können statisch oder dynamisch gewählt sein. Statisch heißt, dass das Ziel für die Regulierungsperiode fest ist; dynamisch heißt dagegen, dass das Ziel sich während der Regulierungsperiode anpasst.

Wichtig sind auch die Referenzwerte. In aller Regel zielt der Anreiz auf das Erreichen eines Zielwerts im Vergleich zu einem Referenzwert. Damit hat der Referenzwert neben dem Zielwert zentrale Bedeutung. Auch hier sind im Detail mehrere Optionen möglich, jeweils mit kontextabhängigen Vor- und Nachteilen.

Der Mechanismus kann mit Beteiligungsfaktoren flankiert werden (englisch: *sharing factors* oder *sliding scales*). Nach gängiger Definition (BMWj, 2020) bedeutet ein "hoher" Beteiligungsfaktor, dass der Netzbetreiber einen großen Teil der Differenz zwischen Plan- und Ist-Werten trägt und die Netzkunden nur einen kleinen Teil. Umgekehrt bedeutet ein "geringer" Beteiligungsfaktor, dass der Netzbetreiber einen großen Teil der Differenz weiterreicht und die Netzkunden diese hauptsächlich tragen. Beteiligungsfaktoren bewegen sich demnach zwischen Effektivität und Risiko der Anreizwirkung. Ein hoher Beteiligungsfaktor setzt starke Anreize, erhöht aber auch das Risiko beim Netzbetreiber und umgekehrt.

5. Fazit

Dieser Aufsatz diskutiert eine potenziell weitreichende Weiterentwicklung der Regulierungstheorie und -praxis der Energienetze in Richtung einer output-orientierten Regulierung (OOR). Ziel der OOR ist die gezielte Anreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. Sie ergänzt die im Kern fortbestehende Anreizregulierung durch Erlöselemente, die an das Erreichen spezifischer Leistungsziele (Outputs) gekoppelt sind und den gesellschaftlichen Nutzen der Outputs angemessen widerspiegeln sollen. Die Basis-Anreizregulierung wird dabei von OOR nicht ersetzt, sondern ergänzt. In Deutschland hat diese Thematik eine besondere Aktualität erhalten, weil die BNetzA in ihrem Programm zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung für die Strom- und Gasnetze genau dieses Thema aufgegriffen hat. Die BNetzA schlägt die Einführung einer sogenannten Energiewendekompetenz (EWK) vor, die genau die Kernidee der output-orientierten Regulierung (OOR) widerspiegelt. Die Ausarbeitung einer Energiewendekompetenz ist derzeit im Prozess.

Dieser Aufsatz charakterisiert das Konzept der output-orientierten Regulierung. Ein Blick in die Literatur und Regulierungspraxis zeigt, dass OOR, wenngleich unter verschiedenen Begriffen, sich in mehreren Ländern schnell etabliert. In diesem Aufsatz haben wir mögliche Anwendungsbereiche für Strom- und Gasnetze erörtert und zu diesem Zweck zwei Longlists mit Anwendungsbereichen abgeleitet. Sechs Anwendungsbereiche wurden vertieft dargestellt.

Vielversprechende Anwendungsbeispiele für die Stromnetze wären zum Beispiel:

- Geschwindigkeit von Netzanschlüssen: Verzögerter Netzanschluss von EE-Anlagen, aber auch von Anlagen (Last oder Erzeugung) die nicht unmittelbar mit der Energiewende zu tun haben, führt zu gesellschaftlichen und klimapolitischen Schäden. Ein Anreizmechanismus könnte Netzanschlüsse gezielt beschleunigen.
- Entwicklung von Smart Grids: Smart Grids werden häufig in Verbindung mit klimapolitischen Zielen gebracht. Die Entwicklung des Smart Grids der Netzbetreiber kann gezielt mit einem auf einem Smart Grid Index basierenden Anreizmechanismus vorangetrieben werden.
- Standardisierung: Netzübergreifend aktive Netzkunden, z.B. Aggregatoren und Ladestation-Anbieter, können beim Fehlen eines Standards Größenvorteile nicht ausschöpfen. Netzbetreiber können sich in einem Lock-in befinden, was die Umstellung auf einen neuen Standard betriebswirtschaftlich unattraktiv macht. Ein Fondsansatz, in den betreffende Netznutzer einzahlen und aus dem betreffende Netzbetreiber einen Anreiz erhalten, könnte der Umsetzung von Standards dienen.

