

Brunekreeft, Gert; Kusznir, Julia; Meyer, Roland

Working Paper

Output-orientierte Regulierung - ein Überblick

Bremen Energy Working Papers, No. 35

Provided in Cooperation with:

Constructor University Bremen, Bremen Energy Research (BER)

Suggested Citation: Brunekreeft, Gert; Kusznir, Julia; Meyer, Roland (2020) : Output-orientierte Regulierung - ein Überblick, Bremen Energy Working Papers, No. 35, Jacobs University Bremen, Bremen Energy Research (BER), Bremen

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/247215>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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



Paperseries No. 35

Gert Brunekreeft, Julia Kusznir und Roland Meyer

Output-orientierte Regulierung – ein Überblick

November 2020

Editors:

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Dr. Roland Meyer

Jacobs University Bremen

Bremen Energy Research (BER)

Campus Ring 1 / South Hall

28759 Bremen

www.jacobs-university.de/

<https://bremen-energy-research.de/>

**Contact:**

Dr. Roland Meyer

Tel. +49 (0) 421 – 200-4869

E-mail ro.meyer@jacobs-university.de

Suggested citing:

Brunekreeft, G., Kuszniir, J. & Meyer, R. (2020). Output-orientierte Regulierung – ein Überblick, *Bremen Energy Working Papers* No. 35, Jacobs University Bremen.

The "Bremen Energy Working Papers" are published by Jacobs 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. Jacobs University Bremen does not bear any responsibility concerning the contents.

Output-orientierte Regulierung – ein Überblick

Gert Brunekreeft, Julia Kusznir & Roland Meyer¹

Jacobs University Bremen

Bremen Energy Research

November 2020

Dieser Bericht ist Output im Rahmen des Forschungsprojekts „ARegV3.0“ gefördert unter Nummer FKZ 329-18 von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg.

Inhalt

1	Einleitung.....	2
2	Theorie: warum output-orientierte Regulierung?	4
2.1	Begründungen für output-orientierte Regulierung.....	6
2.2	Einordnung des OOR-Begriffs	11
2.3	Anreizkategorien für output-orientierte Regulierung.....	13
3	Für OOR in Frage kommende Netzbetreiberaufgaben	15
A	Netze.....	17
B	Versorgungsqualität	21
C	Market facilitation	24
D	Digitalisierung	28
E	Whole System Approach	37
F	Nachhaltigkeit.....	42
G	Soziales	46
4	Diskussion und Fazit	51
5	Literatur	55

¹ Die Autoren bedanken sich für wertvolle Beiträge, Diskussionen und Kommentare von und mit KollegInnen aus der Arbeitsgruppe Bremen Energy Research an der Jacobs University Bremen.

1 Einleitung

Die Regulierung der Stromnetze steht aktuell vor einer potenziell weitreichenden Anpassung in Richtung einer output-orientierten Regulierung (OOR). Diese Entwicklung ist in unterschiedlichen Ausprägungen in vielen Ländern zu beobachten. Ziel dieses Berichts ist es, einen fundierten Überblick zu geben, worum es bei der output-orientierten Regulierung geht und welche Ziele damit erreicht werden sollen. Dazu wird die Entwicklung der OOR in den theoretischen Kontext der Netzregulierung eingeordnet und in einem zweiten Schritt relevante Anwendungsbereiche für OOR erörtert. Obwohl der Ansatz an sich für verschiedene Netzsektoren anwendbar wäre, beschränken wir uns in diesem Bericht auf Stromnetze.

In vielen Ländern ist die preisbasierte Regulierung (in Form einer Preis- oder Erlösobergrenze) mittlerweile das vorherrschende Regulierungsmodell; in Deutschland wird dieser Ansatz in Form der Anreizregulierung 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 weitere Kostensenkungspotenzial im vorhandenen Stromnetz moderat zu sein.
- Die Energiewende und Digitalisierung bringen auch für die Stromnetze Umwälzungen mit sich, die zunächst jedoch eher zu steigenden Kosten führen; Produktivitätssteigerungen in Form von Kostensenkungen können, wenn überhaupt, erst später erwartet werden.
- Die Energiewende führt zu neuen 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 auch volkswirtschaftlich effizient wahrgenommen werden.
- Die Netzbetreiber halten vermehrt nach neuen Geschäftsfeldern Ausschau, die eine Wertschöpfung außerhalb des Kernbereichs der Netze versprechen: *value creation*. Diese können beispielsweise kommerzielle Aktivitäten rund um die Verarbeitung, Verteilung und Nutzung von Daten betreffen (*data facilitation*). In der Regulierung sind solche Geschäftsfelder jedoch üblicherweise nicht vorgesehen und es bestehen keine adäquaten regulatorischen Anreize, aktiv an der Entwicklung neuer Geschäftsfelder mitzuwirken.
- Die entflechtungsbedingte Fragmentierung der einzelnen Sektoren und die politischen Ambitionen einer stärkeren Sektorenkopplung erfordern eine Gesamtsystemoptimierung (Whole System Approach); hierfür werden regulatorische Anreize benötigt, die die Auswirkungen der netzbezogenen Maßnahmen auf andere

Bereiche und Sektoren mitberücksichtigen. Diese externen Effekte sollen bestmöglich internalisiert 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:

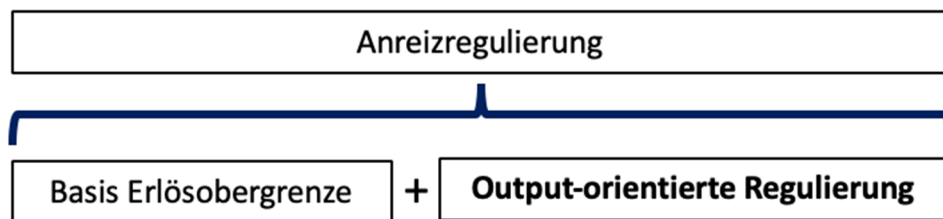


Abbildung 1: Einordnung der Begriffe

Quelle: eigene Darstellung.

Der vorliegende Bericht soll einen Diskussionsimpuls über die Entwicklung einer output-orientierten Regulierung im Stromsektor liefern. Das Ziel ist eine Erörterung möglicher Anwendungsbereiche für eine output-orientierte Regulierung, ohne dabei einen Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben. Eine abschließende regulatorische Bewertung und konkrete Ausgestaltung von Anreizmechanismen werden in diesem Bericht nicht vorgenommen; diese erfordern eine weitergehende Untersuchung und Diskussion, zu der die Ausführungen in diesem Bericht lediglich einen Beitrag leisten sollen.

Wir unterscheiden folgende Outputkategorien, die im Weiteren in konkrete Anwendungsbereiche vertieft werden (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Beschreibung der Outputkategorien

Outputkategorie	Beschreibung
Netze	Maßnahmen zur Optimierung und Beschleunigung des Ausbaus und Betriebs der Netze, insbesondere der zügigen Inbetriebnahme von Netzleistungen und Netzanschlüssen.
Versorgungsqualität	Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungsqualität, insbesondere Netzzuverlässigkeit und Resilienz des Energiesystems.
Market facilitation	Maßnahmen zur Stärkung von Wettbewerb und Effizienz der Märkte, sowie Förderung der Entstehung neuer Märkte.
Digitalisierung	Marktnahe Dienstleistungen im Rahmen der Digitalisierung, insbesondere Aufbereitung und Bereitstellung von Daten („data facilitation“) und Datenschutzmaßnahmen.
Whole System Approach	Maßnahmen zur Optimierung des Gesamtsystems über die Grenzen des Stromnetzbereichs hinaus.
Nachhaltigkeit	Maßnahmen, die zu einem umweltfreundlichen Netzbetrieb und zur Erreichung nationaler Klimaschutzziele beitragen und ein nachhaltiges Verhalten der Netznutzer fördern.
Soziales	Maßnahmen, die soziale Aspekte von Netznutzern, Belegschaft oder die Gesellschaft im Allgemeinen betreffen.

Quelle: eigene Darstellung

Die Struktur des Berichts ist wie folgt: Abschnitt 2 ordnet das Konzept der OOR in den theoretischen Rahmen der Monopolregulierung ein. Dabei werden drei Begründungen diskutiert, die die Anwendung von OOR rechtfertigen können. Abschnitt 3 ist der Kern des Berichts und identifiziert, beschreibt und vertieft konkrete Anwendungsbereiche. Für die Auswahl der Bereiche war insbesondere ausschlaggebend, dass diese einen unmittelbaren Bezug zum Netzbereich haben und in der deutschen Anreizregulierungsverordnung (ARegV) nicht explizit abgedeckt werden. Abschnitt 4 schließt mit einem Fazit ab.

2 Theorie: warum output-orientierte Regulierung?

Bis Anfang der 1980-er Jahre war die Regulierung im Monopolbereich der Stromversorgung 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 (capital expenditures; CAPEX). Die Betriebsausgaben (operating expenditures; OPEX) werden in aller Regel kostenbasiert (ohne Verzinsung) anerkannt. Das Kernproblem kostenbasierter Ansätze ist, dass sie nur geringe Effizienzanreize setzen: Hohe Kosten werden einfach an die Konsumenten weitergereicht, während umgekehrt auch

Kostensenkungen unmittelbar an die Konsumenten weitergegeben werden müssen. Effizienzanstrengungen werden folglich kaum belohnt, so dass das regulierte Unternehmen keine effektiven Anreize hat seine Effizienz zu verbessern.

Im Zuge der Liberalisierung der Telekommunikation im Vereinigten Königreich 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 Effizienzanreize und schlug stattdessen einen preisbasierten Ansatz vor, der dann auch ab 1990 für die Stromnetze eingesetzt wurde. Mittlerweile werden preisbasierte Ansätze in vielen Ländern, in verschiedenen Sektoren und in verschiedenen Varianten angewendet. In Europa und Großbritannien sind sie vor allem unter den Namen Preis- oder Erlösobergrenze und Anreizregulierung bekannt, während in den USA oft von *performance-based regulation* gesprochen wird. Die zentrale Idee ist die gleiche und wird bildlich in Abbildung 2 dargestellt.

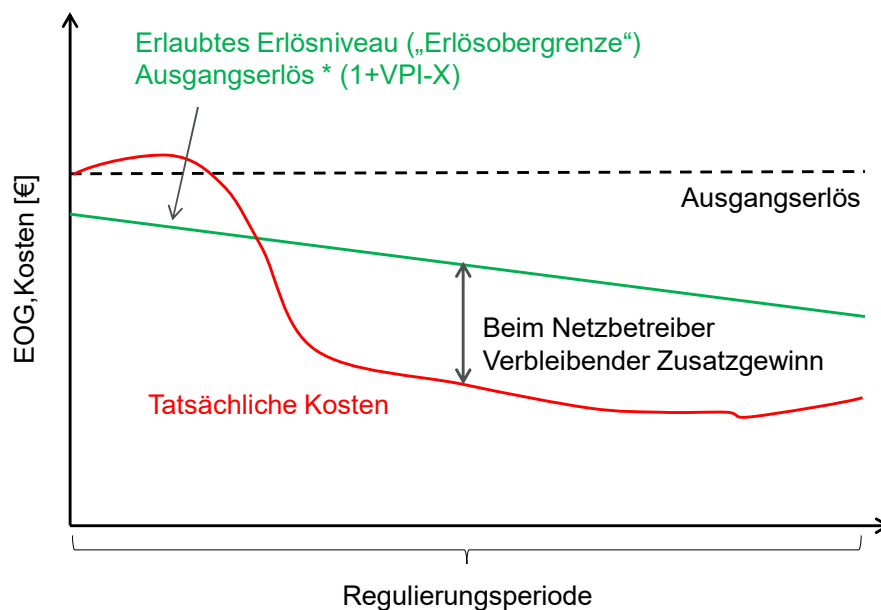


Abbildung 2: Die Wirkung von Anreizregulierung

Quelle: eigene Darstellung.

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 (hier: Verbraucherpreisindex (VPI)) und einer festgelegten Effizienzvorgabe (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 Effizienzanreize: 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 Effizienzanreize (vgl. z.B. Sappington & Weismann, 2010). Gleichwohl stellt sich die Frage nach der Anreizwirkung, wenn Effizienz nicht das alleinige Ziel ist oder die Unternehmen Aufgaben übernehmen sollen, die per se mit steigenden Kosten verbunden sind. Insbesondere die Energiewende bringt zusätzliche Aufgaben für die Netzbetreiber mit sich, die unzureichend beanreizt werden: Genau hier setzt OOR an.

2.1 Begründungen für output-orientierte Regulierung

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 überhaupt rechtfertigen? Wir sehen folgende drei Begründungen: 1. *value creation*, 2. *Whole System Approach*, 3. kostenseitige Verzerrung und Risiko.

Begründung 1: *Value creation*

Die Kernproblematik liegt in der Wirkungsweise der Anreizregulierung (*price caps* oder *revenue caps*). 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 3 illustriert diese Unterscheidung.

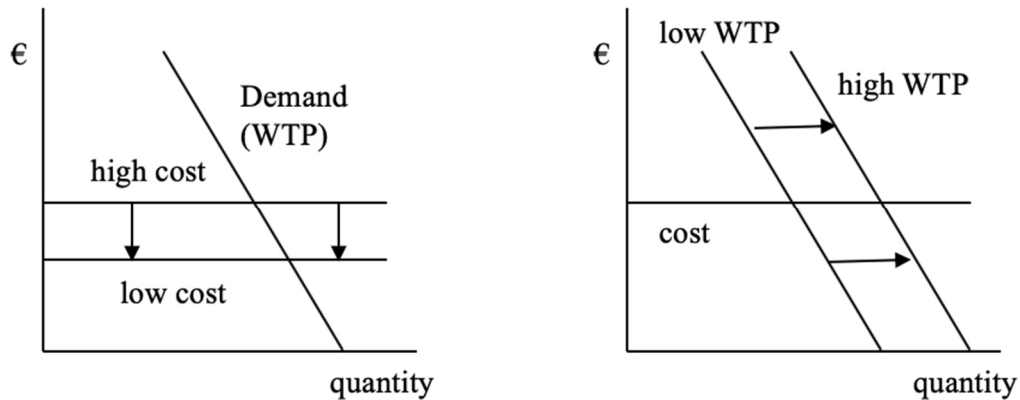


Abbildung 3: Verschiebung der Kostenkurve versus Verschiebung der Nachfragekurve

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 Lage ändert sich, 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 festlegt, 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. Die Grundidee lässt sich anhand eines bereits bestehenden Beispiels aus der deutschen Anreizregulierung illustrieren. In der ARegV gibt es das sogenannte Qualitätselement zur Förderung der Netzzuverlässigkeit. Hintergrund dieses Instruments ist, dass ein reiner Fokus auf Effizienz zwar zu Kostenreduktionen führt, jedoch nicht sichergestellt ist, dass diese Kosteneinsparung nicht auch zu Qualitätseinbußen führt. Das Qualitätselement wurde daher bereits bei der Einführung der Anreizregulierung in die Erlösobergrenze aufgenommen, da der Gesetzgeber den Zielkonflikt zwischen Effizienz- und Qualitätsanreizen

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.

frühzeitig erkannt hatte. Mit dem Qualitätselement können auf die Erlösobergrenzen „Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit oder der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlenvorgaben abweichen“ (§ 19 Abs. 1 ARegV). Konkret werden dabei monetär bewertete Indizes für die Dauer von Versorgungsunterbrechungen (ASIDI/SAIDI³) angewendet. Diese Erlösanpassung stellt ein output-basiertes Anzeilelement in der ARegV dar, das genau dem Zweck dient, den gesellschaftlichen Wert der Netzzuverlässigkeit im Sinne von Spence (1975) zu internalisieren. Umgesetzt wird das Qualitätselement bislang nur für die Netzzuverlässigkeit (vgl. BNetzA, 2010), während ein Qualitätselement hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit noch in Vorbereitung ist (vgl. BNetzA, 2020; BDEW & VKU, 2020).

Begründung 2: *Whole System Approach*

Eine Variante des *value creation* findet sich auch im *Whole System Approach* (WSA) wieder (vgl. CEER, 2018, 2020). Oben drückt sich die Aktivität des Netzbetreibers in einer Verschiebung der eigenen Nachfragekurve aus; ebenso können Aktivitäten des Netzbetreibers jedoch auch Auswirkungen auf andere Bereiche oder Akteure haben, ohne die Nachfragekurve und damit Zahlungsbereitschaft der eigenen Netzkunden zu betreffen. In diesem Falle sprechen wir von externen Effekten. Extern bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Effekt nicht in einem Preis erfasst und daher auch nicht in der Gewinnbetrachtung berücksichtigt wird. Der *Whole System Approach* zielt darauf ab, die externen Auswirkungen auf andere Parteien explizit zu berücksichtigen. OOR nutzt ausgewählte Anzeilelemente, die solche externen Effekte in die Gewinnbetrachtung des Netzbetreibers einfließen lassen.

Die Idee, betriebswirtschaftliche Anreize mit den volkswirtschaftlichen Nutzen in Übereinstimmung zu bringen, wurde im sogenannten McNulty-Bericht analysiert, der die Ineffizienz des britischen Eisenbahnsystems untersucht hat (McNulty, 2011). Der McNulty-Bericht betont die verzerrten Anreize zwischen verschiedenen Akteuren, die insbesondere durch das stark fragmentierte System verursacht werden. Dies gilt bis zu einem gewissen Grad auch für den Stromsektor (vgl. Brunekreeft, 2015). Aktuell hat CEER (2018, 2020) dieses Thema aufgegriffen. CEER (2020) unterscheidet drei Ebenen des *Whole System Approach* (WSA) und bezieht sich damit auf die drei zentralen Schnittstellen der Stromnetze, an denen Koordinationsprobleme durch Externalitäten auftreten können: zwischen den Stromnetzebenen (insbesondere ÜNB-VNB-Koordination), zwischen Netz und Markt und zu anderen Sektoren (Sektorenkopplung). In letzter Zeit gewinnt diese Thematik bei der Frage der Abstimmung zur Entwicklung unterschiedlicher Infrastrukturen zunehmend an

³ ASIDI steht dabei für den „Average System Interruption Duration Index“, SAIDI für „System Average Interruption Duration Index“ (vgl. BNetzA, 2010).

Bedeutung. Dies gilt insbesondere für die Diskussion um eine neu aufzubauende Infrastruktur für Wasserstoff. Der WSA wird in Abschnitt 3 (Anwendungsbereich E) ausführlicher diskutiert.

Begründung 3: Kostenseitige Verzerrungen und Risiko

Da wettbewerbliche Märkte im Grunde immer die Outputs selbst vergüten, spielen die mit der Erbringung der Outputs einhergehenden Kostenarten eine untergeordnete Rolle. In der Regulierung liegt dagegen auch den preisbasierten Ansätzen ein konkreter Kostenbezug vor, so dass die Details der Kostenanerkennung einen wesentlichen Einfluss auf die Erlöse und damit die Anreizwirkungen haben. Somit können kostenseitige Verzerrungen in der Basis-Anreizregulierung auftreten, die einen weiteren Anwendungsbereich für OOR begründen können.

Die Ursache möglicher Verzerrungen liegt in der unterschiedlichen regulatorischen Behandlung verschiedenen Kostenarten. Dabei sind insbesondere folgende Kostenarten zu unterscheiden:

- *Kapitalausgaben (CAPEX)* werden in der aktuellen ARegV durch den Kapitalkostenabgleich (Verteilnetze) bzw. u.U. Investitionsmaßnahmen (Übertragungsnetze) jährlich abgegolten, so dass die Zeitverzögerung bei der Anpassung der Erlöse an sich ändernde Kosten gering ist.⁴
- *Betriebskosten (OPEX)* fallen in der Regel als beeinflussbare Kosten (bK) unter den Zeitverzug der Anreizregulierung. Insofern die Ausgaben steigen oder nicht in einem Basisjahr anfallen, sind sie für die Netzbetreiber gewinnschmälernd.
- *Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK)* werden außerhalb der Anreizregulierung gehalten und ohne Anreizwirkung (als cost-pass-through) direkt in voller Höhe in die Erlöse umgesetzt. DnbK sind daher ergebnisneutral, setzen andererseits aber auch keine Anreize, die Ausgaben effizient zu tätigen.

Die heutige ARegV setzt relativ starke Anreize für CAPEX-lastige Investitionen, während OPEX-intensive Maßnahmen nicht explizit beanreizt werden. In vielen Fällen geht jedoch mit innovativen und volkswirtschaftlich sinnvollen Maßnahmen eine Erhöhung der OPEX einher. Ohne flankierende Anreizinstrumente wird der Netzbetreiber tendenziell zu wenig in OPEX-basierte Aktivitäten investieren. Eine zentrale Rolle spielt dabei Risiko.

Wie Poudineh et al. (2020) argumentieren, sind innovative (digitale) Maßnahmen im Netz, die in jüngster Zeit an Bedeutung gewonnen haben, mit höheren Risiken behaftet als konventionelle Netzaktivitäten. Für risikoaverse Unternehmen erfordert das höhere Risikoprofil eine Abkehr von Regulierungsarten, die dem Unternehmen einen großen Teil des

⁴ Nach Stand 2020; Im Moment des Verfassens des Berichts ist im Entwurf, dass auch für die ÜNB das Prinzip des Kapitalkostenabgleichs implementiert wird, und das Konzept der Investitionsmaßnahmen wegfällt.

