



Projektbericht

dena-Verteilnetzstudie II

**Weichenstellung bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität –
eine spartenübergreifende Perspektive**

Handlungsempfehlungen der Projektsteuerungsgruppe

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: +49 30 66 777-0
Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Dr. Friederike Wenderoth (Projektleitung)
Katharina Umpfenbach
Philipp Heilmair
Gustav Weber
Sven Morgen
Martin Jäger
David Frank

Bildnachweis:

©shutterstock/Narin Nonthamand

Stand:

06/2025

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2025): „dena-Verteilnetzstudie II – Weichenstellungen bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität – eine spartenübergreifende Perspektive“

Projektleitung

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Gutachten

Das dem Projekt zugrundeliegende Gutachten wurde erstellt durch:



In Kooperation mit:



Hinweis zur gutachterlichen Unabhängigkeit: Das Gutachten stellt unabhängige Perspektiven dar. Die Handlungsempfehlungen der Projektsteuerungsgruppe können über das Gutachten hinaus abweichende Positionen darstellen. Beide Autorenteams sind ausschließlich für den Inhalt ihrer jeweiligen Abschnitte verantwortlich.

Projektsteuerungsgruppe

Das Projekt wurde durch folgende Partner finanziert und inhaltlich begleitet (in alphabetischer Reihenfolge):



Die Partner waren aktiv an der Konzeption, Durchführung und Auswertung der Studie beteiligt und haben wesentlich zum Gelingen des Projekts beigetragen.

Inhalt

1 Einleitung.....	5
1.1 Hintergrund	5
1.2 Zielsetzung und Aufbau.....	7
2 Handlungsfelder.....	10
2.1 Handlungsfeld 1: Attraktive Investitionsbedingungen und vielfältige Finanzierungsquellen	10
2.1.1 Ausgangslage.....	10
2.1.2 Herausforderungen	10
2.1.3 Lösungsansätze	13
2.2 Handlungsfeld 2: Koordination, Planungssicherheit und Datenaustausch über Sektoren und Ebenen hinweg	21
2.2.1 Ausgangslage.....	21
2.2.2 Herausforderungen	22
2.2.3 Lösungsansätze	23
2.3 Handlungsfeld 3: Digitalisierung für Effizienz und Flexibilisierung	27
2.3.1 Ausgangslage.....	27
2.3.2 Herausforderungen	28
2.3.3 Lösungsansätze	28
2.4 Handlungsfeld 4: Transformation als kooperative Gemeinschaftsaufgabe	35
2.4.1 Ausgangslage.....	35
2.4.2 Herausforderungen	35
2.4.3 Lösungsansätze	36
Abbildungsverzeichnis.....	39
Tabellenverzeichnis.....	40
Literaturverzeichnis	41
Abkürzungen	45

1 Einleitung

Die Erreichung der Klimaneutralitätsziele stellt Verteilnetzbetreiber (VNB) vor große Herausforderungen. Denn Energieinfrastrukturen aller Sparten – Strom, Wärme und Gas – stehen vor einer umfassenden Transformation. Dabei gilt es, Strategien und Maßnahmen zu entwickeln, die nicht nur die Klimaneutralität ermöglichen, sondern auch die Bezahlbarkeit für Netzkunden und die wirtschaftliche Tragfähigkeit der lokalen Energieinfrastrukturunternehmen sicherstellen. Diese Studie untersucht die notwendigen Weichenstellungen und bietet Lösungsansätze für eine nachhaltige und wirtschaftlich tragfähige Transformation des Verteilnetzes.

1.1 Hintergrund

Um in Deutschland bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, ist schon 2035 ein weitestgehend auf erneuerbaren Energiequellen beruhendes Stromsystem erforderlich. Dies ist das Ergebnis der großen Energiesystemstudien der letzten Jahre, „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Prognos [1], „Klimapfade 2.0“ vom BDI [2], „Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität“ [3], „Langfristszenarien 3“ vom BMWK [4], sowie „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ vom BMBF [5]. Mit der Systementwicklungsstrategie hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024 auf diesen Szenarien aufgesetzt und zum ersten Mal ein übergreifendes Leitbild zur Zukunft der Energieversorgung vorgelegt, das als Orientierung für den Infrastrukturausbau und für Sektor-Strategien dient. Im Stromnetz nimmt die Anzahl der Netznutzer auf allen Netzebenen rasant zu: Neben dem Zubau von auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugungsanlagen und einer großen Anzahl neuer Verbraucher wie E-Fahrzeuge und Wärmepumpen kommen immer mehr große Punktlasten wie Rechenzentren, Batteriespeicher und Großwärmepumpen dazu. Der Großteil dieser Anlagen wird im Verteilnetz angeschlossen und führt dort zu erheblichem Zuwachs der Erzeugungsleistung. Die Energiewende findet also hauptsächlich in den Verteilnetzen statt, die somit das Rückgrat der Transformation bilden.