Vielversprechende Anwendungsbeispiele für die Gasnetze wären zum Beispiel:

- Vermeidung von Gasverlusten: Gasverlust setzt sich aus drei Komponenten zusammen: Gas, das aus dem Netz austritt; Gas, das vom Netz im Rahmen seines Betriebs verbraucht wird und aus dem Netz gestohlenes Gas. Netzbetreiber können einen expliziten Anreiz erhalten solche Gasverluste zu verringern.

- THG-Emissionsvermeidung: Die Netzbetreiber haben einen gewissen Einfluss auf THG-Emissionen im Netzbetrieb. In aller Regel wird hierbei zwischen Scope 1, 2 und 3 Emissionen unterschieden.
- Stakeholderbeteiligung: Die Koordination im gesamten Energiesystem (whole-system-approach) erhält neuerdings viel Aufmerksamkeit. Netzbetreiber sind besonders gut aufgestellt hierzu eine wichtige Rolle einzunehmen. Ein Ansatz, um diese Koordination zu verbessern, ist die gezielte Einbindung relevanter Stakeholder, z. B. andere Netzinfrastrukturen.

Herausforderungen bei der Umsetzung der OOR sind insbesondere die Bestimmung geeigneter Indikatoren für die Outputziele und das Design eines passenden Instruments für den Anreizmechanismus. Insgesamt zeigt die Erörterung in diesem Aufsatz vielversprechendes Potenzial für den Einsatz output-orientierter Regulierung (OOR), und damit im deutschen Kontext der ARegV, für den Einsatz eines Energiewendekompetenz (EWK).

6. References

- Bade, G. (2016). REV in 2016: The year that could transform utility business models in New York, UtilityDive, 20.01.2016.
- Beesley, M. E. & Littlechild, S. C. (1989). The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. *Rand Journal of Economics*, 20: 454-472.
- BMWi (2020). Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Abschlussbericht, 15. Juni 2020.
- BNetzA (2024a). Eckpunktepapier – Netze, Effizienz, Sicher, Transformiert“, Januar 2024, BNetzA, Bonn.
- BNetzA (2024b). „Eckpunktepapier – Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz,“ Oktober 2024, BNetzA, Bonn.
- Brunekreeft, G., Kusznir, J. & Meyer, R. (2020). Output-orientierte Regulierung – ein Überblick, Bremen Energy Working Papers No. 35, Jacobs University Bremen.
- Brunekreeft, G. (2023). “Improving regulatory incentives for electricity grid reinforcement”, Study for Autoriteit Consument en Markt (ACM), The Hague.
- Brunekreeft, G., Bauknecht, D., Palovic, M., Pechan, A., Flachsbarth, F., Koch, M. (2024), "Policy measures to apply the Whole System Approach (WSA) in energy infrastructures", Bremen Energy Working Papers No. 47, Constructor University Bremen.
- CEER (2020), CEER Paper on Whole System Approaches. Distribution Systems Working Group. Ref: C19-DS-58-03, Brussels, published 30. June 2020.
- CERRE (2021), Optimal regulation for European DSOs to 2025 and beyond, CERRE, Brussels, April 2021.
- CEERE (2024), Towards a more dynamic regulation for energy networks, report of Centre on Regulation in Europe (CERRE).
- EDSO (2017). European Distribution System Operators for Smart Grids: Response to CEER consultation on incentives schemes for regulating DSOs, including for Innovation, EDSO, Mai 2017.
- EU-Kommission (2023). Grids, the missing link - An EU Action Plan for Grids, 28.11.2023, COM(2023) 757 final, Brussels.