Risikos zuweisen. Die effizienzorientierte Anreizregulierung führt jedoch gerade bei OPEX durch die Kopplung der Erlöse an die Kosten des Basisjahres zu einem hohen Risiko für volatile und/oder ansteigende Kosten. Demgegenüber werden CAPEX unmittelbar in die Erlöse umgesetzt. Output-orientierte Regulierung kann die Risiken zwischen rein kostenbasierten und preisbasierten Ansätzen ausgleichen. Poudineh et al. (2020) betrachten konkret risikobehaftete Innovationsaktivitäten und argumentieren, dass Innovationsaktivitäten ggf. explizit gefördert werden sollten. Poudineh et al. (2020) denken dabei vor allem an einen Sliding-Scale-Mechanismus, der zwischen Anreizwirkung und Risiko abwägt. Eine weitere aktuelle Anwendung aus dem Stromnetzbereich ist der Umgang mit den Kosten des Engpassmanagements (EPM); dies betrifft vor allem Kosten für Redispatch und Abregelung (vgl. auch Meyer, 2020). Unter derzeitigem Stand der ARegV werden EPM-Ausgaben als dauerhaft-nicht-beeinflussbare Kosten (dnbK) behandelt; die EPM-Ausgaben werden einfach weitergereicht und bleiben – im Unterschied zu den beeinflussbaren Kosten (bk) – außerhalb der Anreizwirkung. Auch hier spiegelt sich genau die Risiko-Thematik wider: Die dnbK sind risikolos, entfalten aber keine Anreizwirkung, bei bk ist dies genau umgekehrt. Die untere Abbildung 4 fasst diesen Trade-off zusammen.

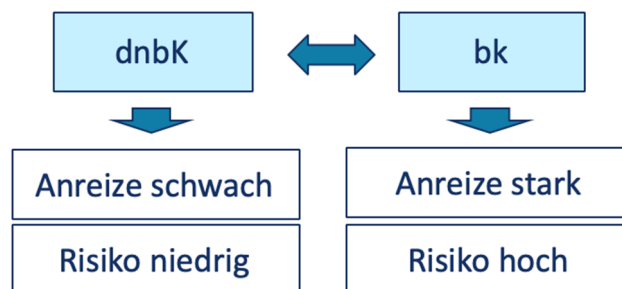


Abbildung 4: Trade-off zwischen Anreizwirkung und Risiko bei dnbK

Quelle: eigene Darstellung.

Ein Sliding-Scale-Mechanismus kann als ergänzendes Anreizinstrument im Sinne der OOR ausgestaltet werden: Mit einer anteiligen Kostenzuordnung kann eine dem Kostenrisiko angemessene Vergütung erreicht und einer möglichen Anreizverzerrung hin zu konventionellem Netzausbau entgegenwirkt werden (Meyer, 2020). Eine konkrete theoretische Fundierung für eine solche Anreizverzerrung liefern Brunekreeft und Rammerstorfer (2020), die zeigen, dass eine unvollständige Berücksichtigung des OPEX-Risikos zu einer CAPEX-Verzerrung führen kann.

2.2 Einordnung des OOR-Begriffs

Die *output-orientierte 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-orientiert* auch *output-basiert* oder auch *leistungsorientiert* verwendet. In den USA wird auch von *performance-based regulation* (PBR) und *targeted performance-incentive mechanisms* (PIMs) gesprochen. In diesem Bericht verwenden wir die Begriffe wie in Abbildung 5 dargestellt.

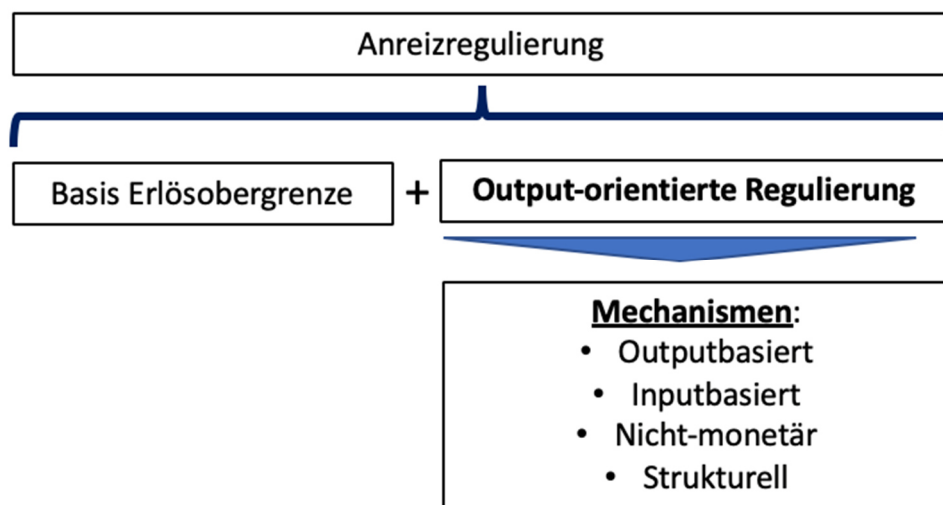


Abbildung 5: Einordnung der Begriffe

Quelle: eigene Darstellung.

Als Anreizregulierung fassen wir den *gesamten* Regulierungsansatz auf. Diese setzt sich demnach zusammen aus zwei Teilen: 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) bezeichnet⁵ und meint damit „*a regulatory framework to connect goals, targets, and measures to utility performance, executive compensation, and investor returns*“ (NREL, 2017, S. ix). Einige Autoren setzen Anreizregulierung und PBR gleich (Whited et al., 2015; Sappington & Weisman, 2016), während andere Autoren eine etwas breitere Sichtweise vertreten (z.B. NREL, 2017): Grundlegende Anreizregulierung (z.B. RPI-X) ist eine Form der PBR, bei der das primäre Leistungsziel die Effizienz ist; PBR könnte jedoch viele andere Leistungsziele haben. Zusammenfassend kann man jedoch sagen, dass die Basis-PBR und die Basis-Anreizregulierung weitgehend deckungsgleich sind.

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. NREL (2017, p. x) definiert PIMs als:

“PIMs are a component of a PBR that adopts specific performance metrics, targets, or incentives to affect desired utility performance that represents the priorities of the jurisdiction. PIMs can be specific performance metrics, targets, or incentives that lead to an increment or decrement of revenues or earnings around an authorized rate of return to strengthen performance in target areas that represent the priorities of the jurisdiction.”

Es gibt eine Vielzahl output-orientierter Regulierungskomponenten (siehe Abschnitt 3). 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 häufig nicht für den Wettbewerb geöffnet. Regulierung betrifft dann häufig die gesamte Wertschöpfungskette. Output-orientierte Anzelelemente können sich damit auch auf den Marktbereich beziehen. In Europa dagegen sind die Retailmärkte weitgehend geöffnet und unreguliert; 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.

⁵ vgl. z.B. NREL, 2017, Whited et al., 2015; Pfeifenberger, 2010; Sappington & Weisman, 2016.

2.3 Anreizkategorien für output-orientierte Regulierung

Die vorrangige Frage ist zunächst, welche Output-Ziele angereizt werden sollen. Anschließend stellt sich die Frage nach der Form der Beanreizung: den Anreizinstrumenten. Wie bei den Bezeichnungen für OOR ist auch bei den einzusetzenden Instrumenten noch kein einheitliches Muster erkennbar. Eines ist allerdings klar: Es gibt keine *one-size-fits-all*-Lösung, die in jedem Fall passend ist. Das geeignete Anreizinstrument hängt von der Zielvorgabe und dem Indikator ab. Wichtig ist aber vor allem, dass das spezifische Instrument im Gesamtregulierungssystem passt. Da die Gesamtregulierungssysteme sich zwischen einzelnen Ländern stark unterscheiden, wird auch die Wahl eines geeigneten Instruments für das jeweilige System unterschiedlich sein.

Die gängigsten Anreizmechanismen lassen sich nach unserer Einschätzung in die folgenden vier Kategorien einteilen:

- **Input-basiert.** Im Wesentlichen bestehen „input-basierte“ Anreizmechanismen aus einem Aufschlag (mark-up) auf den Einsatz der Inputs bzw. auf die Kosten.
- **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.
- **Nicht-monetär.** Vielmals wird bei Anzelementen 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.
- **Strukturell.** Neben monetären oder nicht-monetären Anreizinstrumenten sind auch Strukturmaßnahmen denkbar, die über eine Anpassung der Rahmenbedingungen oder der Sektorstruktur zu einer Änderung der Anreize führen.

Die Unterscheidung zwischen input- und outputbasierten Mechanismen basiert auf Bauknecht (2011) und Holt (2005), die diese Einteilung im Kontext der Förderung von Innovationsaktivitäten verwenden. Das Beispiel Innovation illustriert die Einordnung der Begrifflichkeiten aus Abbildung 5 sehr gut. 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 vier Kategorien, findet sich in Tabelle 2. Die Mechanismen stehen in diesem Bericht nicht im Vordergrund, sodass wir diese nicht weiter vertiefen. Es sei zudem betont, dass alle diese Mechanismen Vor- und Nachteile haben; ein konkreter Anwendungsfall erfordert eine genaue kontextabhängige Analyse der jeweiligen Mechanismen.

Tabelle 2: Übersicht zu möglichen Mechanismen output-orientierter Regulierung

Mechanismen für output-orientierte Regulierung			
Input-basiert	Output-basiert	Nicht-monetär	Strukturell
• Kosten-Mark-ups • Rate-of-return adders / mark-ups • Capital cost trackers • OPEX-Mark-up • TOTEX-Regulierung (FOCS) • Kostenbudgets (z.B. für Innovationen)	• Benefit sharing • Gezielte Boni • Management Boni • Bonus-Malus-System (Caps & Collars)	• Monitoring • Vergleichsanalysen • Veröffentlichungspflichten • Standards • Command & Control • Best Practice	• Unregulierte kommerzielle Bereiche • Joint Ventures • Vertikale Integration • Verkürzung der Regulierungsperiode • Cost- / Revenue-Sharing

Anmerkung: Die Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Quelle: eigene Darstellung, zusammengetragen aus verschiedenen Quellen.

Obwohl wir an dieser Stelle die Vielzahl der möglichen Anreizinstrumente nicht vertiefen, greifen wir dennoch selektiv einzelne Mechanismen auf. Wenn es um die Berücksichtigung von externen Effekten, wie etwa *value creation* und die Gesamtsystemoptimierung geht, würde man primär den Mechanismus *benefit sharing* sehen. Die Grundidee ist, dass der Netzbetreiber externe Nutzen für Andere bewirkt, die demnach nicht in sein Gewinnkalkül einfließen. Ein Mechanismus für *benefit sharing* würde genau da ansetzen: Ein Teil des externen Nutzens wird dann zu einem Gewinn für den Netzbetreiber. Als Idee ist das unmittelbar einleuchtend. Allerdings ist die Umsetzung in der Praxis aus zwei Gründen schwierig. Zum einen muss ein *sharing factor* bestimmt werden, der die genaue Aufteilung der externen Nutzen festlegt. Zum anderen müssen die externen Nutzen bestimmt werden. Beide Aspekte sind in der Praxis problematisch.

Eine Verzerrung, die in der Praxis immer wieder diskutiert wird, betrifft die CAPEX-OPEX-Abwägung: CAPEX-Verzerrung. Details in der Regulierungssystematik können für die regulierten Unternehmen Anreize setzen, CAPEX-Aktivitäten zu Lasten von OPEX-Aktivitäten zu präferieren. Das hemmt die effiziente Entwicklung von Smart Grids, die tendenziell OPEX-lastig sind. Die obige Tabelle listet zwei Mechanismen zur Behebung einer solchen CAPEX-Verzerrung: 1) ein *OPEX-Mark-up*; das heißt, unter gleichzeitiger Korrektur der Kapitalverzinsung, würden OPEX mit einem regulierten Zuschlag vergütet werden. Das funktioniert zweifelsfrei, ist aber ein grobes Instrument, das möglicherweise selbst wieder

eine neue Verzerrung mit sich bringt. 2) Der *fixed-OPEX-CAPEX-share* (FOCS) (vgl. Oxera, 2019; Meyer, 2020). Die Idee ist elegant und einfach. Ein vordefinierter fester Teil der OPEX wird aktiviert und wie CAPEX behandelt: "fixed-OPEX-CAPEX-share (FOCS)". Unter FOCS werden alle Ausgaben, ob Kapitalausgaben (CAPEX) oder Betriebsausgaben (OPEX), wie TOTEX behandelt. Ein fester Anteil dieser TOTEX wird dann "kapitalisiert" (Quasi-CAPEX) und der verbleibende Teil wird als Quasi-OPEX ("pay-as-you-go") unmittelbar kostenwirksam. Der Kapitalisierungssatz wird regulatorisch vorgegeben: *fixed-OPEX-CAPEX-share*. In der Regulierung werden der daraus resultierende Quasi-CAPEX und Quasi-OPEX genauso behandelt wie CAPEX und OPEX im normalen System. Die Quasi-CAPEX gehen in die regulatorische Kapitalbasis ein und erzeugen Abschreibungen und Zinsen. Die Quasi-OPEX werden innerhalb des Finanzjahres verbucht. Infolgedessen ist das Unternehmen c.p. indifferent zwischen CAPEX und OPEX und die CAPEX-Verzerrungen damit aufgehoben.

Nicht-monetäre Anreizinstrumente werden überraschend häufig eingesetzt. Monitoring, Vergleichsanalysen und Veröffentlichungspflichten adressieren im Grunde das Problem asymmetrischer Information. Selbst wenn Firmen sich für externe Ziele einsetzen (z.B. Umweltschutz, Arbeitnehmerschutz oder soziale Ziele), so kann es sein, dass die Öffentlichkeit darüber nicht hinreichend informiert ist. Dies erschwert Firmen den Aufbau einer entsprechenden Reputation. Hier können vom Regulierer bekräftigte, nicht-monetäre Mechanismen helfen. Offensichtlich sind nicht-monetäre Mechanismen vor allem da hilfreich, wo eine monetäre Quantifizierung der Nutzen besonders problematisch ist.

Als letzter Punkt seien die strukturellen Maßnahmen erwähnt. Die Energiesektoren sind durch Liberalisierung, Wettbewerb, Entflechtung und Energiewende stark fragmentiert. Zwar hat die neue Marktdynamik sehr viel positive Effekte bewirkt, jedoch geht dies zu Lasten einer Gesamtsystemoptimierung. Neben expliziten monetären Anreizen in der Anreizregulierung liegt ein anderer, direkterer Ansatz darin, die Kooperation zwischen unterschiedlichen Parteien, z.B. Joint Ventures und Cost-Revenue-Sharing-Modelle, zu fördern. Das klingt zunächst einfach, ist jedoch mit der Schwierigkeit bei der Umsetzung verbunden, dass die betreffenden Sektoren sich nicht in einem komplett freien Markt bewegen: Es gilt zudem zu beachten, dass die Maßnahmen regulierungs- und entflechtungskonform sein müssen.

3 Für OOR in Frage kommende Netzbetreiberaufgaben

In Abschnitt 2 wurde output-orientierte Regulierung dargestellt und in einen theoretischen Rahmen eingebettet. Jetzt stellt sich allerdings die Frage, was dies in der Praxis für die Netzbetreiber bedeutet. Abschnitt 3 vertieft die Bereiche und Aufgaben der Netzbetreiber, in denen OOR angewendet werden könnte. Die Darstellung ist allgemein gehalten und gilt in der Regel international, für das Ziel des vorliegenden Berichts liegt jedoch ein besonderes Augenmerk auf dem Regulierungsrahmen in Deutschland.

Tabelle 3 stellt sieben große Outputkategorien dar. Tabelle 4 spezifiziert für diese Kategorien konkrete Anwendungsbereiche, die weiter unten in diesem Abschnitt näher beschrieben werden.

Tabelle 3: Beschreibung der Outputkategorien

Outputkategorie	Beschreibung
Netze	Maßnahmen zur Optimierung und Beschleunigung des Ausbaus und Betriebs der Netze, insbesondere der zügigen Inbetriebnahme von Netzleistungen und Netzanschlüssen.
Versorgungsqualität	Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungsqualität, insbesondere Netzzuverlässigkeit und Resilienz des Energiesystems.
Market facilitation	Maßnahmen zur Stärkung von Wettbewerb und Effizienz der Märkte, sowie Förderung der Entstehung neuer Märkte.
Digitalisierung	Marktnahe Dienstleistungen im Rahmen der Digitalisierung, insbesondere Aufbereitung und Bereitstellung von Daten („data facilitation“) und Datenschutzmaßnahmen.
Whole System Approach	Maßnahmen zur Optimierung des Gesamtsystems über die Grenzen des Stromnetzbereichs hinaus.
Nachhaltigkeit	Maßnahmen, die zu einem umweltfreundlichen Netzbetrieb und zur Erreichung nationaler Klimaschutzziele beitragen und ein nachhaltiges Verhalten der Netznutzer fördern.
Soziales	Maßnahmen, die soziale Aspekte von Netznutzern, Belegschaft oder die Gesellschaft im Allgemeinen betreffen.

Quelle: eigene Darstellung

Die Auswahl der Anwendungsbereiche erfolgte anhand der folgenden Kriterien:

- Erstens haben die diskutierten Anwendungsbereiche einen Bezug zum Netzbereich; andere Beispiele für OOR, insbesondere aus den USA, betreffen dagegen häufig auch Marktbereiche der Versorgungsunternehmen (z.B. Retail), die in Europa zumeist unreguliert sind und somit nicht von einer output-orientierten Regulierung abgedeckt werden können.
- Zweitens liegen für die ausgewählten Anwendungsbereiche in der Regel internationale Erfahrungen vor, die die Relevanz der Bereiche unterstreichen.
- Drittens sind die erwähnten Anwendungsbereiche, mit wenigen Ausnahmen, noch nicht durch die deutsche ARegV oder anderweitige Verordnungen abgedeckt.
- Viertens lässt sich für die genannten Anwendungsbereiche eine plausible ökonomische Begründung für OOR finden: Generell liegt im System eine Verzerrung vor, deren Behebung die Anwendung eines OOR-Elements rechtfertigt.

Einschränkend sollte allerdings angemerkt werden, dass die Liste keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt und sich im Laufe der Zeit ändern kann. Zudem ist die Abgrenzung zwischen einzelnen Anwendungsbereichen und somit auch die Zuordnung zu den Outputkategorien nicht immer eindeutig. In diesem Bericht ist das primäre Ziel, einen Überblick zu geben, welche Anwendungsbereiche überhaupt in Frage kämen; es geht hier nicht darum, eine in sich geschlossene, kohärente Erweiterung der ARegV vorzuschlagen.

Tabelle 4: Spezifizierung der Anwendungsbereiche

Outputkategorie	Anwendungsbereiche
A. Netze	1. Geschwindigkeit des Netzausbaus 2. Geschwindigkeit von Netzanschlüssen 3. Auslastung von grenzüberschreitenden Netzleitungen 4. Entwicklung von Smart Grids
B. Versorgungsqualität	1. Resilienz 2. Servicequalität
C. Market facilitation	1. Förderung bestehender Märkte 2. Förderung neuer Märkte 3. Market Monitoring
D. Digitalisierung	1. Data Facilitation 2. Smart-Meter-Rollout 3. Datenschutz & Cybersicherheit
E. Whole System Approach	1. ÜNB-VNB-Koordination 2. Koordination zwischen Netz und Markt 3. Sektorenkopplung (Polygrid)
F. Nachhaltigkeit	1. Reduktion von THG- Emissionen im Netzbetrieb 2. Netzintegration erneuerbarer Energien
G. Soziales	1. Soziale Gleichheit bei Netznutzern 2. Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz 3. Gesellschaft im allgemein: Smart Cities

Quelle: eigene Darstellung

Im verbleibenden Teil dieses Abschnitts werden die einzelnen Anwendungsbereiche im Detail dargestellt.

A Netze

Der Ausbau und Betrieb der Netzinfrastruktur ist der Kernbereich des Netzbetreibers. Er steht damit auch im Mittelpunkt der regulatorischen Anreize und muss demnach nicht zusätzlich beanreizt werden. Gleichwohl können gezielte Anreize für spezifische Ziele bzgl. des

Netzausbaus sinnvoll sein. Im Folgenden werden vier zentrale Aspekte des Netzbereichs betrachtet, für die output-orientierte Anreize zielführend sein können:

A.1 Geschwindigkeit des Netzausbaus

A.2 Geschwindigkeit von Netzanschlüssen

A.3 Auslastung von grenzüberschreitenden Netzleitungen

A.4 Entwicklung von Smart Grids

A.1 Geschwindigkeit des Netzausbaus

Im aktuellen Regulierungsrahmen werden Anreize für den Netzausbau insbesondere durch die genehmigten Investitionsmaßnahmen (für ÜNB) und den Kapitalkostenabgleich (für VNB) gesetzt. Diese sorgen zwar für eine zeitnahe Kostenerstattung für Netzerweiterungen, setzen aber keine gezielten Anreize, den Netzausbau innerhalb einer vorgegebenen Zeitspanne fertigzustellen. In der Praxis kommt es häufig zu Verzögerung des Netzausbaus, insbesondere auf Grund von langandauernden Genehmigungsverfahren und einem Mangel an sozialer Akzeptanz (ACER, 2015; Brunekreeft & Meyer, 2019; Roland Berger, 2011a). Roland Berger (2011b) sehen im Fall des grenzüberschreitenden Netzausbaus demzufolge auch einen erheblichen Anpassungsbedarf im breiteren Regulierungsrahmen, und auch die jüngste Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG, 2019) zielt auf eine Vereinfachung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren ab.