- Eurelectric & Deloitte (2021). Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition, Jan. 2021.
- Eurelectric (2024). How can DSOs rise to the investments challenge? Implementing Anticipatory Investments for an efficient distribution grid, Eurelectric position paper, March 2024.
- Florence School of Regulation (2023). “Benefit-based incentive regulation to promote efficiency and innovation in addressing system needs”, Florence School of Regulation Final Report June 2023.
- Joskow, P. L. (1974). Inflation and environmental concern: structural change in the process of public utility price regulation. *Journal of Law and Economics*, 17: 291-327.
- Joskow, P. L. (1989). Regulatory failure, regulatory reform, and structural change in the electric power industry. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology (MIT), Department of Economics.
- Joskow, P.L. (2024). The Expansion of Incentive (Performance Based) Regulation of Electricity Distribution and Transmission in the United States, CEEPR WP 2024-01, Jan. 2024.
- Littell, D., Shipley, J. (2017). Performance-Based Regulation Options. White Paper for the Michigan Public Service Commission, The Regulatory Assistance Project (RAP) August 2017.
- Ofgem (2023a). RII0-3 Sector Specific Methodology Consultation - Overview Document, Ofgem, London.
- Ofgem (2023b). RII0-3 Sector Specific Methodology Consultation – GT Annex, Ofgem, London.
- Ofgem (2023c). RII0-3 Sector Specific Methodology Consultation – GD Annex, Ofgem, London.
- Sappington, D.E.L. & Weisman, D.L. (2010) Price cap regulation: what have we learned from 25 years of experience in the telecommunications industry?, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 38, S. 227-257.
- Spence, A. M. (1975) Monopoly, quality and regulation, *Bell Journal of Economics*, Vol. 6, S. 417-429.

7. Anhang A: Longlist für OOR-Elemente für Stromnetze (Übertragungs- und Verteilernetze)

Kategorie	Beschreibung
Anwendungsbereich	
A. Netze	Maßnahmen zur Optimierung und Beschleunigung des Ausbaus und Betriebs der Netze, insbesondere der zügigen Inbetriebnahme von Netzleistungen und Netzanschlüssen.
A.1. Geschwindigkeit des Netzausbaus	Netzbetreiber haben in beschränktem Umfang Möglichkeiten, selbst Einfluss auf die Geschwindigkeit des Netzausbaus zu nehmen. So können sie verschiedene Maßnahmen ergreifen, um Genehmigungsprozesse zu beschleunigen und die soziale Akzeptanz zu erhöhen, beispielsweise in Form von Planung und Koordination bei der Antragstellung, Partizipation von Bürgern und Interessengruppen, oder Entschädigungszahlungen. Aber auch betriebsinterne Prozesse können optimiert werden. Eine EWK-Komponente könnte eine Beschleunigung beanreizen.
A.2 Geschwindigkeit von Netzanschlüssen	Zügiger Netzanschluss von Erneuerbaren Energien und dezentraler Last (z.B. Elektromobilität) sind von hohem gesellschaftlichem und klimapolitischem Interesse. Wenngleich für Netzbetreiber gesetzliche Verpflichtungen bestehen, die insbesondere nach §8 EEG einen vorrangigen Netzanschluss für erneuerbaren Energien vorsehen, kann eine EWK-Komponente gezielte ökonomische Anreize für eine Beschleunigung der Netzanschlüsse setzen.
A.3 Auslastung von grenzüberschreitenden Netzleitungen	Es obliegt den nationalen Regulierungsregimen, die Anreize für die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu schaffen, alle ökonomisch sinnvollen Maßnahmen zu ergreifen, um die höchstmögliche Kapazität der Interkonnektoren verfügbar zu machen. Ein output-orientierter Ansatz kann dies erreichen, indem Erlöselemente an die Verfügbarkeit der Kapazitäten gekoppelt werden.
A.4. Entwicklung von Smart Grids	Auch wenn Smart Grids nicht eindeutig definiert sind, werden diese häufig in Verbindung mit klimapolitischen Zielen gebracht. Die Entwicklung des Smart Grids eines Netzbetreibers kann im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern bewertet und beanreizt werden. Zur Bewertung der Smart-Grids-Entwicklung wurden international bereits Smart-Grid-Indizes entwickelt, die mit geeigneter Weiterentwicklung angewendet werden könnten. Hier bietet sich primär ein Ranking an.