Verzögerungen bei der Netzentwicklung haben erhebliche Auswirkungen auf den Strommarkt und verursachen Netzengpässe, die mit hohen Kosten für Redispatch-Maßnahmen verbunden sind (Ritter et al., 2019). Wenngleich die Ursachen hierfür nicht bei den Netzbetreibern liegen, haben diese dennoch 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
- Entschädigungszahlungen

Diese Maßnahmen verursachen jedoch Kosten und erfordern entsprechende regulatorische Anreize. Mittels output-orientierter Erlösbestandteile könnte das Ziel eines zügigen Netzausbaus unmittelbar beanreizt werden, indem z.B. Bonus- (oder Malus-) Zahlungen an konkrete Zielvorgaben geknüpft werden, zu welchem Zeitpunkt der Netzausbau realisiert werden soll. Ein Praxisbeispiel stellt die Verbindungsleitung NorNed zwischen Norwegen und den Niederlanden dar, die 2008 in Betrieb genommen wurde. Hier hatte die damalige niederländische Regulierungsbehörde DTe (jetzt ACM) ein Bonus-Malus-System vorgegeben,

das Zuschläge (Abschläge) für den Fall der Inbetriebnahme vor (nach) dem 01.01.2008 beinhaltete (DTe, 2004).

A.2 Geschwindigkeit von Netzanschlüssen

Neben dem Netzausbau ist auch ein zügiger Netzanschluss von hohem gesellschaftlichem Interesse. Dies gilt sowohl aus klimapolitischer (Anschluss dezentraler Erneuerbarer) als auch aus wirtschaftspolitischer Sicht (Anschluss flexibler Ressourcen zur Vermeidung teurer Redispatch-Maßnahmen). Wenngleich für Netzbetreiber gesetzliche Verpflichtungen bestehen, die insbesondere nach § 8 EEG einen vorrangigen Netzanschluss für erneuerbaren Energien vorsehen, können gezielte ökonomische Anreize aus gesellschaftlicher Sicht einen Mehrwert schaffen. Ein Praxisbeispiel liefert die Regulierung im Vereinigten Königreich, wo der Regulierer Ofgem in der aktuell laufenden Regulierungsperiode (RIIO-ED1) spezifische Anreize für Verteilnetzbetreiber zum Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen umgesetzt hat (Ofgem, 2013). Hintergrund dabei ist die Vermeidung der Unsicherheit für Netzbetreiber auf Grund der häufig „spekulativen“ Anschlusssuche für Projekte, die letztlich nicht realisiert werden, aber dennoch im Vorfeld Planungskosten des Netzbetreibers verursachen. Ist die marktseitige Realisierung einer anzuschließenden Erzeugungseinheit noch in einem frühen Stadium und damit unsicher, ergibt sich ein Anreizproblem. Der Netzbetreiber muss ggf. befürchten, Kosten für Planungs- und Genehmigungsverfahren nicht erstattet zu bekommen. Er wird daher wenig Anreize haben, die entsprechenden Maßnahmen frühzeitig einzuleiten. Als Folge verzögert sich eventuell der Netzanschluss. Ofgem ist dieses Unsicherheitsproblem durch sogenannte *assessment and design (A&D) fees* angegangen, nach denen dezentrale Erzeuger, die um einen Netzanschluss ersuchen, vorab eine Gebühr an den Netzbetreiber zu entrichten haben, die dessen Planungskosten für den Netzanschluss abdecken sollen. Auch hier wäre eine output-orientierte Komponente möglich, die die Geschwindigkeit des Netzanschlusses explizit vergütet und somit das ökonomische Risiko kompensiert.

Im Rahmen von New York REV werden regulatorische Anreize für den Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen erwogen. Neben der Anschlussgeschwindigkeit als Maßstab für Erlösbestandteile wird auch über einen Bezug zur Kundenzufriedenheit der Anschlussnehmer nachgedacht (vgl. Littel & Shipley, 2017).

A.3 Auslastung von Interkonnektoren

Für die Weiterentwicklung des europäischen Strombinnenmarktes ist aus Sicht der EU nicht nur der zügige Ausbau der Grenzkuppelstellen (Interkonnektoren) von Bedeutung, sondern ebenso die optimale Auslastung bestehender Leitungen. Im Absatz 27 der Verordnung über

den Elektrizitätsbinnenmarkt⁶ heißt es dazu: „Unkoordinierte Einschränkungen der Verbindungskapazitäten schränken den Stromhandel zwischen den Mitgliedstaaten immer stärker ein und sind zu einem erheblichen Hindernis für den Aufbau eines funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkts geworden. Unter Einhaltung der Sicherheitsnormen für einen sicheren Netzbetrieb, einschließlich der Einhaltung der Sicherheitsnorm für Ausfallvarianten (N-1), sollte die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und der kritischen Netzelemente zur Verfügung gestellt werden.“ Allerdings obliegt es den nationalen Regulierungsregimen, die Anreize für die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu schaffen, alle ökonomisch sinnvollen Maßnahmen zu ergreifen, um die höchstmögliche Kapazität der Interkonnectoren verfügbar zu machen.

Ein output-orientierter Ansatz kann dies erreichen, indem Erlöselemente an die Verfügbarkeit der Kapazitäten gekoppelt werden. Ein solcher Anreizmechanismus wurde in Form eines Bonus-Malus-Systems im Fall von NorNed etabliert. Der niederländische Regulierer DTe hat für Abweichungen der durchschnittlichen jährlichen Verfügbarkeit des Interkonnectors vom vorgegebenen Zielwert (95,62 %) Zu- und Abschläge in Höhe von 400.000 € je Prozentpunkt vorgesehen. Die Höhe der Erlösanpassung bemaß sich nach den erwarteten Handelserlösen je Prozentpunkt der verfügbaren Interkonnectorkapazität (vgl. DTe, 2004).

A.4 Entwicklung von Smart Grids

Die Entwicklung von Smart Grids ist nach wie vor ein großes Thema, wobei weder streng definiert ist, was Smart Grids genau sind, noch einheitliche Zielvorstellung existieren. Konsensfähig erscheint allerdings, dass die Entwicklung von Smart Grids förderwürdig ist. Dabei können kombinierte Anreizkomponenten für die Entwicklung von Smart Grids angewandt werden. Die Leistungen der Netzbetreiber können z.B. basierend auf Benchmarks von Entwicklungsstrategien, Praktiken und Investitionen im Bereich der Netzmodernisierung bewertet werden. In der USA betreibt und veröffentlicht die GridWise Alliance von Netzbetreibern, Marktbetreibern und Technologieanbietern ein Grid Modernization Index⁷ um den Stand der Netzmodernisierungsbemühungen in allen 50 US-Bundesstaaten zu bewerten und einzustufen. Ein weiteres Beispiel stellt der Smart- Grid-Index (SGI)⁸ dar, der von der SP Group aus Singapor entwickelt wurde. SGI misst den Ausbau von intelligenten Netzen und value creation für die Netzkunden in sieben Dimensionen:

- 1) Monitoring und Control,

⁶ VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Europäische Kommission, Brüssel.

⁷ <https://gridwise.org/grid-modernization-index/>

⁸ <https://www.spgroup.com.sg/what-we-do/smart-grid-index>

- 2) Auswertung von Daten,
- 3) Versorgungszuverlässigkeit,
- 4) DER-Integration,
- 5) Erneuerbare Energien,
- 6) Sicherheit,
- 7) Kundenzufriedenheit.

In den Benchmarking-Ergebnissen werden auch best practices für die Weiterentwicklung intelligenter Netze identifiziert (T&D Europe, 2020, S. 25-28).

B Versorgungsgüte

Da die Stromnetze eine kritische Infrastruktur in der leitungsgebundenen Stromversorgung darstellen, ist die Sicherstellung einer hohen Versorgungsgüte eine zentrale Aufgabe der Netzbetreiber. Demzufolge sind die Betreiber von Energieversorgungsnetzen nach dem Energiewirtschaftsgesetz dazu verpflichtet „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“ (§ 11 EnWG). Diese Anforderung an Netzausbau und Netzbetrieb genauer zu spezifizieren und die ökonomischen Anreize dafür zu schaffen, obliegt dabei in erster Linie der Regulierung. Wir unterscheiden zwei Bereiche der Versorgungsgüte, die für OOR in Frage kommen:⁹

B.1 Resilienz

B.2 Servicequalität

B.1 Resilienz

Der Begriff der Resilienz geht über die Versorgungssicherheit, die in der ARegV bereits durch das Qualitätselement abgedeckt wird, hinaus und hat in jüngster Zeit zunehmend an Bedeutung gewonnen. Wenngleich es keine einheitliche Definition und klare Abgrenzung gibt, zielt Resilienz auf die Robustheit und Anpassungsfähigkeit des Stromsystems in Bezug auf Gefahren für *großflächige* und *langandauernde* Stromunterbrechungen (vgl. acatech et al., 2020). Allgemein spricht man von Resilienz eines Systems, wenn dieses „seine Funktionsfähigkeit auch unter hoher Belastung aufrechterhält oder nach Versagen schnell wiederherstellt und aus solchen Vorgängen lernt“ (acatech et al., 2017, S. 6). Damit unterscheidet sich Resilienz von den Anforderungen an die kurzfristige Versorgungssicherheit und wird daher auch nicht vom Qualitätselement erfasst. Aktuell fehlen in der ARegV gezielte Anreize zur Verbesserung der Resilienz.

⁹ Es sei nochmal darauf hingewiesen, dass das Qualitätselement ein sehr gutes Beispiel für OOR darstellt, aber mit § 19 Abs. 1 ARegV bereits berücksichtigt wird und aus genau diesem Grunde hier nicht diskutiert wird.

Ein wesentlicher Treiber der Diskussion um Resilienz liegt in der Dezentralisierung und Digitalisierung des Stromsystems. Die zunehmende Anzahl dezentraler, vernetzter Akteure führt zu einer höheren Komplexität und damit Anfälligkeit des Gesamtsystems gegenüber Systemausfällen. Zum einen entstehen vermehrt Gleichzeitigkeiten und selbstverstärkende Effekte im Netz, die sich ggf. systemdestabilisierend auswirken (vgl. BMWi, 2019). Zum anderen bieten sich verstärkt mögliche Angriffsflächen für Cyberattacken (BSI, 2018). Von der klassischen Versorgungsqualität ist die Resilienz vor allem dahingehend zu unterscheiden, dass sie auf flächendeckende Stromausfälle abzielt und Gefahrenpotenziale adressiert, die weder von der Art noch der Eintrittswahrscheinlichkeit her abzuschätzen sind.¹⁰ Entsprechend schwierig gestaltet sich die Frage, wie ein resilientes Stromsystem ausgestaltet werden sollte und mit welchen ökonomischen Anreizen dies zu erreichen ist. Die zwei übergeordneten Aspekte von Resilienz sind zum einen Robustheit gegenüber externen Stressoren, so dass Versorgungsausfälle möglichst im Vorfeld vermieden werden, und zum anderen Anpassungsfähigkeit, um nach einem Ausfall eine schnelle Rückkehr zu einem stabilen Systembetrieb zu ermöglichen. In der allgemeineren Literatur finden sich auf den darunter liegenden Ebenen zahlreiche Kriterien, die teilweise (aber nicht alle) auf die Energieversorgung anwendbar sind. Drei häufig genannte Kriterien sind z.B. (vgl. acatech et al., 2017)

- Diversifizierung: Durch Unterschiedlichkeit der Komponenten und Balance zwischen diesen können Risiken von Systemausfällen gestreut werden.
- Redundanzen: Durch die Installation von Überschusskapazitäten können Ausfälle einzelner Komponenten kompensiert werden.
- Puffer, Speicher und Reserven können kurzfristige Ausfälle und Unstetigkeiten kompensieren und damit die Systemstabilität erhöhen.

An den drei genannten Resilienzkriterien lässt sich das ökonomische Anreizproblem verdeutlichen: Ein wettbewerblicher Markt würde diese Aspekte der Resilienz nicht im effizienten Maße vergüten. Besonders offensichtlich ist dies im Fall der Redundanz, die nach marktbasierten Kriterien ineffizient erscheinen mag. Was aber, wenn die Kosten eines möglichen Ausfalls viele Konsumenten treffen würde, sich die Zahlungsbereitschaft auf Grund von positiven Externalitäten aber im freien Markt nicht äußert? Hinzu kommt, dass nicht alle resilienz-fördernden Maßnahmen im Aufgabenbereich des Netzbetreibers liegen. Einige Aufgaben können oder dürfen (z.B. auf Grund der Entflechtungsvorschriften) nur von Marktakteuren übernommen werden. Während beispielsweise das N-1-Kriterium für Stromnetze die Investitionstätigkeit des Netzbetreibers adressiert, müssen vergleichbare Redundanz-Anforderung für am Markt tätige Erzeugungsanlagen und Speicher im

¹⁰ Häufig wird in diesem Zusammenhang der Begriff „Black Swans“ für eine Vielzahl möglicher Gefahren verwendet, die jede für sich mit einer geringen Wahrscheinlichkeit auftreten aber im Fall des Eintritts mit großen Auswirkungen in Form gesellschaftlicher Kosten verbunden wären.

Marktdesign und/oder Regulierungsrahmen etabliert werden. Konkretes Beispiel sind der Regelenenergiemarkt sowie die Netz- und Kapazitätsreserve im deutschen Regelrahmen, die bei Bedarf vom Netzbetreiber bereitgehalten werden müssen und zur Systemstabilisierung beitragen.

Auch bei der Gewährleistung von Resilienz kann der Netzbetreiber eine zentrale Aufgabe zwischen reguliertem Netzbereich und Strommarkt übernehmen. Im Unterschied zu den klassischen Aufgaben rund um die Systemverantwortung ist die Aufgabenverteilung jedoch noch weitgehend offen. Output-orientierte Anreizkomponenten könnten an messbaren Resilienzindizes ansetzen und vergleichbar zum Qualitätselement in der Regulierungsformel berücksichtigt werden. Erste Regulierungsansätze gibt es z.B. in New York, wo ein *diversity index* für dezentrale Erzeugungsanlagen zur Anwendung kommt, der den Anschluss vieler kleiner Anlagen (im Vergleich zu wenigen größeren Anlagen) fördern soll (Brown et al., 2018). Im RIIO 2 Ansatz des Vereinigten Königreichs beabsichtigt der Regulierer Ofgem für die kommende Regulierungsperiode der Übertragungsnetze die Resilienz von Stromnetzanlagen auf Basis eines „Network Asset Risk Metric (NARM)“ zu beanreizen, der die Anfälligkeit des Stromnetzes gegenüber Versorgungsausfällen messen soll (Ofgem, 2019a). Generell gilt, dass eine systematische und kohärente Beanreizung von Resilienz die Klärung einiger offenen Fragen voraussetzt, von denen die zwei wohl wichtigsten von Schwartz (2019, S. 1) treffend formuliert werden:

- „What level and scope of resilience do we need and how much are we willing to pay?
- Who’s responsible for resilience, and how should other entities coordinate with utilities when there are mutual benefits?“

B.2 Servicequalität

Die Aufgaben des Netzbetreibers beschränken sich nicht allein auf den sicheren und unterbrechungsfreien Stromtransport, sondern umfassen eine Vielzahl weiterer Dienstleistungen für die Netzkunden. Demzufolge wird die Servicequalität auch von der Bundesnetzagentur als eine Säule der Versorgungsqualität aufgefasst, wobei als konkrete Beispiele auf die Einhaltung von Terminen und die Qualität der Rechnungslegung Bezug genommen wird.¹¹ Eine gezielte Beanreizung der Servicequalität gibt es in der ARegV jedoch nicht. In einem vergleichsweise statischen und zentralen Energiesystem, wie es vor Beginn der Energiewende vor wenigen Jahren noch vorherrschte, dürfte die Servicequalität auch eine eher untergeordnete Rolle gespielt haben und schien mit den gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben hinreichend abgedeckt zu sein. Im Zuge der Dezentralisierung und

¹¹https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netze/ntgelte/Strom/Qualitaetselement/qualitaetselement-node.html.

Digitalisierung hat die Dynamik des Energiesektors jedoch erheblich zugenommen. Mit der Entwicklung von Prosumenten, flexiblen Einspeisern und Nachfragern ist die Heterogenität der Netzkunden und damit auch die spezifischen Anforderungen an die Servicequalität größer geworden.

In Großbritannien stellt die Servicequalität eine eigene Outputkategorie dar. Der britische Regulierer Ofgem hat ein umfassendes Instrument zur Messung und Beanreizung der Kundenzufriedenheit („Broad Measure of Customer Satisfaction“) eingeführt. Die Beanreizung erfolgt in Form eines Bonus/Malus-Systems für drei Bereiche: (1) Kundenzufriedenheit auf Basis einer Kundenbefragung, (2) Anzahl der Kundenbeschwerden und (3) Ausmaß der Einbeziehung von Interessengruppen (stakeholder engagement). Jede der drei Bereiche wird separat beanreizt (vgl. Whited et al., 2015, S. 74).

C Market facilitation

Mit der Liberalisierung des Energiesektors sind rund um die Stromnetze unterschiedliche Märkte entstanden, die direkt (Strommärkte) oder indirekt (z.B. Regelenenergiemärkte und Kapazitätsmärkte) der zuverlässigen und bezahlbaren Stromversorgung der Kunden dienen, aber zunehmend als Plattformen für Energiedienstleistungen im weiteren Sinne einen gesellschaftlichen Mehrwert schaffen. Ein wesentlicher Treiber der Entwicklung neuer Dienstleistungen und Marktplattformen ist die zunehmende Digitalisierung und Dezentralisierung (vgl. Abschnitt D). Die Entstehung und das Funktionieren neuer digitaler und/oder dezentraler Märkte wird maßgeblich durch den Netzbetreiber beeinflusst, der mit seinen Aktionen Handel ermöglichen, Wettbewerb und volkswirtschaftliche Effizienz fördern und neue Märkte schaffen oder mitgestalten kann. Im Rahmen von market facilitation unterscheiden wir drei mögliche Bereiche, in denen Netzbetreiber wichtige Aufgaben übernehmen können, für die output-orientierte Anreize in Betracht kommen:

C.1 Förderung der Funktionsfähigkeit und des Wettbewerbs bestehender Märkte

C.2 Förderung der Entwicklung neuer Märkte

C.3 Market monitoring

C.1 Förderung der Funktionsfähigkeit und des Wettbewerbs bestehender Märkte

Netzbetreiber wirken im Rahmen ihrer Kernaufgabe, dem bedarfsgerechten Ausbau und Betrieb der Netze, maßgeblich auf das Funktionieren der Strommärkte ein. Zum einen obliegt ihnen die Verantwortung, mit dem Netzausbau einen möglichst engpassfreien Netzbetrieb zu ermöglichen, so dass Einschränkungen von Handel und Wettbewerb als Folge einer Segmentierung der Märkte auf ein effizientes Maß begrenzt werden. Zum anderen haben sie die Aufgabe, auftretende Netzengpässe im Netzbetrieb effizient zu bewirtschaften, um die Preissignale der Strommärkte möglichst wenig zu verzerren.

Der Einfluss des Netzbetreibers auf den Strommarkt zeigt sich am deutlichsten bei den grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen (Interkonnektoren), deren Ausbau aus Sicht der EU-Kommission eine hohe Priorität im Hinblick auf das Ziel eines einheitlichen europäischen Strombinnenmarkts haben (vgl. EU, 2019). Um einen möglichst hohen grenzüberschreitenden Stromaustausch sicherzustellen, schreibt die geltende EU-Verordnung beispielsweise vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Verbindungskapazitäten nicht zur Behebung von Engpässen in den eigenen Gebotszonen einschränken dürfen und eine Nettoübertragungskapazität von 70 % der Übertragungskapazität sicherstellen müssen.¹² Die Festlegung eines solchen festen Zielwertes mag eine wirkungsvolle Maßnahme zur Förderung des EU-weiten Wettbewerbs auf den Strommärkten sein, führt in aller Regel jedoch nicht zu einem Wohlfahrtsoptimum, da es die gesellschaftlichen Grenzkosten und Grenznutzen der Kapazitätsbereitstellung nicht explizit berücksichtigt. Effiziente ökonomische Anreize sollen jedoch genau diesen Trade-off zwischen Kosten und Nutzen erfassen und in das Optimierungskalkül der Netzbetreiber integrieren. Output-orientierte Anreize können zu einer Internalisierung der gesellschaftlichen Nutzen beitragen und damit eine effizientere Beanreizung von Aufgaben im Bereich market facilitation erreichen (vgl. Oxera, 2019).