B. Versorgungsqualität	Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungsqualität, insbesondere Netzzuverlässigkeit und Resilienz des Energiesystems.
B.1 Resilienz	Resilienz zielt auf die Robustheit und Anpassungsfähigkeit des Stromsystems in Bezug auf Gefahren für großflächige und langandauernde Stromunterbrechungen. Resilienzkriterien wie Diversifizierung, Redundanzen und Reserven aber auch Schwarzstartfähigkeit von Verteilnetzen illustrieren Variablen, die mit gezielten output-orientierten Regulierungskomponenten angereizt werden könnten.
B.2 Servicequalität	Servicequalität wird von der Bundesnetzagentur als eine Säule der Versorgungsqualität aufgefasst, wobei z.B. die Einhaltung von Terminen und die Qualität der Rechnungslegung erwähnt werden. Weitere KPIs sind leicht denkbar. Die Thematik liegt dem Thema Kundenzufriedenheit sehr nah, sodass Kundenbefragungen hier eingesetzt werden könnten.
C. Market facilitation	Maßnahmen zur Stärkung von Wettbewerb und Effizienz der Märkte, sowie Förderung der Entstehung neuer Märkte.
C.1 Förderung Funktionsfähigkeit bestehender Märkte	Netzbetreiber haben direkt oder indirekt Einfluß auf das Funktionieren von Märkten. Market facilitation durch z.B. Netzausbau schafft Wohlfahrt (value creation), da weniger teure Produktion teurere ersetzt, unabhängig vom Ort der Produktion. Eine weitere Maßnahme ist die Errichtung von Plattformen für Daten- und Informationsaustausch oder Handel. Output-orientierte Anreize können zu einer Internalisierung der gesellschaftlichen Nutzen beitragen.
C.2 Förderung neuer Märkte	Netzbetreiber können selbst zur Entwicklung neuer Märkte beitragen. Zwar ist die Schaffung neuer Märkte nicht die Kernaufgabe von Netzbetreibern, aber Netzbetreiber haben u.U. ein Interesse an neuen Märkten und sind gut positioniert um hierzu aktiv beizutragen. Bei Stromverteilnetzbetreibern stehen dabei primär lokale Flexibilitätsbeschaffung im Vordergrund. Der Begriff Markt sollte hierbei breit aufgefasst werden und umfasst auch etwa Vertragsgestaltung für Flexibilitätsbeschaffung.
C.3 Market Monitoring	Auch beim Market Monitoring können Netzbetreiber eine wichtige Funktion übernehmen, die letztlich zu einer besseren Funktionsfähigkeit der Märkte beiträgt. Ein aktuell diskutiertes Beispiel betrifft das mögliche Gaming-Potenzial („Inc-Dec“) auf Flexibilitätsmärkten. Netzbetreiber könnten eine Monitoring-Funktion übernehmen um somit das Gaming-Potenzial zu begrenzen oder gar zu unterbinden.

D. Digitalisierung	Marktnahe Dienstleistungen im Rahmen der Digitalisierung, insbesondere Aufbereitung und Bereitstellung von Daten („data facilitation“) und Datenschutzmaßnahmen.
D.1 Data Facilitation	Netzbetreiber verfügen über viele Daten, die auch für Dritte (kommerziell) wichtig sind. Datenverfügbarkeit, -qualität und -austausch wird im Rahmen der Gesamtsystemoptimierung (WSA) schnell wichtiger. Zudem dürften auf geeignete Weise aufbereitete Daten kommerziellen Wert für Dritte haben. Netzbetreiber könnten angereizt werden, Daten auf einer (selbst entwickelten) Datenplattform für andere Datennutzer bzw. Marktakteure über die gesetzlichen Anforderungen hinaus bereitzustellen.
D.2 Smart-Meter-Rollout	Der Smart-Meter-Rollout ist zwar vorgesehen, stockt aber in der Praxis. Zur Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts können weitere Anreize für den Ausbau der iMSys eingesetzt werden. Z.B. könnten die Anreize an den Rollout-Fortschritt (Erreichen bestimmter Rollout-Quoten als Output) gebunden werden.
D.3 Datenschutz & Cybersicherheit	Digitalisierungsprozesse bringen hohe Risiken in Bezug auf Datenschutz und Cybersicherheit mit sich. Netzbetreiber könnten angereizt werden, proaktiv in diesem Bereich tätig zu sein. Die Regulierungsbehörde könnte z.B. „Data-Best-Practice“-Richtlinien für Cybersicherheit und Datenschutz erarbeiten und die Netzbetreiber für deren Umsetzung fördern.
E. Whole System Approach	Maßnahmen zur Optimierung des Gesamtsystems über die Grenzen des Stromnetzbereichs hinaus.
E.1 Netzbetreiberkoordination	Die Ausgestaltung der Regeln zur Flexibilitätsbeschaffung ist derzeit im Prozess und wird geprägt von der Frage nach der vertikalen Koordination zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern: ÜNB-VNB-Koordination. Aber auch die horizontale Koordination zwischen Netzbetreibern auf einer Ebene wird wichtiger. Die Abstimmung betrifft Netzinvestitionen einerseits und Netzbetrieb andererseits.
E.2 Koordination zwischen Netz und Markt	Mit dem zunehmenden Bedarf an netzdienlicher Flexibilität, die vorwiegend von den Marktakteuren bereitgestellt werden kann, gewinnt auch die Koordination zwischen dem regulierten Netzbereich und dem Marktbereich an Bedeutung. Die Fragmentierung der Wertschöpfungsstufen führt ggf. zu einem „blinden Fleck“, wo Aktivitäten unkoordiniert sind und u.U. einfach nicht oder an falscher Stelle gemacht werden. Die ist mit den Unbundling-Regeln abzustimmen.
E.3 Sektorenkopplung	Das vorrangige Ziel der Sektorenkopplung besteht darin, mögliche Synergieeffekte an den Schnittstellen zwischen insb. den Bereichen Strom, Gas und Wärme und neuerdings Wasserstoff und CO2 zu nutzen. Aus Sicht der Netzregulierung bedeutet