Market facilitation (beim grenzüberschreitenden Handel) schafft Wohlfahrt (*value creation*) durch den Merit-Order-Effekt, da weniger teure Erzeuger in einem Markt teurere in einem anderen Markt ersetzen. Dieser Wohlfahrtseffekt kann direkt anhand der von den Strombörsen erstellten Gebotskurven berechnet werden. Oxera (2019) entwickelte hierzu ein Anreizsystem; dieses setzt den finanziellen Anreiz für einen Netzbetreiber, Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel bereitzustellen, in Bezug zu den Wohlfahrtseffekten, die durch den Handel entstehen. In jeder Stunde könnten die Netzbetreiber dann den Trade-off zwischen den Kosten, die mit der Bereitstellung von mehr Kapazität verbunden sind, und der durch zusätzlichen Handel erzeugten Wohlfahrt internalisieren. Bei näherer Betrachtung zeigen sich vier kritische Designaspekte in diesem Ansatz: die Quantifizierung der Wohlfahrtseffekte, die Isolierung der Wohlfahrtseffekte die eindeutig auf den effizienteren Netzbetrieb (anstatt auf exogene Faktoren, wie das Wetter) zurückzuführen sind, die Bestimmung des Anreizparameters und die Aufteilung der Wohlfahrtseffekte zwischen einzelner Netzbetreiber. Nichtsdestotrotz suggeriert eine erste Aufarbeitung des Designs eines solchen Mechanismus, dass die methodischen Probleme überwunden werden können (Oxera, 2019, Part 2).

¹² Vgl. VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Europäische Kommission, Brüssel.

C.2 Förderung der Entwicklung neuer Märkte

Netzbetreiber können selbst zur Entwicklung neuer Märkte beitragen und ggf. zentrale Funktionen innerhalb dieser Märkte übernehmen. Ein aktuelles Beispiel sind Flexibilitätsmärkte, auf denen Nachfrager und flexible Ressourcen netzdienliche Flexibilität anbieten können, die der Netzbetreiber zur effizienten Bewirtschaftung von Netzingpässen einsetzen kann. Die Netzbetreiber spielen als Nachfrager eine zentrale Rolle in diesen Märkten und können auf Grund ihrer Bedeutung und Expertise einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung der Märkte leisten. Auch über den netzdienlichen Nutzen von Flexibilitätsmärkten hinaus schaffen Flexibilitätsmärkte einen Mehrwert, da sie den Anbietern eine Optimierung ihres Bilanzkreises und marktbasierte Geschäftsmodelle ermöglichen können, die über die Funktionen der klassischen Strommärkte hinausgehen.

Beispielsweise können flexible Großverbraucher wie Kühlhäuser, die üblicherweise keine Ambitionen haben auf dem Strommarkt aktiv zu sein, als Anbieter auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt auftreten, dessen Regeln besser auf die besonderen Anforderungen der Anbieter ausgerichtet sind als zentrale Strommärkte.

Netzbetreiber können auf Grund ihrer unmittelbaren Nähe zu potenziellen Anbietern an der Ausgestaltung der Marktregeln beteiligt sein. Ein konkretes Beispiel findet sich in den Niederlanden mit USEF (*Universal Smart Energy Framework*), das 2014 als Kooperation verschiedener Marktakteure, Netzbetreiber und IT-Unternehmen gegründet wurde. USEF verfolgt als neutrale Organisation das Ziel, einen gemeinsamen Flexibilitätsmarkt zu entwickeln, um die Integration des Strommarktes mit Hilfe von IKT-basierten Ansätzen voranzutreiben. Wie nachfolgende Abbildung 6 illustriert, wird die Flexibilität dabei als verbindendes Element zwischen den Marktakteuren in der Wertschöpfungskette gesehen. Das Beispiel USEF zeigt, dass Netzbetreiber auch über die reine Netzbewirtschaftung hinaus eine marktfördernde Funktion übernehmen können. Dies kann auch so weit gehen, dass Netzbetreiber als Betreiber von Marktplattformen tätig werden.¹³ Bei den Regelenenergiemärkten ist dies für ÜNB bereits der Fall, da diese gemeinschaftlich für die transparente und diskriminierungsfreie Ausschreibungen des Regelenenergiebedarfs verantwortlich sind. Ähnliches gilt für die Kapazitäts- und Netzreserve, bei der vorzuhaltende Reservekapazitäten durch die ÜNB ausgeschrieben werden. Im Fall der VNB ist eine Entwicklung hin zu „Distributed System Platform (DSP) Providers“ zu beobachten.

¹³ Voraussetzung hierfür ist freilich, dass die Entflechtungskonformität und damit Diskriminierungsfreiheit gewährleistet werden kann (vgl. Buchmann, 2020).

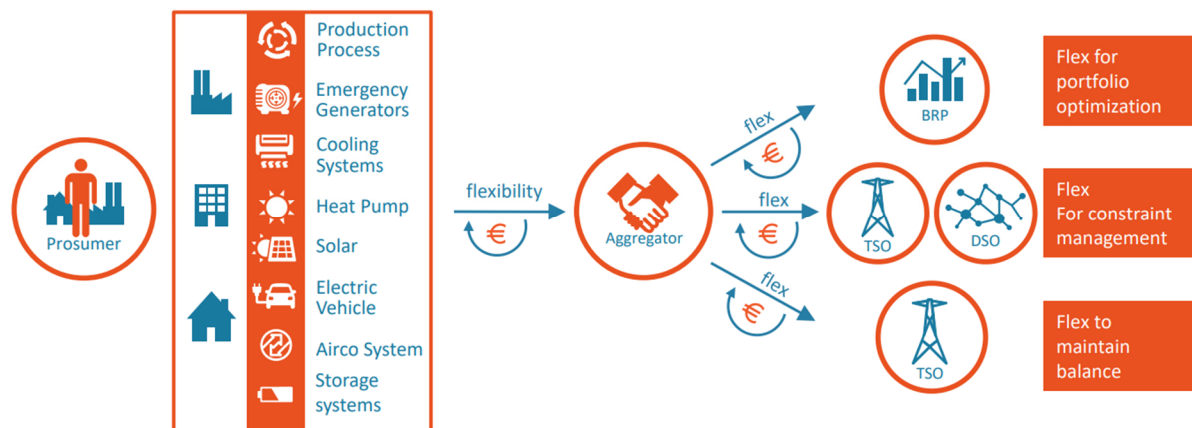


Abbildung 6: Flexibilität als verbindendes Element der Wertschöpfungskette

Quelle: USEF (2018), S. 7.

Unter der Basis-Anreizregulierung werden Netzbetreiber jedoch typischerweise nur die Netzdienstlichkeit vor Augen haben, während „externe“ Wohlfahrtseffekte im Sinne der Marktdienstlichkeit nicht Teil des Optimierungskalküls sind. Im aktuellen Regulierungsrahmen werden Aufgaben jenseits des Kernbereichs allenfalls in Form von „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten“ (dnbK) behandelt und als jährliche Kostendurchleitung von den Effizianzanreizen ausgenommen. Mit der Digitalisierung und Dezentralisierung entstehen jedoch zunehmend neue und komplexere Aufgabenfelder, die eine explizite Beanreizung sinnvoll machen. Soll der Netzbetreiber aktiv zur Förderung von Märkten beitragen, wären z.B. output-orientierte Erlöselemente denkbar, die an die aktive Nutzung solcher Märkte (Handelsvolumen oder vergleichbare Indizes) geknüpft werden. Netzbetreiber würden dadurch beanreizt, eine effiziente Abwägung zwischen den Kosten und dem Nutzen der Förderung eines Marktes vorzunehmen. Einige Aufgaben an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt können sowohl von einem Marktakteur als auch dem Netzbetreiber übernommen werden. Hier stellt sich die Frage, ob eine regulatorische Anreizsetzung überhaupt sachgerecht ist, oder ob der Wettbewerb nicht ausreicht, den Netzbetreiber effizient zur Übernahme neuer Aufgaben zu beanreizen. Mit anderen Worten: Können marktbasierende Anreize *außerhalb* des Regulierungsrahmens in Betracht kommen, die dem Netzbetreiber zusätzliche Geschäftsmodelle neben den regulierten Erlösen ermöglichen?

Im Rahmen des Regulierungsansatzes New York REV werden in New York „Platform Service Revenues (PSR)“ diskutiert, die Verteilnetzbetreiber für ihre Rolle als Distributed System Platforms (DPS) vergüten sollen (vgl. Brown et al., 2018). Hintergrund dabei ist auch die abnehmende Bedeutung der klassischen Netzerlöse in einem System mit stärkerem Fokus auf Energieeffizienz und damit abnehmender Nachfrage. PSR sind letztlich Gebühren, die die lokalen Versorgungsunternehmen für neue Produkte und Dienste erheben können, die über ihre eigenen Plattformen (DSP) angeboten werden. Solche Dienste könnten z.B. die

Bereitstellung von Dispatch- und Ausgleichsdiensten im Netz oder die Vermittlung von Kunden und Bereitstellung von Daten an Serviceanbieter sein. Die Preisgestaltung und die Aufteilung der Einnahmen dieser Gebühren werden von den Regulierungsbehörden genehmigt. Das Modell wird gerade in einer Reihe von REV-Demonstrationsprojekten erprobt (NY PSC, 2016).

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 auf Flexibilitätsmärkten. Unter den Begriff „IncDec-Gaming“ werden mögliche Anreize der Marktteilnehmer gefasst, durch strategisches Unter- oder Überbieten auf dem Strommarkt überhöhte Gewinne durch einen Redispatch auf dem Flexibilitätsmarkt realisieren zu können, indem sie den Netzengpass selbst herbeiführen oder verstärken (vgl. Hirth & Schlecht, 2019). Netzbetreiber verfügen über die notwendigen Daten zu den Kapazitäten und Lastflüssen in ihrem Netz und scheinen daher gut geeignet als strategischer Gegenspieler aufzutreten und Aufgaben des market monitoring im Bereich Flexibilitätsmärkte zu übernehmen und ggf. Sanktionsmaßnahmen durchzuführen (vgl. Brunekreeft et al., 2020).

D Digitalisierung

Digitale Technologien (intelligente Messsysteme, neue Anwendungen wie Big Data Analytics, Blockchain und Cloud Computing) führen zu einer weitreichenden Transformation der Energiewirtschaft und haben ein enormes Potenzial, zum werthaltigen Wachstum im Netzbereich beizutragen. Sie ermöglichen den Lebenszyklus der Infrastruktur zu verlängern, Stromflüsse und Netzverluste zu optimieren und dadurch die Effizienz des Netzbetriebs zu erhöhen. Durch Einsatz neuer Technologien können dezentrale EE- Anlagen, Speicherung und Verbrauch besser aufeinander abgestimmt werden. Intelligente Netze (Smart Grids) werden zu einer wichtigen Voraussetzung für einen erfolgreichen Übergang zu einer THG-freien Energieversorgung.

Überdies schaffen digitale Technologien auch für den Netzbetreiber die Möglichkeit, Innovationen im Kundenservice und bei der Produkt- und Dienstleistungsentwicklung voranzutreiben. Die Digitalisierungsprozesse können in den nächsten Jahren nicht nur zunehmende Komplexität der Aufgaben der Netzbetreiber vereinfachen, sondern auch einen zusätzlichen Kundennutzen schaffen. Die Netzbetreiber können stärker personalisierte Lösungen anbieten und ihre Produkte und Dienstleistungen mit denen aus anderen Sektoren, wie etwa Telekommunikation, kombinieren (BDEW, 2016). CEER identifiziert Potenzial für neue Produkte und Dienstleistungen z.B. in den Bereichen wie „Smart Houses“, „Smart Buildings“ (im Hinblick auf Strom, Wärme und Kälte), „Mobility as a Service“ und in neuen,

flexibleren Vertrags- und Bezugsmodellen für Energie (CEER, 2019). Auch wird davon ausgegangen, dass die Kundennachfrage nach Produktpaketen steigen wird, die neben den netzbezogenen Lösungen auch Zusatzleistungen anbieten können (Abbildung 7).

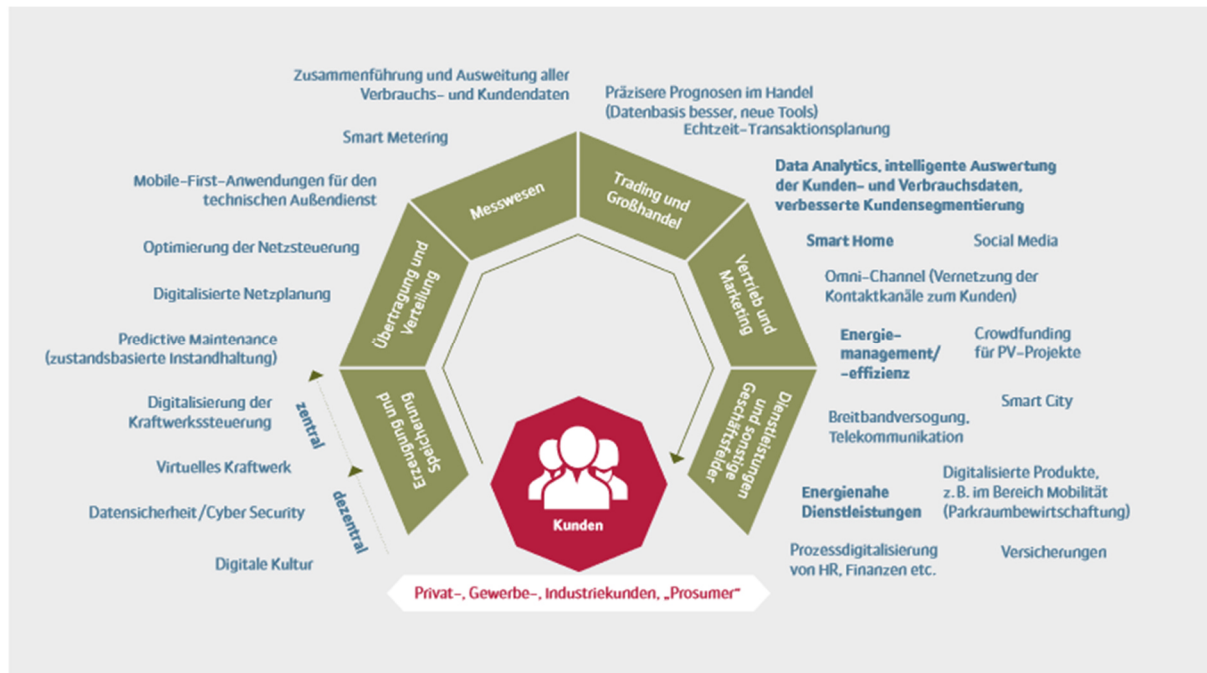


Abbildung 7: Digitalisierung entlang der Energie-/Wertschöpfungsstufen

Quelle: BDEW, 2016, S. 19.

Dabei kann der Netzbetreiber unterschiedliche Rollen übernehmen: 1) als Infrastrukturbetreiber („infrastructure as a service“), 2) als Plattformbetreiber („business as a service“), und/oder 3) als Vermarkter von Produkten und Dienstleistungen für die Kunden (BDEW, 2016, S. 35; vgl. Abbildung 8).

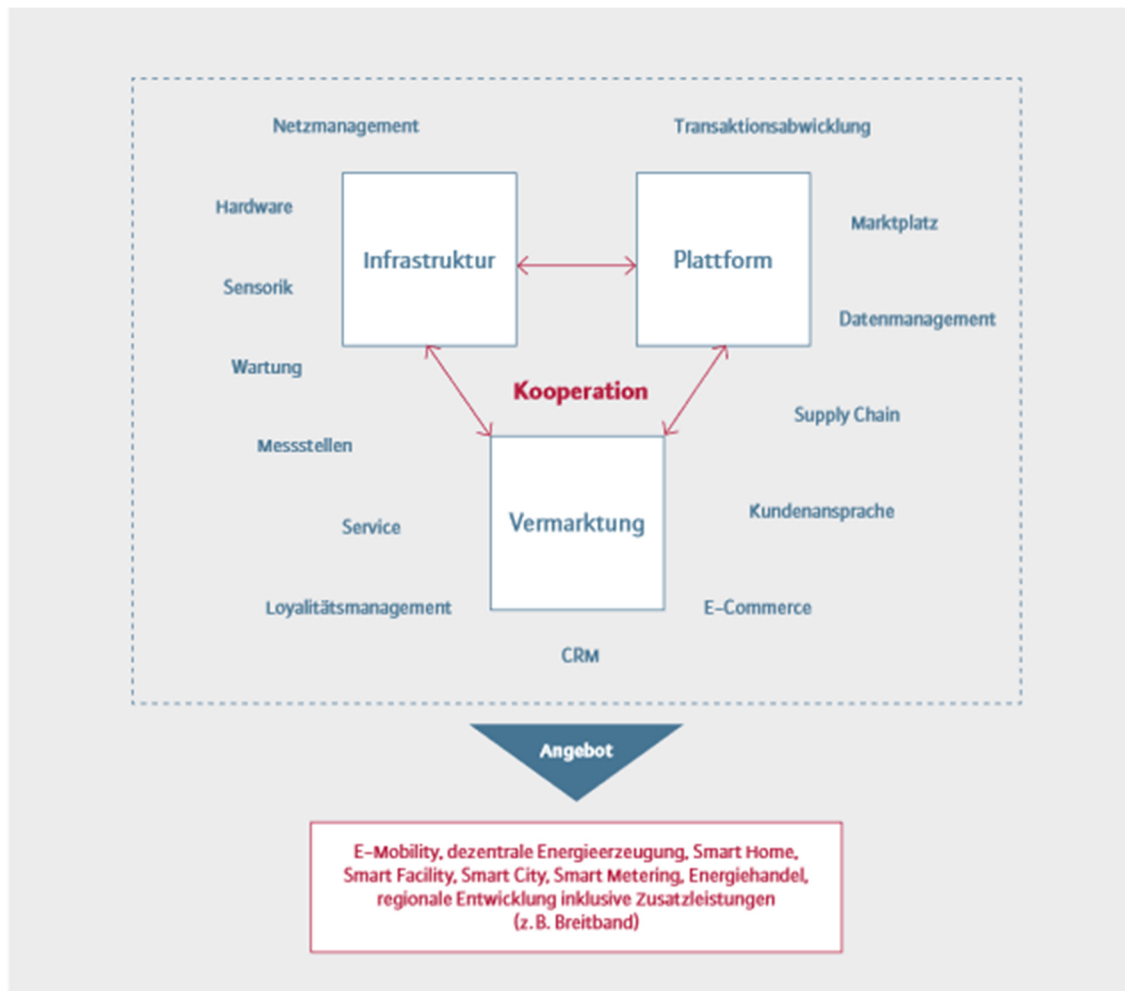


Abbildung 8: Schematische Darstellung eines Wertschöpfungsnetzwerks in der Energiebranche

Quelle: BDEW, 2016, S. 35.

Die Digitalisierung im Netzbereich wird insbesondere durch regulatorische Anforderungen an die Flexibilisierung der Netze getrieben. Sowohl national als auch international werden zunehmend die rechtlichen Grundlagen für die digitale Ausrichtung des Netzbetriebs geschaffen. Für die Netzbetreiber ergeben sich Verpflichtungen zur Umsetzung neuer nationale und europäische Vorgaben, wie zum Beispiel dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und der EU- Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Im Folgenden werden im Bereich Digitalisierung drei Anwendungsbereiche für OOR dargestellt:

- D.1 Aufbereitung und Bereitstellung von Daten (*data facilitation*)
- D.2 Smart-Meter-Rollout
- D.3 Datenschutz und Cybersicherheit

D.1 Aufbereitung und Bereitstellung von Daten (data facilitation)

Ein intelligentes Energie- und Informationssystem liefert große Datenmengen über Stromübertragung, -verteilung und -nutzung, die für viele Marktakteure von wirtschaftlichem Interesse sind. Diese Daten umfassen insbesondere die elektrischen Informationen von Stromzählern und Verteilungsstationen, aber auch nicht-elektrische Informationen wie meteorologische Daten und regionale Wirtschaftsdaten. Hinzu kommen Daten aus Geschäfts- und Managementprozessen, kurz gefasst Netzdaten aus dem eigentlichen Monopolbereich. Bezogen auf die Geschäftsbereiche können diese Daten in (zumindest) drei Gruppen aufgeteilt werden:

- 1) Daten von und für den Netzbetrieb als Kerngeschäft des Netzbetreibers,
- 2) Netzdaten, die extern verwendet oder Dritten zur Verfügung gestellt werden, und
- 3) Allgemeinere Daten jenseits vom Netzbetrieb als eigenständiges Geschäftsfeld.

Die Netzbetreiber sind bei diesen drei Geschäftsbereichen direkt an der Quelle der relevanten Daten, deren Auswertung einen hohen wirtschaftlichen Nutzen ermöglicht.