	dies, dem Netzbetreiber die Möglichkeit und die ökonomischen Anreize zu geben, sektorübergreifende Kooperationen und Koordination zu unterstützen.
E.4 Standardisierung	Netzübergreifend aktive Netzkunden, z.B. Aggregatoren und Wallbox-Anbieter, können beim Fehlen eines Standards Größenvorteile nicht ausschöpfen. Netzbetreiber können sich in einem Lock-in befinden, was die Umstellung auf einen neuen Standard betriebswirtschaftlich unattraktiv macht. Ein Fondsansatz, in den betreffende Netznutzer einzahlen und aus dem betreffende Netzbetreiber beanreizt werden, könnte zur Umsetzung dienen.
F. Nachhaltigkeit	Maßnahmen, die zu einem umweltfreundlichen Netzbetrieb und zur Erreichung nationaler Klimaschutzziele beitragen und ein nachhaltiges Verhalten der Netznutzer fördern
F.1 Reduktion von THG-Emissionen im Netzbetrieb	Die Netzbetreiber haben im Bereich Nachhaltigkeit die Aufgabe, den Betrieb mit einem Minimum an negativen Umwelteinflüssen zu gestalten. Hierbei ist der CO2-Fußabdruck ein wichtiges Instrument zur Bewertung der Klimawirkung ihrer betrieblichen Aktivitäten. Anreizmechanismen können um die Bereiche Scope 1-, Scope 2- und die Scope 3-Emissionen gestaltet werden.
F.2 Netzintegration erneuerbarer Energien	Netzbetreiber agieren unter der Voraussetzung einer symmetrischen Regulierung technologieneutral. Aus Überlegungen des Klimaschutzes wäre aber zu rechtfertigen die EE-Integration weiter zu fördern und hier auch bei den Netzbetreibern anzusetzen und die Technologieneutralität zu diesem Zweck aufzuheben. Anreize für verschiedene Aktivitäten sind denkbar.

Quelle: eigene Darstellung

8. Anhang B: Longlist für OOR-Elemente für Gasnetze (Fernleitungs- und Verteilernetze)

Kategorie	Beschreibung
Anwendungsbereich	
A. Netze	Maßnahmen zur Optimierung der Netzentwicklung in Anbetracht der Transformationsphase der Gasnetze.
A.1 Timing bei Stilllegung und Rückbau	Die Zukunft der Gasnetze ist in hohem Maße unsicher. Klar ist, dass größere Teile der Netze von Stilllegung oder gar Rückbau betroffen sein werden. Unklar ist indes, welche Leitungen dies betrifft und wann dies passieren sollte. Diese Entscheidungen liegen innerhalbbunte Berücksichtigung der politischen Rahmenbedingunegn und kommunalen Energieplanungen weitgehend im betriebswirtschaftlichen Ermessensspielraum der Netzbetreiber. Das Timing von Stilllegung und Rückbau hat aber offensichtlich volkswirtschaftliche Konsequenzen. EWK-Komponenten können daran beitragen, dass betriebs- und volkswirtschaftliche Interessen gleichgeschaltet werden
A.2 Effizienz der Umnutzung auf Wasserstoff	Teile der Gasnetze könnten zur Durchleitung von Wasserstoff umgenutzt werden. Je nach Ausgangslage der VNB, insbesondere hinsichtlich Anschluss ans Wasserstoffkernnetz und Voraussetzungen der Netzkunden, sind die Voraussetzungen für die einzelnen VNB unterschiedlich, diese Möglichkeit zu nutzen. Unsicher ist, welche Netzgebiete geeignet sind und welche Leitungen dies betrifft und vor allem auch wann es zur Umnutzung kommen sollte. Abhängig von Details (wie etwa Regulierung von Wasserstoffnetzen und Entflechtungsfragen) sind aber auch die Anreize der Netzbetreiber zur effizienten Umnutzung (ob überhaupt und bzgl. des Timings) unsicher. Eine EWK-Komponente könnte diese Anreize zur (effizienten) Umnutzung stärken.
A.3 Grenzüberschreitende Leitungen	Grenzüberschreitende Gasleitungen (sogenannte project of common interests (PCIs)) haben nach wie vor hohe Priorität. Gleichzeitig stehen dem Bau und Betrieb solcher Leitungen auch große Hürden entgegen, sodass solche Projekte bei den Netzbetreiber nicht immer die höchste Priorität haben. Ein output-orientierter Ansatz kann die Anreize für den beschleunigten Ausbau grenzüberschreitenden Leitungen verstärken.

B. Nachhaltigkeit	Maßnahmen, die zu einem klimafreundlichen Netzbetrieb und zur Erreichung nationaler Klimaschutzziele beitragen und ein nachhaltiges Verhalten der Netznutzer fördern.
B.1 Verringerung THG-Emissionen in den Gasnetzen	Die Netzbetreiber haben im Bereich Nachhaltigkeit die Aufgabe, den Betrieb mit einem Minimum an negativen Umwelteinflüssen zu gestalten. Hierbei ist der CO ₂ -Fußabdruck ein wichtiges Instrument zur Bewertung der Klimawirkung ihrer betrieblichen Aktivitäten. Anreizmechanismen können um die Bereiche Scope 1-, Scope 2- und die Scope 3-Emissionen gestaltet werden.
B.2 Vermeidung von Gasverlusten (shrinkage)	<i>Shrinkage</i> ist Gasverlust während des Transports durch das Netz und damit ein Teil von B.1. Zum einen geht durch shrinkage eine kostbare Ressource verloren, und andererseits schadet entweichendes Erdgas der Umwelt. Aus Sicht des Netzbetreibers ist insbesondere der Umwelteffekt ein externer Effekt. Eine EWK-Komponente kann diesen Effekt internalisieren und damit Anreize verstärken Gasverluste zu minimieren.
C. Whole System Approach	Maßnahmen zur Optimierung des Gesamtsystems über die Grenzen des Gasnetzbereichs hinaus.
C.1 Sektorkopplung (z.B. kommunale Wärmeplanung)	Das vorrangige Ziel der Sektorkopplung besteht darin, mögliche Synergieeffekte an den Schnittstellen zwischen insb. den Bereichen Strom, Gas und Wärme und neuerdings Wasserstoff und CO ₂ zu nutzen. Aus Sicht der Netzregulierung bedeutet dies, dem Netzbetreiber die Möglichkeit und die ökonomischen Anreize zu geben, sektorübergreifende Kooperationen und Koordination zu unterstützen. Auf der kommunalen Gasverteilnetzebene hat hierbei die Interaktion mit dem Wärmemarkt und der kommunalen Wärmeplanung besondere Bedeutung.
C.2 Aufstellen eines Systementwicklungsplans (SEP)	Das Aufstellen von abgestimmten Netzentwicklungsplänen (NEPs) zur Koordination der gesamten Energieinfrastruktur wird schnell wichtiger. Ein sektorübergreifender Plan heißt demnach Systementwicklungsplan (SEP). Betroffene Sektoren sind Gas, Strom, Wärme und ggf. Wasserstoff und CO ₂ . Insbesondere auf regionaler und kommunaler Ebene sind die Gasnetze stark von den Entwicklungen der Wärmewende betroffen, sodass Gasverteilernetzbetreiber eine besondere Rolle beim Aufstellen der SEPs einnehmen können.
C. 3 Stakeholderbeteiligung	Beim Aufstellen der Netz- bzw. Systementwicklungspläne erscheint es besonders wichtig zu sein, frühzeitig eine breite Gruppe relevanter Stakeholder einzubeziehen. Relevante Stakeholder sind dabei primär andere betroffene Infrastrukturbetreiber (die ggf. selbst auch planen), aber auch betroffene große und kleine Netzkunden im breiteren Sinne. Der Stakeholderkreis ist kontextabhängig und muss fallweise bestimmt werden. Neben der direkten Messung der Zusammenarbeit mit Stakeholdern könnten ergänzend auch Zufriedenheitsumfragen nützlich sein.