Die Frage ist, welche Rolle die Netzbetreiber im Datengeschäft übernehmen können und unter welchen regulatorischen Voraussetzungen dies möglich ist? Ausgehend davon, dass die Regulierung eine aktive Teilnahme an einem wettbewerbsorientierten Datengeschäft erlaubt und dies auch Teil der Regulierung bleibt, besteht die Herausforderung darin, richtige Anreize für den Netzbetreiber zu setzen, diese Aufgabe zu übernehmen (Buchmann, 2017). Gegenwärtig können die Netzbetreiber Daten zur Verbesserung der Effizienz des Netzes nutzen, aber andere Formen der Datenverarbeitung werden nicht mit regulatorischen Anreizen versehen. Daher ist es möglich, dass die Netzbetreiber Daten nicht effizient, effektiv und marktorientiert sammeln, verarbeiten und bereitstellen werden.

Die Netzbetreiber könnten beispielsweise mittels eines output-orientierten Elements beanreizt werden, Daten auf einer selbst entwickelten Datenplattform für andere Datennutzer bzw. Marktakteure bereitzustellen. Dies wirft allerdings Fragen nach den Grenzen der Entflechtung, der Ausgestaltung der Zahlung und der Art und Weise auf, wie die zusätzlichen Kosten und Einnahmen in die Regulierung eingehen (Brandstätt et al., 2016). Im Folgenden wird auf die drei oben genannten Geschäftsbereiche näher eingegangen und Beispiele für output-orientierte Anreize skizziert.

1) Daten von und für den Netzbetrieb als Kerngeschäft des Netzbetreibers

Gegenwärtig nutzen Netzbetreiber Daten aus ihrem Kerngeschäft zur Verbesserung der Effizienz des Netzbetriebs. Die Ausgaben für die Bereitstellung, Verwaltung und Betrieb der dafür notwendigen IT-Systeme werden entsprechend über die Anreizregulierung vergütet. Allerdings entwickelt sich die Auswertung netzbezogener Daten in Echtzeit zu einer technisch

anspruchsvollen Aufgabe, weil sie ein ausgereiftes Datenmanagement, modernste Analyse-Techniken und IT-Fachpersonal erfordert. Diese Aktivitäten sind – im Vergleich zum klassischen Netzbetrieb – mit höheren und ggf. unsicheren OPEX verbunden und stellen für die Netzbetreiber ein finanzielles Risiko dar, das über die klassischen regulatorischen Erlöse nach der gegenwärtigen ARegV nicht hinreichend abgegolten wird. Die Netzbetreiber sind bei unsicheren Innovationen im Rahmen der normalen Anreizregulierung daher eher zögerlich betriebliche Ausgaben für die Entwicklung und Bereitstellung dienstleistungs-basierte IT-Lösungen im größeren Umfang zu tätigen (vgl. Poudineh, et al., 2020).

Hinzu kommt als weiteres Anreizproblem, dass die Netzbetreiber vor der Entscheidung stehen, welche der IT-Aufgaben sie selbst übernehmen wollen und welche ggf. kostengünstiger an Drittanbieter ausgelagert werden können. Im letzteren Fall würden sie alternativ zur Entwicklung eigener IT-Infrastruktur für die Datenbearbeitung auf Cloud Computing zurückgreifen, indem sie vernetzte Dienste, Server, Datenbanken, Speicher, Software und Analysen nutzen, die von Drittanbietern (wie Amazon Web Services, Google oder Dropbox) entwickelt und betrieben werden. Die vertraglichen Nutzungsgebühren (Abonnementgebühren) würden dann in Gänze als OPEX in die Regulierung eingehen und das Anreizproblem verschärfen. Die Folge wäre eine OPEX-CAPEX-Verzerrung, die einer technologie-neutrale, ausschließlich auf die Kosten-Nutzen-Optimierung ausgelegte Entscheidung der Netzbetreiber durch Fehlanreize verhindert.

Um die technologie-neutrale Digitalisierung effizient voranzutreiben, sollten die Netzbetreiber regulatorisch zu einer effizienten Entscheidung darüber angereizt werden, in welchem Umfang und durch wen OPEX-lastige IT-Lösungen bereitgestellt und eingesetzt werden sollen. Ähnlich wie zuvor schon beschrieben wäre eine Option die Gesamtausgaben – unabhängig davon, ob es CAPEX oder OPEX sind – regulatorisch zu einem festgelegten Anteil als Vermögenswerte zu kapitalisieren, d.h. wie Kapitalausgaben zu aktivieren, zu verzinsen und über eine feste Nutzungsdauer abzuschreiben. Diese Form der TOTEX-Regulierung, die auch als „fixed-OPEX-CAPEX-Share“ (FOCS) bezeichnet werden kann, gleicht die regulatorischen Unterschiede aus den unterschiedliche Kostenarten aus und kann damit eine Verbesserung der Technologie-neutralität und eine bessere Berücksichtigung von Risiken in den regulierten Erlösen bewirken (vgl. Oxera, 2019; Meyer, 2020).

Ein gutes Praxisbeispiel zur Beanreizung OPEX-lastiger Aktivitäten bietet wieder die New York REV. Die NY PSC hat im Mai 2016 mit einer "Reforming the Energy Vision (REV) Track 2"-Anordnung zugelassen, dass die Netzbetreiber eine Reihe von REV-bezogenen Betriebsausgaben kapitalisieren können, darunter auch im Voraus bezahlte "Software-as-a-Service" (SaaS)-Verträge mit Drittanbieter; d.h. die Gesamtkosten des Dienstleistungsvertrages werden als regulatorischer Vermögenswert behandelt. Dies sollte die IT-Dienste mit anderen digitalen Lösungen gleichstellen und den Netzbetreibern die

Möglichkeit geben, eine IT-Lösung zu wählen, die dem Netzbetrieb und den Kunden den größten Nutzen bringt (NY PSC, 2016, S. 104-107; AEEI, 2018a).

2) Netzdaten, die extern verwendet oder Dritten zur Verfügung gestellt werden.

Der obige Punkt 1 betrifft „interne“ Daten, die für den Netzbetrieb selbst benötigt und verwendet werden. Darüber hinaus können diese (oder erweiterten) Daten aus dem monopolistischen Netzbereich auch Dritten zur Verfügung gestellt oder für Zwecke außerhalb des Netzbereichs verwendet werden: Damit werden die Daten „extern“. Regulatorisch gilt es hier zu unterscheiden.

Zum einen können aufbereitete Netzdaten (aus dem monopolistischen Bereich) an Dritte verkauft werden. Der Netzbetreiber selbst verwendet die Daten nicht, sondern veräußert sie nur. Auftretende Fragen sind:

- Wie werden die Daten vergütet?
- Wie sieht die Datenplattform aus und darf der Netzbetreiber diese selbst betreiben?
- Mit welchem Anreizmechanismus werden die Netzbetreiber beanreizt, qualitativ gute Daten auf praktikablem und effizientem Wege bereitzustellen?

Zum anderen könnten die Netzbetreiber etwaige Daten selbst für ein weiteres Geschäftsmodell nutzen. Hierbei treten folgende regulatorische Fragen auf:

- Wie werden die Erlöse aus diesem zusätzlichen Geschäft regulatorisch behandelt und wie sähe ein geeigneter Anreizmechanismus aus?
- Da die Netzdaten aus dem Monopolbereich stammen, stellen sich Entflechtungsfragen:
 - Ist das zusätzliche Geschäft dem Netzbetreiber unter den Entflechtungsregeln zulässig?
 - *Muss* der Netzbetreiber diese Daten aus dem Monopolbereich berechtigten Dritten zur Verfügung stellen (*third-party-access*)?

Damit die Netzbetreiber auf die Kunden und ihren Wünschen im Bereich Datenmanagement stärker eingehen, können Aktivitäten der Netzbetreiber in diesem Bereich als Output in der Regulierung erfasst und somit vergütet werden. Die Netzbetreiber können z.B. gemäß ihres Engagements und der Ergebnisse der Zusammenarbeit mit den Kunden finanziell belohnt werden. In Großbritannien wurde ein „Stakeholder Engagement“-Anreizinstrument im Rahmen von RIIO eingeführt. Die Anreize dieses Instrumentes zielen darauf ab, die Netzbetreiber dazu zu ermutigen, proaktiv mit den Stromverbrauchern/Kunden zusammenzuarbeiten, um verbraucherorientierte Dienstleistungen anzubieten. Die Netzbetreiber erhalten für diese Aktivitäten eine finanzielle Belohnung (Ofgem, 2018). Im Falle der *data facilitation* könnte davon ausgegangen werden, dass die Kunden am besten die

praktische Anwendbarkeit von ihren Daten beurteilen können. Um dies zu erfahren, führen die Netzbetreiber die Kundenumfragen zur Verwendung der Daten durch. Die finanzielle Belohnung würde vom Ergebnis dieser Umfrage abhängen (Oxera, 2019, S.12-13).

3) Allgemeinere Daten jenseits von Netzdaten als eigenständiges Geschäftsfeld

Die obigen Punkte 1 und 2 betreffen Netzdaten aus dem eigentlichen Monopolbereich. Es liegt auf der Hand, dass die reinen Netzdaten mit zusätzlichen Daten wertschöpfend erweitert werden können. Diese zusätzlichen Daten stammen demnach jedoch nicht aus dem eigentlichen Monopolbereich, sondern aus dem freien Marktbereich. Neben dem Netzbetreiber können andere Parteien auf dem Markt diese Daten gleichermaßen sammeln und bereitstellen. Hier verlässt der Netzbetreiber somit das Geschäftsfeld des eigentlichen Monopolbereichs und agiert im Marktbereich.

Die regulatorischen Fragen die sich hier stellen:

- Sollten die Einnahmen des Netzbetreibers aus der Bereitstellung frei zur Verfügung stehenden Daten reguliert werden oder unreguliert sein?
- Wie kann eine solche Schnittstelle zwischen dem regulierten und unregulierten Bereich definiert werden?
- Auch hier ist Entflechtung wichtig:
 - Kann es zu Kreuzsubventionierung zwischen reguliertem und unreguliertem Bereich kommen?
 - Darf der Netzbetreiber unter herrschenden Entflechtungsregeln im unregulierten Bereich aktiv sein?

In einigen Ländern werden bereits regulatorische Anreize konzipiert und teilweise in Pilotprojekten umgesetzt. Ein gutes Beispiel ist eine regulatorische Lösung, die im Rahmen der "Reforming the Energy Vision (REV) Track 2"- Strategie erarbeitet wurde. Die NY PSC unterscheidet z.B. drei Arten der regulatorischen Behandlung bei der Bereitstellung von Datenanalysen: 1) Die Netzbetreiber müssen den Kunden und Dritten gewisse Daten (Basisdaten) kostenlos zur Verfügung stellen; 2) Bei Anforderung detaillierter Informationen durch Kunden ("beyond basic customer data") können die Netzbetreiber diese Daten gegen eine Gebühr zur Verfügung stellen; 3) Die Netzbetreiber können kundenspezifischer Daten analysieren und auf der Grundlage dieser Analyse Empfehlungen aussprechen oder mit Zustimmung der Kunden, diese Analysen und Empfehlung an die Drittanbieter gegen Gebühren zur Verfügung stellen. Die Einnahmen dafür würden in die Kategorie „Platform Service Revenues“ (PSRs) fallen (vgl. zu PSRs auch den Unterabschnitt C.2). Hier ist wichtig zu betonen, dass diese dritte Art von Dienstleistung wettbewerbsfähig wäre, wobei zwischen Monopoldiensten und Diensten, die von Dritten erbracht werden können, unterschieden wird (NY PSC, 2016, S. 138-144; AEEI, 2018a, S.2)

D.2 Smart-Meter-Rollout

Intelligente Messsysteme (iMSys) sind Grundlage einer Energiewende-kompatiblen Infrastruktur, die dazu beiträgt, Planung und Betrieb des Netzes effektiver und effizienter zu gestalten. Sie stellen eine Plattform in Gebäuden dar, die die unterschiedlichen Anwendungen in den Bereichen des Smart Grid, der Smart Home/Building, Smart Mobility möglich macht und somit den Netzbetreibern viele neue marktnahe Geschäftsfelder öffnet. Bei iMSys handelt es sich um eine Kombination aus digitalem Stromzähler und einem Kommunikationsmodul, dem Smart-Meter-Gateway, die ermöglichen, Stromverbrauch und Stromerzeugung zeitgenau und auf der Ebene einzelner Anlagen zu messen. Mit dem „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ (GDEW) vom 2. September 2016 und dem „Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen“ (MsbG) vom 29. August 2016 wurden die gesetzlichen Grundlagen für die Ausbringung von iMSys¹⁴ geschaffen. Die Regelungen etablierten unter anderem einen Zeitplan für den verpflichtenden Einbau und technische Vorgaben für iMSys. Der Pflichteinbau für intelligente Messsysteme sollte bereits 2017 beginnen. Allerdings konnte der flächendeckende Einbau von iMSys erst mit der Festlegung der technischen Spezifikationen durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) im Februar 2020 anfangen. Auch jetzt erfolgt die Umsetzung des GDEWs jedoch nur schleppend.

Außerdem stellt die Umsetzung von GDEW und MsbG auch aus der einzelwirtschaftlichen Sicht eine Herausforderung für die Netzbetreiber dar. Große Bandbreite bei den Kostengrößen für den Rollout von iMSys, Preissteigerung für Smart-Meter-Rollout in den letzten Jahren und eine Reihe von Leistungen, wie etwa Messleistungen, werden in der Preisobergrenze (POG) nicht genügend berücksichtigt (Ernst & Young, 2018). Zudem fehlen die Rahmenbedingungen für die begleitenden Investitionen im Marktbereich (Ernst & Young, 2018). Die Deckelung der Einnahmen aus dem Smart-Meter-Rollout durch die POG führt dazu, dass die Netzbetreiber erst nach Jahren eine positive Rendite erwirtschaften können. Infolgedessen wird der Fokus bei den Netzbetreibern auf andere Bereiche und alternative Technologien zu Smart-Meter-Gateways (SMGW) gelegt. Daher bestehen Zweifel, ob das GDEW wie geplant umgesetzt werden kann. Ernst & Young (2020) empfehlen zur Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts weitere Anreize für den Ausbau der iMSys zu schaffen. Sie schlagen unter anderem vor, die jetzige POG für die Messentgelte zu überprüfen und die Anreize an den Rollout-Fortschritt (Erreichen bestimmter Rollout-Quoten als Output) zu binden (Ernst & Young, 2020, S. 45).

In Frankreich hat die Regulierungsbehörde ein Instrument von Bonus-Malus-Zahlungen für die Netzbetreiber eingeführt, das auf den drei folgenden Kriterien basiert:

¹⁴ Deutschen Haushalte, die einen Jahresverbrauch von deutlich weniger als 6.000 kWh haben, sind von der gesetzlichen Einbaupflicht nicht betroffen. In diesen Haushalten muss gesetzlich bis 2032 lediglich eine moderne Messeinrichtung – also ein einfacher digitaler Stromzähler ohne Gateway – eingebaut werden.

- 1) Investitionskosten; Pflicht, die Investitionen zu den niedrigsten Kosten zu tätigen,
- 2) rechtzeitige Bereitstellung; der Indikator ist an die Anzahl der installierten und kommunikationsfähigen intelligenten Zähler im Vergleich zur geplanten Anzahl, und
- 3) Serviceleistung; diese wird anhand erfolgreicher oder fehlgeschlagener Zählerablesungen, effizienten Online-Diensten und der Antwortzeit für Remote-Service-Anfragen gemessen.

Falls die Netzbetreiber die vordefinierte Leistung nicht einhalten, müssen sie mit Malus-Zahlungen rechnen (French Energy Regulatory Commission, 2014).

Der Smart-Meter-Rollout könnte auch durch weniger kapitalintensive Finanzierungsmodelle beschleunigt werden. Ein Beispiel dafür wäre die Auslagerung der physischen und betrieblichen Aspekte eines Smart Metering-Systems an Dritte. Dabei kann der Netzbetreiber die Betriebsverantwortung für das Smart Metering einem Drittanbieter übergeben – so genanntes „Smart-Metering-as-a-Service“ (SMaaS)-Modell. Außerdem können die Netzbetreiber ein „Infrastructure-as-a-Service“ (IaaS)-Modell anwenden, wobei sie die Option haben, die Messtechnik gegen eine nutzenbasierte Vergütung zu mieten oder zu leasen. Ein Finanzierungspartner stellt die Messtechnik bereit. Die Kosten für Installation der Zähler, die Hard- und Software und Wartung fließen in die Betriebskosten des Netzbetreibers. Eine Option für Beanreizung wäre es, die Kosten für solche Dienstleistungen – mittels des oben erwähnten FOCS-Ansatzes – als Kapitalkosten zu behandeln. Regierungsbehörden in Kalifornien, New York und Illinois erforschen diese neuen finanziellen Anreizmechanismen, um die Akzeptanz von solchen Dienstleistungen bei den Netzbetreibern zu steigern (AEEI, 2018b).

D3. Datenschutz und Cybersicherheit

Digitalisierungsprozesse bringen hohe Risiken in Bezug auf Datenschutz und Cybersicherheit mit sich. Die Netzbetreiber übernehmen die Verantwortung für den diskriminierungsfreien und sicheren Umgang mit den ihnen anvertrauten Kundendaten und sind gesetzlich verpflichtet IT-Sicherheit (Funktionssicherheit, Verfügbarkeit) und Daten-Sicherheit (Schutz vor Verfälschung, Zerstörung und unzulässiger Weitergabe) zu gewährleisten. Es wird z.B. von CEER empfohlen, dass die nationalen Energieregulierungsbehörden notwendige Regulierungsmechanismen schaffen, Praxis-Leitfäden anbieten und die Ausgaben in Bereichen Datenschutz und Cybersicherheit überwachen (CEER, 2018).

Im Juli 2016 verabschiedete die Europäische Kommission die erste EU-weite Richtlinie zur Netz- und Informationssicherheit (NIS-Richtlinie) mit dem Ziel, das allgemeine Niveau der Cybersicherheit in Europa zu erhöhen. Die EU NIS-Richtlinie wurde im Juni 2017 in deutsches Recht umgesetzt. Außerdem wurde in Deutschland mit dem Inkrafttreten des IT-Sicherheitsgesetzes im Juli 2015 ein einheitlicher Rechtsrahmen für die Zusammenarbeit von

Staat und Unternehmen für mehr Cyber-Sicherheit bei den Kritischen Infrastrukturen (KRITIS) etabliert. Zudem wurden noch Regelungen für Anbieter digitaler Dienste implementiert.

Seit dem Inkrafttreten der Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) im Mai 2018 unterliegt die Datenspeicherung besonders strengen Vorschriften. Im Bezug darauf müssen die Regulierungsbehörden inhaltlich eng mit den für Datenschutz und IT-Sicherheit zuständigen Behörden zusammenarbeiten und sicherstellen, dass die Energieunternehmen die entsprechenden Sicherheitsmaßnahmen umsetzen. Die Datenschutzmaßnahmen sollen nicht nur netzdienliche Aspekte berücksichtigen, sondern auch verschiedene Nutzenaspekte der Kunden, wie etwa erhöhte Sicherheit der persönlichen Daten, Effizienzangebote und Kostenersparnisse und die Maßnahmen zur Erhöhung der Transparenz und des Vertrauens im Umgang mit personenbezogenen Daten und der Akzeptanz von neuen, digitalen Geschäftsmodellen. Die Netzbetreiber stehen damit vor einer wichtigen Aufgabe, ihre innovative Tätigkeit und die damit verbundene Reputation auf das Daten-Management (Datensammlung, -speicherung und -verarbeitung) und damit verbundenen Kundennutzen zu übertragen.

Output-orientierte Anreize können die Netzbetreiber ermutigen, proaktiv in diesem Bereich tätig zu sein. Die Regulierungsbehörde können z.B. „Data-Best-Practice“-Richtlinien für Cybersicherheit und Datenschutz erarbeiten und die Netzbetreiber für ihre Umsetzung finanziell belohnen oder bestrafen. Außerdem könnte für IT-Kosten ein separater Regulierungsansatz im Rahmen der ARegV erarbeitet werden.

Ein prominentes Beispiel für die regulatorische Behandlung von IT-Kosten bezogen auf Cybersicherheit ist das britische Regulierungsmodell RIIO. Nach diesem Modell können die Netzbetreiber die Kosten für Cybersicherheit im Rahmen eines Unsicherheitsmechanismus berücksichtigen, der für schwer vorhersehbare Kostenkategorien im RIIO-Regulierungsmodell geschaffen wurde. In der zweiten Regulierungsperiode (RIIO-2), die im Jahr 2023 beginnt, wird für diese Kosten ein separater Regulierungsmechanismus eingeführt. Die Netzbetreiber können basierend auf einer neuen Regelung die Cyberkostenzuschüsse direkt in ihre Businesspläne aufnehmen, die anschließend vom Regulierer Ofgem geprüft und genehmigt werden (Ofgem, 2019b; CEPA, 2018).

E Whole System Approach

Der Netzbetreiber ist rechtlich und organisatorisch weitgehend vom Gesamtsystem entflochten. Dies gilt sowohl in Bezug auf die übrigen Wertschöpfungsstufen der Stromversorgung als auch andere, verbundene Sektoren (z.B. Gas, Wärme, Telekommunikation).

Allerdings haben die Aktionen eines Netzbetreibers unmittelbare Auswirkungen auf andere Akteure im Gesamtsystem und umgekehrt. Die individuelle Optimierung der einzelnen

Aktionen der Netzbetreiber kann daher zu Konflikten führen, die dem ökonomischen Ziel der Gesamtsystemoptimierung entgegensteht. CEER (2018, S. 29) greift diese Thematik unter dem Begriff *Whole System Approach* (WSA) auf: „The WSA requires the DSO to look at net benefits on a wider basis than their own grid.“ Der britische Energieregulator Ofgem arbeitet im Rahmen von RIIO-2 auch verstärkt in diese Richtung. Der McNulty Bericht aus 2011 dürfte hier ein wesentlicher Hintergrund gewesen sein. Der so genannte McNulty-Bericht (2011) für die britische Regierung untersucht die Effizienz des britischen Eisenbahnsystems mit zwei Hauptschlussfolgerungen: 1) das britische Eisenbahnsystem war (mit Stand 2011) deutlich weniger effizient als vergleichbare Eisenbahnsysteme, 2) die Hauptursache für diese Ineffizienz ist eine weitreichende Fragmentierung des Systems, die zu Fehlanreizen (*misaligned incentives*) führt. Der Bericht macht viele Handlungsempfehlungen: über allem steht aber eine verbesserte Gesamtsystemoptimierung. Die regulatorische Herausforderung liegt dabei, wie CEER (2018, S. 29) anmerkt: “in some situations, externalities not fully priced in must be considered by regulators.“ Das bringt die Thematik genau auf den Punkt: Output-orientierte Regulierung setzt punktuell Anreize, um solche externen Effekte in der individuell optimierten Entscheidung zu berücksichtigen. Der WSA ist relativ neu und viele Fragen, insbesondere in der Umsetzung, sind offen und sicherlich komplex.

Der WSA zeigt auch die Grenzen der Entflechtung auf: Entflechtung der Netzbereiche fördert den Wettbewerb bei den Netznutzern, was zweifellos gesellschaftlich vorteilhaft ist, aber die weitgehende Fragmentierung des Sektors führt zu einem Verlust an Koordination (vgl. Brunekreeft, 2015). Diese beiden Effekte müssen abgewogen werden. Allerdings führt diese Einsicht nicht zu einem Zurückdrehen der Entflechtungsmaßnahmen, sondern zu einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung: output-orientierte Regulierung sollte netzübergreifende Effekte besser berücksichtigen.

CEER (2020) unterscheidet drei Ebenen des WSA, die jeweils den Schnittstellen entsprechen, an denen Koordinationsprobleme auftreten können: 1) Whole-network approach, 2) Whole-chain-approach, und 3) Cross-systems approach (vgl. Abbildung 9).

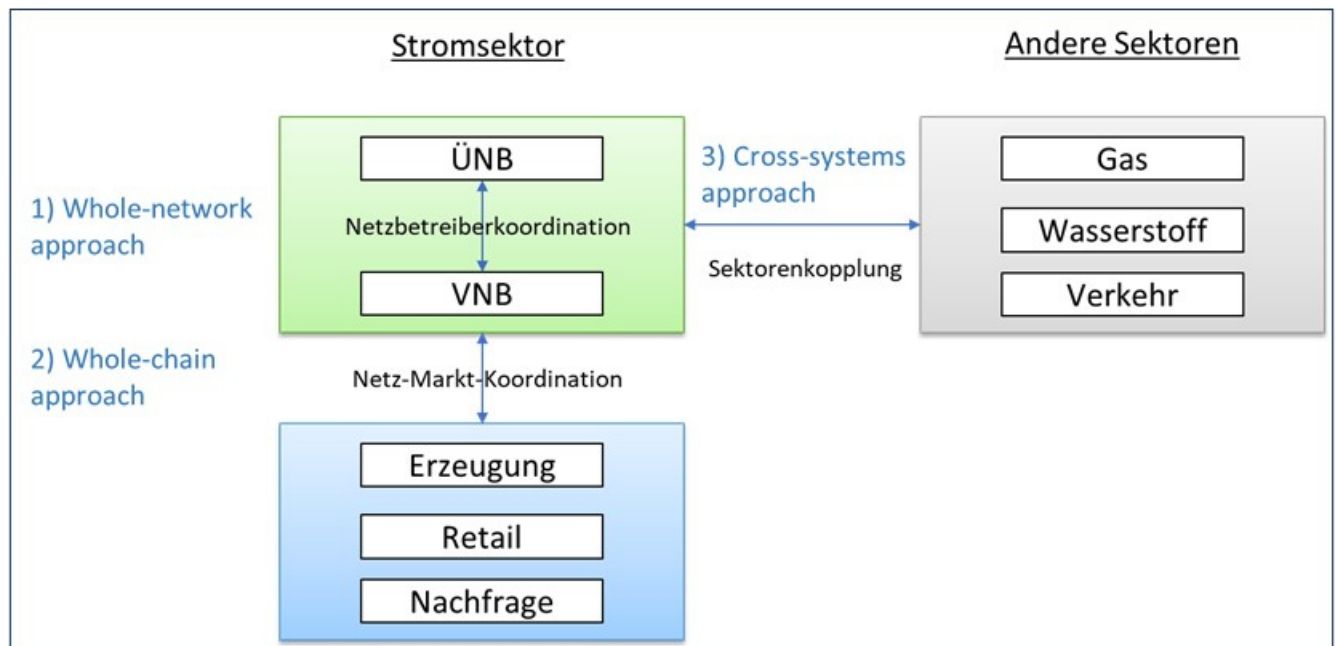


Abbildung 9: Drei Ebenen des Whole System Approach

Quelle: eigene Darstellung nach Einteilung von CEER (2020).

Der whole-network approach betrifft dabei die Koordination zwischen den Netzen bzw. Netzebenen des Stromsektors, und dabei insbesondere die ÜNB-VNB-Koordination. Der whole-chain approach zielt auf die Abstimmung zwischen reguliertem Netzbereich und Strommärkten (Netz-Markt-Koordination). Beim cross-systems approach geht es um die Koordination zwischen verschiedenen Sektoren (Sektorenkopplung). Diese drei Ebenen des WSA werden in den folgenden Unterabschnitten näher betrachtet:

E.1 ÜNB-VNB-Koordination

E.2 Koordination zwischen Netz und Markt

E.3 Sektorenkopplung (Polygrid)

E.1 ÜNB-VNB -Koordination

Die schnelle Zunahme bei der dezentralen Erzeugung, meist mit erneuerbaren Energien, bewirkt eine Zunahme von Netzengpässen auf mittleren und höheren Spannungsebenen. Gleichzeitig kann mittels Zugriff auf dezentrale Erzeugung und Last auch ein Aufheben dieser Netzengpässe ermöglicht werden, indem diese gezielt als Flexibilität eingesetzt werden. Derzeit wird diskutiert, wie die zur Verfügung stehende Flexibilität abgerufen werden kann und vor allem von wem. Es kann hierbei zu (negativen wie positiven) externen Effekten kommen: Der Einsatz von Flexibilität zum Beheben eines Engpasses in einem Netz kann den Engpass in einem anderen Netz vergrößern oder verkleinern.

Die Ausgestaltung der Regeln zur Flexibilitätsbeschaffung ist derzeit im Prozess und wird geprägt von der Frage nach der optimalen Koordination zwischen nachgelagerten Netzbetreibern: ÜNB-VNB-Koordination. Hierbei sind zwei Aspekte zu betrachten.

Erstens, der Informationsaustausch. Die Flexibilitätsplattformen werden so gestaltet, dass jeder Netzbetreiber netzübergreifende Informationen hat. Grundsätzlich umfasst der Ansatz drei Bausteine: 1) die Rollenverteilung zwischen dem TSO und DSO beim Flexibilitätseinsatz ist klar definiert, 2) Netzbetrieb und -Planung erfolgen transparent, und 3) der Informationsaustausch zu systemübergreifenden Effekten des Netzbetreiberhandelns ist gewährleistet. Der Informationsaustausch ist notwendig für die Koordination, reicht jedoch nicht aus.

Der zweite Aspekt betrifft die Anreizstruktur der Netzbetreiber. Selbst wenn jeder Netzbetreiber alle Informationen zu den Auswirkungen der eigenen Flexibilitätsbeschaffung hat, ist es durchaus möglich, dass der einzelne Netzbetreiber nicht die für das Gesamtsystem optimale Lösung wählt, sondern die regulierungsbedingte individuell „optimale“ Lösung für das eigene Netz. Hier greift der WSA: Es gilt die Anreize für die individuellen Netzbetreiber so zu gestalten, dass sie bei der individuellen Optimierung gleichzeitig die gesamtsystem-optimale Lösung einsetzen; d.h. die Auswirkungen der Flexibilitätsbeschaffung zur Behebung von Netzengpässen auf andere Netze sollten mitberücksichtigt werden.

Hierbei sind verschiedene Anreizmechanismen denkbar, die an dieser Stelle jedoch nicht weiter vertieft werden können:

- Anpassung von Regulierungssystemen (z.B. sliding scales)
- Cost- und Benefit-Sharingmodelle (z.B. cap and trade)
- Anpassung der Marktgestaltung (z.B. innovative Preissetzungsmechanismen)
- Innovative Governance-Strukturen (z.B. gemeinsame Ziele, Allianzen, Joint Ventures)

E.2 Koordination zwischen Netz und Markt

Mit dem zunehmenden Bedarf an netzdienlicher Flexibilität, die vorwiegend von den Marktakteuren bereitgestellt werden soll, gewinnt auch die Koordination zwischen dem regulierten Netzbereich und dem Marktbereich an Bedeutung. Dabei stellen die Entflechtungsregeln eine zentrale Herausforderung dar: Die Fragmentierung der Wertschöpfungsstufen führt regulatorisch zu einem „blinden Fleck“, da Kosten und Nutzen, die außerhalb des eigenen Netzes anfallen, nicht mehr explizit Teil des Optimierungskalküls des Netzbetreibers sind. Auch schränken die gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben die Möglichkeiten für Kooperationen zwischen Netz und Markt häufig ein.

Die Problematik wird durch das Beispiel so genannter Multi-Use-Speicher gut illustriert (vgl. Meyer et al., 2017). Stromspeicher, z.B. in Form von Batterien, können sowohl marktdienlich

(zur Erzielung von Arbitragegewinnen) als auch netzdienlich (als Flexibilität) eingesetzt werden. In der Regel sind sie jedoch nur rentabel, wenn sie flexibel für beide Zwecke eingesetzt werden können. Dies erfordert eine Kooperation, bei der Einsatzzeiten, Kosten und Erlöse zwischen reguliertem Bereich und Markt aufgeteilt werden. Nach Artikel 54 (1) der EU-Richtlinie¹⁵ dürfen zumindest Übertragungsnetzbetreiber jedoch ausdrücklich „nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben“. Eine Ausnahme lassen die Entflechtungsvorschriften lediglich zu, wenn sich nach einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren kein Marktinvestor findet. Auch in diesem Fall lässt der gesetzliche und regulatorische Rahmen jedoch keine Mehrfachnutzung zu, da der Übertragungsnetzbetreiber den Speicher ausschließlich netzseitig einsetzen darf.

Ökonomisch ließe sich eine Speicherausschreibung jedoch auch so gestalten, dass eine Kofinanzierung des Speichers aus Markterlösen und regulierten Erlösen möglich wird. Die wettbewerblichen Ausschreibungsgebote stellen die Zahlungsbereitschaften der Marktinvestoren dar und entsprechen somit dem erwarteten *marktseitigen* Wert des Speichers. Der *netzseitige* Wert des Speichers muss folglich mindestens den verbleibenden Kosten entsprechen, und nur diese Kosten würden regulatorisch vergütet werden. Somit könnte auch der Netzbetreiber um die Errichtung des Speichers mitbieten und würde bei erfolgreichem Gebot keine Möglichkeit der Quersubventionierung haben. Dies würde im Gegenteil die Anreize des Netzbetreibers schaffen, den Speicher effizient dort einzusetzen, wo er gerade den höchsten Nutzen erzielt, da sich seine Erlöse im Sinne der output-orientierten Anreize genau danach bestimmen, welcher Markterlös mit dem Speicher erzielt werden kann (Meyer et al., 2017).

E.3 Sektorenkopplung (Polygrid)

Die Energiewende ist als gesamtgesellschaftliche Herausforderung zu sehen, die neben dem Stromsektor auch andere Sektoren wie Gas, Mobilität und Telekommunikation betrifft. Das vorrangige Ziel der Sektorenkopplung besteht darin, mögliche Synergieeffekte an den Schnittstellen dieser Bereiche zu nutzen. Aus Sicht der Netzregulierung bedeutet dies, dem Netzbetreiber die Möglichkeit und die ökonomischen Anreize zu geben, sektorübergreifende Kooperationen durch Netzmaßnahmen zu unterstützen.

¹⁵ RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Europäische Kommission, Brüssel.

Bei der Dekarbonisierung von Verkehr- und Industriesektor steht beispielsweise der Einsatz von grünem Strom in einem direkten Wettbewerb zu grünem Wasserstoff. Wasserstoff kann dann zum Zielort in der Regel über vier verschiedene Infrastrukturen transportiert werden:

- a) durch ein dediziertes Wasserstoffnetz,
- b) durch ein umgebautes Gasnetz,
- c) durch das Stromnetz zur Wasserstoffumwandlung vor Ort, und
- d) als Liquid durch das Verkehrsnetz.

Die in den jeweiligen Sektoren als Monopol agierenden Infrastrukturen treten damit bei der Dekarbonisierung von Verkehr und Industrie in Konkurrenz zueinander auf. Derzeit werden die Entscheidungen zur Weiterentwicklung dieser Infrastrukturen unter unterschiedlichen sektorspezifischen Rahmenbedingungen getroffen, die nur begrenzt aufeinander abgestimmt sind. Dies verzerrt die effiziente Entwicklung der Infrastruktur und verursacht damit volkswirtschaftliche Zusatzkosten.

Der Whole System Approach kann zur Verzahnung der Strom-, Wasserstoff-, Gas-, und Verkehrsnetze eingesetzt werden und eine effiziente Dekarbonisierung von Verkehr- und Industriesektor fördern. Das hierdurch entstandene „Polygrid“ wird aus der Systemsicht optimiert, indem die Betreiber von den betroffenen Infrastrukturen miteinander koordiniert werden. Ähnlich wie bei der Koordination der Stromnetzbetreiber, die wir bereits oben andiskutiert haben, sind auch in diesem Rahmen verschiedene Umsetzungsansätze denkbar:

- Harmonisierung der sektorspezifischen Rahmenbedingungen
- Cost- und benefit-sharing-Modelle
- Direkter Infrastrukturwettbewerb
- Innovative Governance-Strukturen

Eine Frage, die hier auftritt, ist inwiefern eine differenzierte Netzbepreisung im Stromnetz die richtigen Anreize für den Einsatz und die Entwicklung anderer Netze setzt. Das betrifft insbesondere die Wasserstoffinfrastruktur.

F Nachhaltigkeit

Bei der Umsetzung der europäischen und nationalen Ziele zur Minderung der THG-Emissionen kommt auch den Stromnetzen eine wichtige Rolle zu. Im Zeitraum von 2000 bis 2018 hat sich die installierte Leistung der in Deutschland ans Stromnetz angeschlossenen erneuerbaren Energien beinahe verzehnfacht, von 12 GW auf 118 GW. Eine bedeutende Rolle spielen dabei die Verteilnetze: 90 % der erneuerbaren Leistung wird in diese Netze eingespeist (E-Bridge, IAEW & Offis, 2014). Laut dem letzten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 wird die installierte erneuerbare Erzeugungsleistung bis 2030 auf bis zu 200 GW steigen

(Bundesregierung, 2020, S.33). Der Bedarf an überregionalem Stromtransport aus vielen neuen Erneuerbare-Energien (EE)-Anlagen steigt rapide an, und dadurch wachsen auch die technologischen Anforderungen an das Stromnetz (Buchmann et al., 2019).

In allen drei Szenarien des NEP 2019-2030 wurden zum ersten Mal die bindenden CO₂-Minderungsziele aufgenommen; die maximale Zielgröße für CO₂-Emissionen im Jahr 2030 wurde in Höhe von 184 Millionen Tonnen festgelegt, für 2035 sollen es maximal 127 Millionen Tonnen sein (BNetzA, 2018, S.5). Die BNetzA prüft begleitend in einer strategischen Umweltprüfung die NEP-Maßnahmen auf ihre voraussichtliche Umweltauswirkungen. Bei dem Prüfungsverfahren berät sie sich mit Behörden, Sachverständigen und der Öffentlichkeit (BNetzA, 2019).¹⁶

Neben den Nachhaltigkeitsbestrebungen durch weitere Integration der erneuerbaren Energien, können aber auch die Stromnetze und deren Betrieb selbst signifikant zur Nachhaltigkeit beitragen. Ein Überblick findet sich in Abbildung 10.

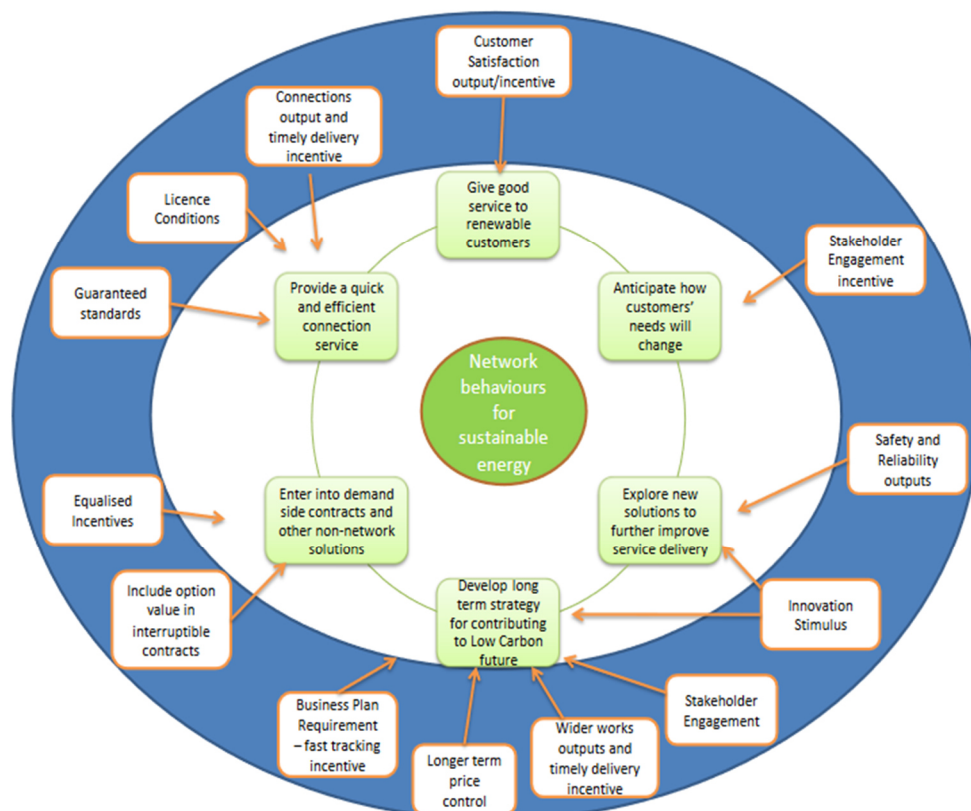


Abbildung 10: Anreizkomponenten unter RIIO zur Erreichung der Umweltziele.

Quelle: Ofgem, 2012, S. 13.

¹⁶ https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/nep-ub/de.html

Im Zusammenhang mit der Reduktion von THG-Emissionen sind zwei Handlungsfelder für die Netzbetreiber von besonderer Bedeutung, die im Folgenden näher dargestellt werden:

F.1 Reduktion der THG-Emissionen im Netzbetrieb

F.2 Netzintegration erneuerbarer Energien

F.1 Reduktion der 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. Die Netzbetreiber, die sich im Bereich Nachhaltigkeit engagieren, bilanzieren und berichten ihren CO₂-Fußabdruck gemäß den Richtlinien des Greenhouse Gas Protocols (Treibhausgasprotokolls)¹⁷, der die Scope 1-, Scope 2- und die Scope 3-Emissionen beinhaltet:

- Die von dem Unternehmen direkt kontrollierten Scope 1-Emissionen setzen sich aus den CO₂-Emissionen im Betrieb, wie etwa SF₆-THG¹⁸ und aus den CO₂-Emissionen, die bei der fossilen Gebäudeheizung und bei der Nutzung des eigenen KFZ-Fuhrparks entstehen.
- Die Scope 2-Emissionen umfassen indirekte CO₂-Emissionen von zugekauftem Strom, Fernwärme und Kühlung, die im Unternehmen verbraucht werden. Dazu gehören der Stromverbrauch in Anlagen des Stromnetzes und die Stromverluste in den Netzleitungen, die vor allem bei der Übertragung von EE-Strom auftreten, weil dieser oft durch lange Strecken transportiert werden muss und die EE-Stromverluste sich derzeit schwer vermeiden lassen.
- Zu den Scope 3-Emissionen zählen sonstige indirekte Emissionen wie etwa CO₂--Emissionen von Geschäftsreisen, CO₂-Emissionen, die durch Verbrauch zugekaufter Strommengen beim Kunden und anderen zugekauften Dienstleistungen und Produkten entstehen. Außerdem enthält der CO₂-Fußabdruck die vermiedenen CO₂-Emissionen durch den Ausbau der EE-Erzeugung und Energieeffizienzprojekte und EE-Ausbau bei Kunden.

Die damit verbundenen Umweltschutzausgaben (Investitionen in Umweltschutz und laufende Anwendungen im Umweltschutz) werden allerdings nicht explizit beanreizt. Es können zwar

¹⁷ Für mehr Informationen siehe <https://ghgprotocol.org/>.

¹⁸ Schwefelhexafluorid (SF₆) ist ein Treibhausgas, das in Umspannwerken verwendet wird. Es ist auch ein Treibhausgas mit einer Strahlungskraft, die 23.900 Mal höher ist als die von Kohlendioxid (CO₂). Gleichzeitig ist es ein äußerst wirksamer elektrischer Isolierstoff, für den bislang es noch keine adäquate Alternative gibt (Ofgem; <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/sulphur-hexafluoride-sf6-emissions-electricity-transmission-riio-t1>).

die Kosten der Beschaffung von Verlustenergie (Energie zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste) als volatile Kostenanteile gemäß des § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 der ARegV berücksichtigt werden. Diese Regel betrifft aber nicht Stromverluste oder die CO₂-Emissionen, die bei den Stromverlusten entstehen (Ecofys, 2013). Es fehlen finanzielle Anreize, die den Netzbetreiber z.B. die Begrenzung der Anwendung von SF₆ im Betrieb kompensieren. Output-orientierte Anreize könnten den Netzbetreiber ermöglichen, die kostenwirksamen Mittel zur Erreichung von THG-Reduktion auszuwählen und dafür finanzielle oder nicht-monetäre Belohnungen erhalten.

Ein gutes Beispiel dafür bieten die output-orientierten Anreize, die in Großbritannien im Rahmen von RIIO zur Reduktion von CO₂-Emissionen und zur Beseitigung von Umweltproblemen im Netzbetrieb eingeführt wurden. Sie umfassen folgende Anreizmechanismen:

- 1) *Business Carbon Footprint*; ein nicht-monetärer Anreizmechanismus, der die Erfüllung der umweltbezogenen Aufgaben und die Reduktion der Klimaemissionen bei den drei Scopes des CO₂-Fußabdrucks fördert. Dabei wird die Zielerreichung des Netzbetreibers bewertet, aber es gibt dafür keine finanzielle Belohnung (Ofgem, 2017a).
- 2) *Anreizmechanismus zur Reduktion von SF₆-Emissionen*, wobei die ÜNB einem finanziellen Anreiz (Bonus-Malus-System) unterworfen sind, ihre Gasemissionen zu begrenzen. Ofgem legt die Zielwerte für SF₆-Emissionen fest, die die Netzbetreiber erreichen oder sogar übertreffen sollen (Ofgem, 2017a).
- 3) *Losses Discretionary Reward*; ein finanzieller Anreizmechanismus, der Maßnahmen zur Minimierung der Netzverluste fördert, die über die in den Geschäftsplänen festgelegten Maßnahmen zur Verlustreduzierung hinausgehen. Die Leistungen der Netzbetreiber werden von Ofgem bewertet und dementsprechend finanziell belohnt (Ofgem, 2017a).
- 4) *Environmental Discretionary Reward*; diese Regelung fördert gute Umweltleistungen des Netzbetreibers mit finanziellen und nicht-monetären Anreizen. Die Leistungen des Netzbetreibers werden von einem Gremium der Interessenvertreter (Stakeholders) bewertet. Bei der Bewertung werden Punkte unter anderem für hohe Standards im Umweltmanagement und THG- Reduzierung vergeben (Ofgem, 2014).

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 aufheben.

Zwar regelt insb. das EEG eine prioritäre Behandlung erneuerbarer Energien, aber das heißt nicht, dass die Netzbetreiber adäquate Anreize haben dies effizient umzusetzen oder gar darüber hinaus zu gehen. Im Gegenteil ist es leicht vorstellbar, dass verzerrte Anreize gegen eine verstärkte EE-Integration vorliegen.

Um die Netzintegration des EE-Stroms effektiv voranzutreiben, könnten noch weitere Maßnahmen ergriffen werden, beispielsweise

- Netzausbau beschleunigen (siehe dazu Abschnitt A.1)
- EE-Netzanschluss verbessern (siehe dazu Abschnitt A.2)
- Digitale Lösungen und Speicher für Optimierung bzw. Kapazitätssteigerung der Netze fördern
- EE-Priorität bei Beschaffung von Systemdienstleistungen (Regel- und Reserveenergie), falls möglich, geben.

Diese Maßnahmen verursachen häufig zusätzliche Ausgaben und erfordern entsprechende regulatorische Anreize, wie beispielsweise im Falle digitaler Lösungen, die eine Erhöhung der Netzkapazität für eine bessere EE-Integration ermöglichen. Die Maßnahmen umfassen unter anderem den Einsatz von Energiespeichern und Investitionen in smarte Technologien. Die Netzbetreiber können beispielsweise DERMS (distributed energy resources management system) zusammen mit modernen Kommunikationssensoren, Datenplattformen und künstlicher Intelligenz dafür einsetzen. Gemäß § 23 ARegV werden Kosten für solche Maßnahmen als Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen anerkannt. Allerdings gilt diese Regelung grundsätzlich nur für Netzinvestitionen, die ein Teil des Netzentwicklungsplanes sind. Neue technologische Lösungen, die über die bereits in NEP verankerten Maßnahmen hinausgehen, sind häufig mit einem hohen OPEX-Anteil an den Gesamtkosten verbunden, die nur begrenzt in der ARegV beanreizt werden.

Mittels gezielter output-orientierter Erlösbestandteile könnten die Maßnahmen einer EE-Netzintegration unmittelbar beanreizt werden. Beispielsweise wird in New York die Leistung der Netzbetreiber im Bereich der EE-Netzintegration auf Grundlage einer Umfrage bei den EE-Anbietern bewertet und durch einen Earning Adjustment Mechanism (eine Bonus-Malus-Regelung) beanreizt (Littell & Shipley, 2017, S. 17-18). Außerdem könnten die Netzbetreiber eine festgelegte finanzielle Belohnung für das Erreichen der EE- Einspeisungsquote ins Netz erhalten (Gold et al., 2020).

G Soziales

In jüngster Zeit haben vor allem Unternehmensberater das Konzept des "true value" oder "total value" entwickelt (vgl. True Price et al., 2014). Das wirtschaftliche, soziale und rechtliche Umfeld von Unternehmen verändert sich. Leistungsziele, die über reine Finanzkennzahlen hinausgehen, gewinnen an Bedeutung. Mit anderen Worten: Der "true value" eines

Unternehmens beschränkt sich nicht auf "interne" Finanzkennzahlen, sondern umfasst weitere "externe" Dimensionen. Diese umfassen auch eine soziale Dimension (vgl. True Price et al. 2014, S. 23).

Im Folgenden vertiefen wir drei Anwendungsbereiche für die Beanreizung sozialer Aspekte:

G.1 Soziale Gerechtigkeit bei den Netznutzern

G.2 Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

G.3 Gesellschaft im Allgemeinen: Smart Cities

G.1 Soziale Gerechtigkeit bei den Netznutzern

Idealerweise erfüllen die Netzbetreiber die netzbezogenen Bedürfnisse der Netznutzer auf eine faire, sozialverträgliche Art und Weise. Zentrale Handlungsfelder für soziale Gerechtigkeit sind vor allem die Struktur der Netzentgelte und die Ausgestaltung der netzseitigen Beschaffung.

Im Fokus steht zunächst die Erschwinglichkeit der Netznutzung für unterschiedliche Nutzergruppen und die Verhältnismäßigkeit der Beiträge, die unterschiedliche Gruppen zur Netzfinanzierung leisten. Neben dem naheliegenden Anliegen, kleine, einkommensschwache Netznutzer zu entlasten, wird gegenwärtig beispielsweise eine ‚Entsolidarisierung‘, also ein unverhältnismäßig, womöglich unsolidarisch niedriger Finanzierungsbeitrag, von Netznutzern mit Eigenerzeugung diskutiert. Bei gleichbleibenden Gesamtkosten bedeuten verringerte Beiträge der Eigenerzeuger unmittelbar höhere Netzentgelte für die restlichen Netznutzer. Eine ähnliche Dynamik ergibt sich durch Rabatte für Großkunden im internationalen Wettbewerb, die durch Aufschläge auf die allgemeinen Netzentgelte finanziert werden.

Eine vergleichbare Problematik, wenn auch leicht anders gelagert, ergibt sich für lokale Energiegemeinschaften, die zwar über das öffentliche Netz, aber eben lediglich lokal Strom austauschen. Solche dezentralen Strukturen, sind gemäß der EU-Richtlinien für erneuerbare Energien und zum Strombinnenmarkt (EU 2019/2001 und EU 2019/944) unter anderem zur Inklusion und zur Stärkung des Zusammenhaltes vor Ort erwünscht, werden aber gegenwärtig mit prohibitiv hohen Netzentgelten, als Beitrag zur Finanzierung der gesamten, anstatt spezifisch zur lokalen Infrastruktur belegt.

Weitere soziale Aspekte können sich aus den Verdienstmöglichkeiten bei netzbetreiberseitiger Beschaffung oder der Bereitstellung von für unterschiedliche Gruppen passenden Netzangeboten ergeben. Märkte für Netzdienstleistungen und Flexibilität sind etwa vor dem Hintergrund von Transaktionskosten und Präqualifizierung häufig vor allem für große Netznutzer konzipiert und somit für dezentrale Nutzer mitunter nicht oder nur schwer zugänglich.

Die Kriterien Fairness oder soziale Gerechtigkeit sind naturgemäß wenig konkret. Die entsprechende Wahrnehmung ist stark kulturell geprägt und kontextabhängig (Neuteleers et al., 2017). Dementsprechend kann die nötige Akzeptanz, und somit auch die Zielerfüllung, sowohl durch Kommunikation als auch durch eine objektive Verbesserung der Situation für marginalisierte Gruppen erreicht werden. Oftmals werden Abweichungen vom akzeptierten, gewohnten Status Quo als unzulänglich empfunden. In einem sich stark verändernden Energiesystem sind deshalb Anreize zum Ausgleich unerwünschter Verteilungseffekte noch stärker geboten.

Aktuell steht der soziale Ausgleich für Netzbetreiber nicht im Fokus. Anreize bestehen mitunter in Form von nicht-monetären, strukturellen Mechanismen, etwa über die kommunale Beteiligung an Verteilnetzbetreibern unterhalb der deminimis-Schwelle. In den Verordnungen zu Netzanschluss und Netzentgelten sind darüber hinaus Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Sondertatbestände etwa für Haushaltskunden angelegt. Vor allem vor dem Hintergrund eines sich ändernden Nutzungsverhalten umfassen sie aber gleichermaßen auch Regeln, die die Ungleichheit potenziell verstärken.

Es ist durchaus denkbar, dass manche sozialen Aspekte als Output beim Netzbetreiber angereizt werden können, während andere Benachteiligungen innerhalb des Netzsystems in Kauf genommen und durch progressive Elemente im Gesamtsystem ausgeglichen werden sollten.

G.2 Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Die Netzbetreiber müssen sichere Netze betreiben und dabei Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz nicht nur für ihre eigenen Mitarbeiter garantieren, sondern auch für die Mitarbeiter der beauftragten Firmen, die auf den Baustellen der Netzbetreiber tätig sind. Die Gewährleistung von Arbeitssicherheit trägt (in)direkt zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei und ist somit auch von großer Bedeutung für Versorgungssicherheit. Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, die Gesundheitsgefährdungen von Arbeitern durch Unfälle im Unternehmen, an elektrischen Anlagen, beim Arbeiten in der Höhe zu minimieren, sowie Erkrankungen zu vermeiden. Die Netzbetreiber müssen gemäß dem Arbeitssicherheitsgesetz und Arbeitsschutzgesetz sowie der ISO-Norm 45001 zur Standardisierung der Managementsysteme im Arbeitsschutz dafür sorgen, dass Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz Bestandteil der unternehmerischen Zielsetzungen sind und in allen Arbeitsebenen des Unternehmens konsequent umgesetzt werden. Die Netzbetreiber sind als Arbeitsgeber verpflichtet, eine betriebliche Arbeitsschutzorganisation zu bilden und erforderliche Mittel bereitzustellen, entsprechende Sicherheitsmaßnahmen am Arbeitsplatz auszuarbeiten und eine effektive Umsetzung dieser Maßnahmen auf allen Ebenen des Unternehmens zu garantieren. Diese Maßnahmen werden

in unterschiedlicher Form umgesetzt; es werden unter anderem persönliche Schutzausrüstung an die gesetzlichen Anforderungen angepasst, Workshops und Schulungen von Mitarbeitern im Rahmen der Berufsausbildung oder -Weiterbildung durchgeführt, Arbeitssicherheitswettbewerb unter den Mitarbeitern organisiert, Baustellen kontrolliert und Gesundheitsförderungsprogramme implementiert, sowie Unfälle am Arbeitsplatz statistisch erfasst. Solche Aktivitäten werden aufgrund gesetzlicher Vorschriften und der sozialen Verantwortung der Netzbetreiber gegenüber den Arbeitnehmern ausgeübt.

Ausgaben für diese betrieblichen Aktivitäten sind grundsätzlich im eigenen betriebswirtschaftlichen Interesse, weil durch Umsetzung von Arbeitsschutzmaßnahmen vor allem Produktivität und die soziale Reputation des Unternehmens steigt. Jedoch werden unternehmerische Aktivitäten im Bereich Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz regulatorisch nicht explizit beanreicht. Da die Einhaltung der Sicherheitsanforderungen gesetzlich verankert ist und von den Gesundheitsbehörden kontrolliert wird, unterliegt sie anderen Regelungen und Vorschriften. Es werden jedoch einzelne Kosten in der ARegV berücksichtigt, z.B. werden die Kosten für Berufsausbildung oder -Weiterbildung im Unternehmen gemäß §11 Absatz 11 ARegV als dnbK anerkannt.

Output-orientierte Regulierung mit monetären oder nicht-monetären Anreizen für das Erreichen bestimmter Sicherheitsniveaus bzw. Aktivitäten im Arbeitssicherheitsbereich kann die Netzbetreiber regulatorisch unterstützen. Dabei können die Sicherheitsanforderungen mit anderen Anforderungen an die Netzbetreiber kombiniert werden. In Großbritannien nehmen die Netzbetreiber die Kosten für Sicherheitsverpflichtungen in ihre Businesspläne auf und die Arbeitssicherheit wird als einer der wichtigen Komponente bei der Beurteilung des Gesamtrisikos des Netzes mitberücksichtigen (Ofgem, 2011, S. 9-14; Ofgem, 2017b, S. 27).

G.3 Gesellschaft im Allgemeinen: Smart Cities

Der Begriff Smart City umfasst eine Vielzahl Konzepte für urbane Räume, die es den Städten ermöglichen, durch vernetzte Informations- und Kommunikationstechnologien energieeffizienter und damit klimaschonender zu sein (ITU, 2015). Mehr als 150 Städte weltweit haben offiziell eine Smart-City-Strategie gestartet (Roland Berger, 2019). In Deutschland haben bereits 50 Städte Digitalstrategien verabschiedet. Gleich sechs Bundesressorts arbeiten aktuell an Smart-City- und Smart-Region-Förderungsprogrammen.

Der Fokus von Smart-City-Projekten liegt auf der Digitalisierung kritischer Infrastrukturen wie Telekommunikation, Energie oder die Daseinsvorsorge, die die Effizienz, Effektivität und Resilienz des Gesamtsystems steigern und CO₂-Neutralität fördern soll (vgl. Meier & Portmann, 2016; Vogel et al., 2018). Mit Hilfe von z. B. Sensoren in der gesamten städtischen Umgebung wird ein Internet of Things geschaffen, das sämtliche erfasste Daten in einer Datencloud verfügbar macht. Die Technologie ermöglicht ein umfassendes Interagieren von

Stadtbewohnern und umgebenen Technologien z. B. im Verkehrsbereich (E-Mobility) oder Gebäudebereich (Smart Home, Smart Building) (vgl. Weber et al., 2015 Gstrein et al 2016). Dadurch können auch bessere Lösungen zur Reduktion von Umweltbelastungen und Energieverbrauch entwickelt werden.

Intelligente und vernetzte Lösungen für die E-Mobility und netzbezogene Dienstleistungen in Smart Cities zu entwickeln, erfordert von den Netzbetreiber nicht nur enge Kooperation mit unterschiedlichen Akteuren, wie etwa Städten, Kommunen, Stadtwerken und Start-Ups-Entwicklern, sondern auch die Entwicklung von digitaler Infrastruktur (Götz, 2020).

Mit dem Einbezug des Verkehrssektors (E-Mobility) in die Smart-City-Projekte gewinnen diese Projekte für die Netzbetreiber an Bedeutung. Sie sind vor allem für Verteilnetzbetreiber relevant, da die Ladestationen für Elektromobilität primär an die Nieder- und Mittelspannungsebene des Stromverteilnetzes angeschlossen werden. Die Aufgabe der Verteilnetzbetreiber besteht darin, den bedarfsgerechten Netzanschluss der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität zu garantieren, Netzeinbindung intelligent zu steuern und für eine qualitativ hochwertige Stromversorgung der E-Fahrzeuge zu sorgen (BDEW, 2017). Es entstehen neue Geschäftsfelder für Netzbetreiber, die der Erfüllung von verschiedenen Mobilitätsbedürfnissen der Kunden dienen und die Möglichkeit für neue Erlösquellen für Dienstleistungen, wie etwa die Gestaltung des Anschlusses von Ladepunkten und Netzintegration von Elektrofahrzeugen, Energiespeicher und intelligente Ampelschaltungen bieten

Für diese Aktivitäten könnten auch output-orientierte Anreize angewandt werden. Die Netzbetreiber könnten für eine schnelle Netzanbindung von Ladepunkten eine finanzielle Belohnung erhalten. Auch Abschaltung von Ladegeräten für die Senkung der Leistungsnachfrage (gegen eine angemessene Vergütung) bei auftretendem hohem Strombedarf könnte finanziell belohnt werden. In Kalifornien z.B. werden derzeit mehrere Pilotprojekte zur Nachfragesteuerung durchgeführt, bei denen elektrische Fahrzeuge zur Lastverschiebung oder -reduzierung eingesetzt werden. Diese Pilotprojekte beinhalten einen regulatorischen Anreizmechanismus, der auf Pilotbasis die Nachfragesteuerung erleichtern und den Bedarf an Investitionsausgaben für die Vertriebsinfrastruktur reduzieren oder zumindest aufschieben soll (CPUC, 2018).

Im Bereich Energieeffizienz soll künftig smarte Straßenbeleuchtung eine große Rolle spielen. Über Lichtsensoren werden die Straßenlaternen gesteuert, bzw. automatisch geschaltet. Es werden auch Optionen getestet, die Straßenlaternen als Ladepunkte für Elektrofahrzeuge sowie für Messen von Lärm, Verkehrsfluss, Temperatur und Luftverschmutzung zu nutzen (Umweltdialog, 2018).

4 Diskussion und Fazit

Dieser Bericht greift mit der *output-orientierten Regulierung* (OOR) eine aktuelle Entwicklung in der Regulierungspraxis auf, die insbesondere durch die Energiewende an Relevanz gewinnt. Ziel der OOR ist die gezielte Beanreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. Dabei ersetzt OOR nicht die bestehende Erlösobergrenze der Anreizregulierung, sondern ergänzt diese um Erlöselemente (wie Bonus/Malus-Zahlungen), die an das Erreichen regulatorisch vorgegebener Outputziele gekoppelt sind. Abbildung 11 illustriert die Einordnung der OOR in das System der Anreizregulierung.

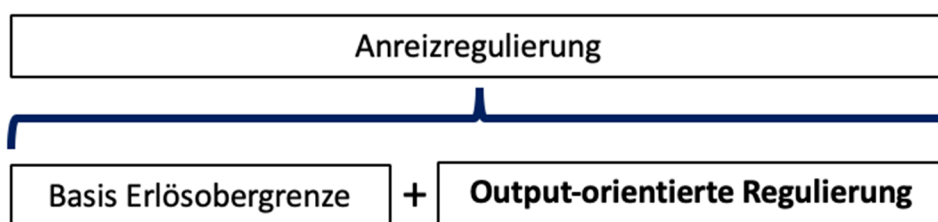


Abbildung 11: Einordnung der Begriffe

Quelle: eigene Darstellung.

In dieser Studie wurden die zentralen ökonomischen Gründe für den Einsatz output-orientierter Regulierungsinstrumente erörtert sowie konkrete Anwendungsbereiche für die Regulierung von Stromnetzbetreibern aufgezeigt und diskutiert. Neben der ökonomischen Rechtfertigung für OOR und dem unmittelbaren Bezug zu Stromnetzen waren vor allem zwei Kriterien entscheidend für die Auswahl der Anwendungsbereiche: Einerseits sollten (internationale) Erfahrungen zu den Anwendungsbereichen vorliegen, und zum anderen sollte die Untersuchung vorrangig auf Fälle beschränkt sein, die mit der Anreizregulierung in Deutschland bislang nicht oder nur unzureichend abgedeckt werden. Kern der Studie ist die Diskussion konkreter, praxisrelevanter Anwendungsbereiche in Abschnitt 3, die in der folgenden Tabelle 5 noch einmal zusammengefasst werden:

Tabelle 5: Anwendungsbereiche für output-orientierte Regulierung

Outputkategorie	Anwendungsbereiche
A. Netze	1. Geschwindigkeit des Netzausbaus 2. Geschwindigkeit von Netzanschlüssen 3. Auslastung von grenzüberschreitenden Netzleitungen 4. Entwicklung von Smart Grids
B. Versorgungsqualität	1. Resilienz 2. Servicequalität
C. Market facilitation	1. Förderung bestehender Märkte 2. Förderung neuer Märkte 3. Market Monitoring
D. Digitalisierung	1. Data Facilitation 2. Smart-Meter-Rollout 3. Datenschutz & Cybersicherheit
E. Whole System Approach	1. ÜNB-VNB-Koordination 2. Koordination zwischen Netz und Markt 3. Sektorenkopplung (Polygrid)
F. Nachhaltigkeit	1. Reduktion von THG- Emissionen im Netzbetrieb 2. Netzintegration erneuerbarer Energien
G. Soziales	1. Soziale Gleichheit bei Netznutzern 2. Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz 3. Gesellschaft im allgemein: Smart Cities

Quelle: eigene Darstellung

Einige dieser Anwendungsbereiche erscheinen vor dem Hintergrund der Energiewende besonders relevant und erfolgversprechend hinsichtlich einer möglichen Umsetzung output-orientierter Regulierungsinstrumente.

- Im Rahmen der Digitalisierung des Stromsystems dürfte *data facilitation* einer der zentralen Schlüsselbegriffe werden, wenn es darum geht, neue Dienstleistungen rund um die Energieversorgung zu schaffen, um auch kleine, dezentrale Akteure aktiver in den Prozess der Dekarbonisierung einzubinden. Die Verfügbarkeit der marktrelevanten Daten ist dabei elementar, und der Netzbetreiber kann dabei eine wichtige Rolle spielen, da er an einer Quelle dieser Daten sitzt. Die (datenschutzkonforme) Sammlung, Verarbeitung und Bereitstellung der Daten ist jedoch mit Kosten verbunden, während der Nutzen über die Märkte teilweise externalisiert wird. OOR-Instrumente können die Anreize des Netzbetreibers verbessern, indem sie den gesellschaftlichen Nutzen des *data facilitation* in die regulatorischen Erlöse überführen. Im Idealfall führt dies zu einer Übereinstimmung

zwischen betriebswirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Optimierung (incentive alignment).

- Der Begriff des Whole System Approaches (WSA) umfasst verschiedene Ebenen der Gesamtsystemoptimierung: von der Koordination zwischen den Stromnetzen über die Koordination zwischen Stromnetz und Markt bis hin zur sektorübergreifenden Koordination (Sektorenkopplung). Auch hier geht es um die Internalisierung externer Effekte, die durch die Wechselwirkungen zwischen den handelnden Akteuren der einzelnen Wertschöpfungsstufen und Sektoren entstehen. Mit dem Ziel einer sektorübergreifenden Dekarbonisierung rückt der WSA vor allem beim Aufbau neuer Infrastrukturen in den Fokus. Neben dem Aufbau der Ladeinfrastruktur für E-Mobilität wird in jüngster Zeit das Thema einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur als regulatorische Herausforderung diskutiert. Die Schaffung einer gesamtwirtschaftlich optimierten Infrastruktur für verschiedene Energiebereiche (im Sinne eines „Polygrid“) erfordert offenbar regulatorische Anreize, die über isolierte Netzoptimierungen der einzelnen Netze und Sektoren hinausgehen und gesellschaftliche Wohlfahrtseffekte angemessen internalisieren.

Obgleich die theoretische Fundierung von OOR zumindest im Fall vorliegender externer Effekte zweifellos gegeben ist, wird die konkrete Umsetzung in der Praxis eine große Herausforderung sein und sich auch zwischen den einzelnen Anwendungsbereichen im Detail grundlegend unterscheiden. Die Schwierigkeiten der Umsetzung können daher an dieser Stelle nur angedeutet werden und umfassen im Wesentlichen die folgenden Bereiche:

- Ökonomische Rechtfertigung: OOR beruht auf der Vorstellung, dass in der Basis-Anreizregulierung eine Verzerrung auftritt, wie sie beispielsweise bei externen Effekten gegeben ist. Ein überzeugender Nachweis einer solchen Verzerrung muss jedoch zunächst im Einzelfall erbracht werden, um den Einsatz von OOR zu rechtfertigen.
- Bestimmung der Outputziele: Zunächst besteht die Herausforderung in der Festlegung der angestrebten Outputziele, die mittels OOR regulatorisch beanreizt werden sollen. Dabei muss sichergestellt werden, dass es sich um Ziele handelt, die überhaupt sinnvoll durch Maßnahmen des Netzbetreibers erreichbar sind und nicht beispielsweise eher in den Verantwortungsbereich der Marktakteure fallen.
- Wahl der Outputindikatoren: Passend zu den festgelegten Outputzielen müssen messbare Indikatoren (*metrics*) gefunden werden, die sich als Maß für die Zielerreichung eignen. Ein geeigneter Indikator muss zum einen wesentlich durch den Netzbetreiber beeinflussbar sein und zum anderen eine hohe Korrelation zum gewählten Outputziel aufweisen.

- Ausgestaltung des Anreizinstruments: Schließlich muss ein geeignetes Anreizinstrument gewählt und ausgestaltet werden. Besonders kritisch dürfte die Wahl des Anreizfaktors sein - Wie stark sollen die Erlöse (z.B. Boni oder Mali) an die Outputindikatoren gekoppelt werden? Dabei ist die Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen und sicherzustellen, dass es in Kombination mit den übrigen regulatorischen Anreizen nicht zu einer Überbeanreizung oder unerwünschten Verteilungseffekten zwischen Netzkunden und Netzbetreiber kommt.
- Komplexität des Regulierungssystems: Insgesamt liegt die zentrale Herausforderung der output-orientierten Regulierung darin, dass sie zu einer höheren Komplexität des Regulierungssystems führt, die gegen die Vorteile abgewogen werden muss. Die regulatorischen Anreize resultieren sich letztlich aus einem Verbund zwischen der Basis-Anreizregulierung und (potenziell zahlreichen) Erweiterungen, so dass ggf. auch komplizierte Wechselwirkungen in den Anreizen und im Benchmarking auftreten können. Dies erschwert die Komplexität für den Regulierer, dessen Aufgabe es sein wird, die Anreizinstrumente kohärent auszugestalten, um Fehlanreize zu vermeiden. Ebenso steigt auch die Komplexität für die regulierten Netzbetreiber, die ihre strategischen und operativen Maßnahmen an den regulatorischen Vorgaben ausrichten müssen und dafür Transparenz und eine langfristige Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens benötigen.

Das zentrale Ziel des Berichts lag in einer möglichst umfassenden Erörterung des Potenzials output-orientierter Regulierung. Anhand der untersuchten Anwendungsbereiche konnte eine ökonomische Rechtfertigung für viele (bestehende und potenziell neue) Aufgabenbereiche des Netzbetreibers identifiziert werden. Gleichwohl konnten viele Fragen zur konkreten Ausgestaltung der Anreizinstrumente und den Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung lediglich angedeutet und nicht vertieft werden. Dies erfordert eine weitergehende konzeptionelle Analyse und systematische Auswertung der empirischen Erfahrungen. Die im Bericht erörterten Beispiele aus der (internationalen) Praxis deuten zwar tendenziell auf positive Erfahrungen mit OOR hin, die Entwicklung steht jedoch insgesamt noch am Anfang. Eine systematische empirischen Analyse steht daher ebenso noch aus wie eine konkrete, praxis-orientierte Ausarbeitung einzelner Anwendungen.

5 Literatur

- acatech, Leopoldina & Akademieunion (2017). Das Energiesystem resilient gestalten: Maßnahmen für eine gesicherte Versorgung, Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung, 23.05.2017.
- acatech, Leopoldina & Akademieunion (2020). Resilienz digitalisierter Energiesysteme – Wie können Blackout-Risiken im Stromsystem begrenzt werden? Maßnahmen für eine sichere und sichernde Digitalisierung, Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung, zur Veröffentlichung vorbereitet.
- ACER (2015). Consolidated Report on the Progress of Electricity and Gas Projects of Common Interest for the Year 2015, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Ljubljana, Slowenien, 2016.
- AEI (2018a): Regulatory accounting of cloud computing – software as a service in New York& Illinois, Navigating Utility Business Model Reform, Case Studies.
- AEI (2018b). Utility Earnings in a service-oriented World. Optimizing Incentives for Capital- and Services-based Solutions, 20.01.2018.
- Bade, G. (2016). REV in 2016: The year that could transform utility business models in New York, UtilityDive, 20.01.2016.
- Bauknecht, D. (2011). Incentive regulation and network innovations. EUI Working Papers RSCAS 2011/02, Januar 2011.
- BDEW (2016). Die digitale Energiewirtschaft, Agenda für Unternehmen und Politik. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 27.05.2016.
- BDEW (2017). Elektromobilität braucht Netzinfrastruktur. Netzanschluss und -integration von Elektromobilität, Positionspapier, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 15.07.2017.
- BDEW & VKU (2020). Stellungnahme Festlegung Datenerhebung Qualitätselement, BNetzA-Konsultation vom 15. Januar 2020 zur Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements Strom (BK8-20-00001-A), Berlin, 07.02.2020.
- Beesley, M. E. & Littlechild, S. C. (1989). The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. Rand Journal of Economics, 20: 454-472.
- BMWi (2019). Gutachten Digitalisierung der Energiewende Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung, erstellt durch EY, BET & WIK. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BNetzA (2010). Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung, Bundesnetzagentur, Bonn, 15.12.2010.
- BNetzA (2018). Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, Bonn, 16.06.2018.
- BNetzA (2020). Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes, Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, E-Bridge, ZEW & FGH, 10.01.2020.
- Brandstätt, C., Brunekreeft, G., Buchmann, M. and Friedrichsen, N. (2016). Balancing between competition and coordination in smart grids – a Common Information Platform (CIP), *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 6, Nr. 1.

- Brown, T., Lessem, N., und Zarakas, W. (2018). Incentive Mechanisms in Regulation of Electricity Distribution: Innovation and Evolving Business Models, Studie im Auftrag der Electricity Networks Association New Zealand, Brattle Group, Oktober 2018.
- Brunekreeft, G. (2015). Network Unbundling and Flawed Coordination: Experience from Electricity, *Utilities Policy*, Vol. 34, S. 11-18.
- Brunekreeft, G. & Meyer, R. (2019). Cross-Border Electricity Interconnectors in the EU: The Status Quo. In: Gawel, E., Strunz, S., Lehmann, P., Purkus, A., 2019, *The European Dimension of Germany's Energy Transition*, S. 433-451. Springer, Cham.
- Brunekreeft, G., Pechan, A., Palovic, M., Meyer, R. & Buchmann, M. (2020). Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten“, Kurzgutachten im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur, Bremen, 19.03. 2020.
- Brunekreeft, G. & Rammerstorfer, M. (2020). OPEX-risk as a source of CAPEX-bias in monopoly regulation, *Bremen Energy Working Papers* No. 32, Jacobs University Bremen. Accepted for publication in *Competition and Regulation in Network Industries*.
- BSI (2018). Cyber-Angriffe auf deutsche Energieversorger, Pressemitteilung. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), Bonn, 13.06.2018.
- Buchmann, M. (2020). How decentralization drives a change of the institutional framework on the distribution grid level in the electricity sector – the case of local congestion markets, *Energy Policy* Vol. 145, October 2020
- Buchmann, M. (2017). Information Management in Smart Grids - Who Should Govern Information Management to Balance Between Coordination and Competition on the Distribution Grid Level?, *Utilities Policy*, Vol. 44, 2017, 63-72.
- Buchmann, M., Kuszniir, J, Brunekreeft G. (2019). Assessment of the drafted German Integrated National Energy and Climate Plan, in: *Economics and Policy of Energy and the Environment*, 2019/1, S. 85–96.
- Bundesregierung (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.
- CEER (2018). Cyber Security Report Cybersecurity Report on Europe's Electricity and Gas Sectors, Ref: C18-CS-44-04, Brüssel, veröffentlicht am 26. 10.2018.
- CEER (2019). CEER Consultation on Dynamic Regulation to Enable Digitalisation of the Energy System. Conclusions Paper, Ref: C19-DSG-09-0310, Oktober 2019.
- CEER (2020). CEER Paper on Whole System Approaches. Distribution Systems Working Group. Ref: C19-DS-58-03, Brüssel, veröffentlicht am 30. Juni 2020.
- CEPA (2018). Cybersecurity in the energy sector: what does it mean for network regulation? Juli 2018.
- CPUC (2018). Summary of CPUC Actions to Support Zero-Emission Vehicle Adoption. California Public Utilities Commission (CPUC).
- DTe (2004). Decision on the application of TenneT for permission to finance the NorNed cable in accordance with section 31 (6) of the Electricity Act of 1998 (UK version), Dienst uitvoering en toezicht Energie (DTe), Den Haag, 23.12.2004.

- E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilnetzstudie). Abschlussbericht (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 12. September 2014.
- Ecofys (2013). Incentives to improve energy efficiency in EU Grids, Report for the European Copper Institute, Ecofys, April 2013.
- 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.
- Ernst & Young GmbH (2018). Barometer Digitalisierung der Energiewende. Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Berichtsjahr 2018, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Ernst & Young GmbH (2020). Barometer Digitalisierung der Energiewende. Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Berichtsjahr 2019, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- EU (2019). Electricity interconnections with neighbouring countries, Second report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, Europäische Kommission, Brüssel.
- French Energy Regulatory Commission (Commission de Régulation de l'Énergie - CRE) (2014). Decision on determining the incentive-based regulatory framework for ERDF's smart metering system for low voltages (LV) ≤ 36 kVA.
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017), vom 21. Juli 2014 (GBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist".
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 249 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.
- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 1. September 2016.
- Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG) vom 29. August 2016.
- Gold, R., Myers, A., O'Boyle, M. & Relf, G. (2020). Performance Incentive Mechanisms for Strategic Demand Reduction, ACEEE Report U2003.
- Götz, W. (2020). Eine Reise ins Jahr 2050, in: Etezadzadeh, C. (Hrsg.) Smart City – Made in Germany. Die Smart-City-Bewegung als Treiber einer gesellschaftlichen Transformation, Springer, S. 283-290.
- Gstrein, M., Hertig, Y., Teufel, B., Teufel, S. (2016). Crowd Energy – das Kooperationskonzept für Smart Cities, in: Meier, A., Portmann E. (Hrsg.) Smart City. Strategie, Governance und Projekte, S. 275-304.

- Hirth, L. & Schlecht, I. (2019). Redispatch Markets in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power), ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg.
- Holt, D. (2005). Where has the innovation gone? R&D in UK utility regulation, Oxera, Agenda November 2005.
- International Telecommunications Union (ITU) (2015). Smart Sustainable Cities: An Analysis of Definitions.
- 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.
- Littell, D., Shipley, J. (2017). Performance-Based Regulation Options. White Paper for the Michigan Public Service Commission, The Regulatory Assistance Project (RAP) August 2017.
- McNulty report (2011). Realising the Potential of GB Rail; Final Independent Report of the Rail Value for Money Study, Report for Department for Transport (DfT) and the Office of Rail Regulation (ORR), London, May 2011.
- Meier, A. & Portmann, E. (Hrgs.) (2016). Smart City. Strategie, Governance und Projekte, Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Meyer, R. (2020). Regulatorische Anreize für ein effizientes Engpassmanagement für Stromnetzbetreiber in der ARegV: FlexShare und FOCS. *Bremen Energy Working Papers* No. 34, August 2020-
- Meyer, R., Brunekreeft, G., Palovic, M. & Speiser, D. (2017). Regulatorischer Umgang mit Multi-use-Speichern in Stromverteilungsnetzen. *Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 6, 2017, 51-53.
- NREL (2017). Next-Generation Performance-Based Regulation, NREL technical report NREL/TP-6A50-68512, September 2017, NREL, US Department of Energy.
- Neuteleers S., Hindriks F. & Mulder M. (2017). Assessing fairness of dynamic grid tariffs, *Energy Policy* (108), S. 111-120.
- NY PSC (2016). Order Adopting a Ratemaking and Utility Revenue Model Policy Framework. Case 14-M-0101, State of New York Public Service Commission (NY PSC), 19.05.2016.
- Ofgem (2011). Strategy for the next transmission price control -RIIO-T1 Outputs and incentives. Supplementary Annex (RIIO-T1 Decision Overview paper), 31.03.2011
- Ofgem (2012). Environmental discretionary reward under the RIIO - T1 price control. Ofgem, London, 07.02.2012.
- Ofgem (2013). Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control: Outputs, incentives and innovation, Ofgem, London, 04.03.2013.
- Ofgem (2014). Environmental Discretionary Reward Scheme Guidance - response to open letter consultation and next steps, Ofgem, London, 31.01.2014.

- Ofgem (2017a). Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution price control, Ofgem, London, 18.01.2017.
- Ofgem (2017b). RIIO- ET1. Annual Report 2015-2016. Ofgem, London, 24.02.2017.
- Ofgem (2018). Stakeholder Engagement Incentive Guidance, 18.12.2018.
- Ofgem (2019a). Decision – RIIO-2 Sector Specific Methodology – Core document, Ofgem, London, 24.05.2019.
- Ofgem (2019b). RIIO-2 Busines Plan Guidance, Ofgem, London, 31.10.2019.
- Oxera (2019). Smarter incentives for transmission system operators, Volumes 1 and 2. Studie für TenneT, 11. Juli 2018.
- Pfeifenberger, J.P. (2010). Incentive regulation: introduction and context, AUC PBR Workshop, Edmonton, Alberta, 26.-27. Mai 2010.
- Poudineh, R., Peng, D. & Mirnezami, S.R. (2020). Innovation in regulated electricity networks: Incentivising tasks with highly uncertain outcomes, *Competition and Regulation in Network Industries*, Vol. 21, No. 2, S. 166–192.
- Ritter, D., Meyer, R., Koch, M., Haller, M., Bauknecht, D., & Heinemann, C. (2019). Effects of a Delayed Expansion of Interconnector Capacities in a High RES-E European Electricity System. *Energies*, 12(16), 3098.
- Roland Berger (2011a). The Structuring and Financing of Energy Infrastructure Projects, Financing Gaps and Recommendations Regarding the New TEN-E Financial Instrument; Final Report to the European Commission; Berlin/Brüssel, 31.07.2011.
- Roland Berger (2011b). Permitting procedures for energy infrastructure projects in the EU: evaluation and legal recommendations; Final Report to the European Commission; Berlin/Brüssel, 31.07.2011.
- Roland Berger (2019). Smart City Strategy Index: Vienna and London leading in worldwide ranking.
- 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.
- Sappington, D.E.L. & Weisman, D.L. (2016). “The disparate adoption of price cap regulation in the U.S. telecommunications and electricity sectors”, *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 49, S. 250-264.
- Schwartz, L. (2019). Utility Investments in Resilience of Electricity Systems. Organization of MISO States, National Rural Electric Cooperative Association, Edison Electric Institute and National Association of State Utility Consumer Advocates. Berkely Lab, Report No. 11, April 2019.
- Spence, A. M. (1975) Monopoly, quality and regulation, *Bell Journal of Economics*, Vol. 6, S. 417-429.
- T&D Europe (2020). Assessing, monitoring and future proofing European grids: Increasing transparency on the performance of electrical grids within the framework of the European Green Deal. Reflection Paper by T&D Europe.
- True Price, Deloitte, EY and PWC, 2014, The Business Case for True Pricing, Dezember 2014.

- Umweltdialog (2018). Wie können Smart Cities zum Umweltschutz beitragen?, 22.08.2018.
- USEF (2018). White Paper: Flexibility Platforms, Version 1.0 final. Universal Smart Energy Framework (USEF), 02.11. 2018.
- Vogel, H.-J., Weißer, K. & Hartmann W. D. (2018). *Smart City: Digitalisierung in Stadt und Land. Herausforderungen und Handlungsfelder*. Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Weber, M. & Žarko, I.P. (2019). A Regulatory View on Smart City Services, in *Sensor*, 19(2), S. 1-18.
- Whited, M., Woolf, T. und Napoleon, A. (2015). Utility Performance Incentive Mechanisms – A Handbook for Regulators, Studie im Auftrag des Western Interstate Energy Boards, 09.03.2015.