Tabelle 1 Prognose der an das Verteilnetz angeschlossenen Erneuerbare-Energie-Anlagen [6]

	HS	MS	NS	Gesamt
Steigerung der installierten Leistung bis 2030 im Vergleich zu 2022	419 %	180 %	266 %	262 %

Daher ist neben dem Ausbau der Stromübertragungsnetze auch der Ausbau der Strom-Verteilnetze von außerordentlicher Bedeutung für das Gelingen der Energiewende. Die erste dena-Verteilnetzstudie und eine große Welle weiterer Verteilnetzstudien (BMWi-Verteilernetzstudie [7] und auf Länderebene z. B. Hessen [8], Baden Württemberg [9], Nordrhein-Westfalen [10], Rheinland-Pfalz [11]) widmeten sich daher bereits vor über zehn Jahren dem enormen Ausbaubedarf der Verteilnetze und zeigten auch innovative Lösungen zur Reduktion des Ausbaudrucks auf – u. a. Ansätze zur Höherauslastung der Stromnetze und eine konsequente Digitalisierung, die das Management neuer, flexibler Lasten und EE-Erzeugungsspitzen effizienter gestalten kann. Der Fokus dieser Studien auf die Stromnetze war wichtig, da Strom aus erneuerbaren Energiequellen die Grundlage für die Dekarbonisierung in den anderen Sparten und Sektoren bildet.

Mit dem Voranschreiten der Transformation des Stromnetzes und der Sektorenkopplung müssen die Planungen und Strategien jedoch zunehmend koordinierter und aufeinander abgestimmter gedacht werden. Denn auch der Großteil der Industrie-, Verkehrs- und Wärmewende findet im Verteilnetz statt – und das bezieht neben dem Ausbau der Stromverteilnetze auch alle weiteren leitungsgebundenen Infrastrukturen ein: bestehende Methanverteilnetze, potenziell zukünftige Wasserstoffverteilnetze und Wärmenetze.

Damit steigen die Anforderungen an die Planung, Finanzierung, Betriebsführung und Digitalisierung der Verteilnetzinfrastrukturen sprunghaft an – gleichzeitig nimmt aber auch die Unsicherheit über technologische Entwicklungen

und regulatorische Vorgaben enorm zu. Die Netzbetreiber sehen sich mit einem gewaltigen Zielkonflikt konfrontiert: Sie müssen Investitionen in nie dagewesenen Ausmaß stemmen – bei gleichzeitig sinkender Planbarkeit, begrenzter Finanzierungskraft und hohem öffentlichem Druck auf Bezahlbarkeit.

Für größere VNB, die nur eine Sparte betreiben, und für kleinere Stadtwerke, die häufig alle Infrastrukturen unter einem Dach betreiben, ist die Ausgangslage sehr unterschiedlich, und doch treiben alle dieselben Herausforderungen um. Die hohe Dringlichkeit und Gleichzeitigkeit der Maßnahmen stellen die VNB vor gewaltige Aufgaben – in der Finanzierung, in der spartenübergreifenden Planung und im Assetmanagement, bei der Beschaffung von Personal, Dienstleistern und Material sowie in der Betriebsführung und der Koordination der vielen heterogenen Netznutzer und Akteure. Trotz beschleunigter Ziele der Energiewende bleibt der zeitliche Aufwand, beispielsweise der Planungs- und Umsetzungsaufwand von neuen Umspannwerken, konstant hoch und kann bis zu zehn Jahre betragen. Es wird zunehmend herausfordernder, mit der steigenden Anzahl von Netzanschlussbegehren der Kunden, sowohl für erneuerbare Energieerzeugung als auch für Lasten und Batteriespeicher, Schritt zu halten und die entsprechende Integration zu bewältigen. Neben diesen Aspekten spielen auch wichtige Fragen zu Art und Umfang einer effizienten Digitalisierung der Netze und Prozesse in allen genannten Bereichen eine zentrale Rolle.

Das klassische energiepolitische Dreieck zeigt die zentralen gesellschaftlichen Ziele für das Energiesystem, die es stets auszubalancieren gilt: Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit. In Anlehnung an dieses energiepolitische Zieldreieck kristallisierte sich im Rahmen dieser Studie heraus, dass in der konkreten Umsetzung der Transformation zur Klimaneutralität Finanzierbarkeit und Bezahlbarkeit von Energie in einem Spannungsverhältnis stehen, das austariert werden muss, damit die Transformation weiter voranschreiten kann. Die Debatte zur Finanzierung der hohen Investitionsbedarfe findet derzeit im Spannungsfeld zwischen den Interessen der Betreiberseite und deren Kapitalgebern sowie der Verbraucherseite statt (Abb. 1).

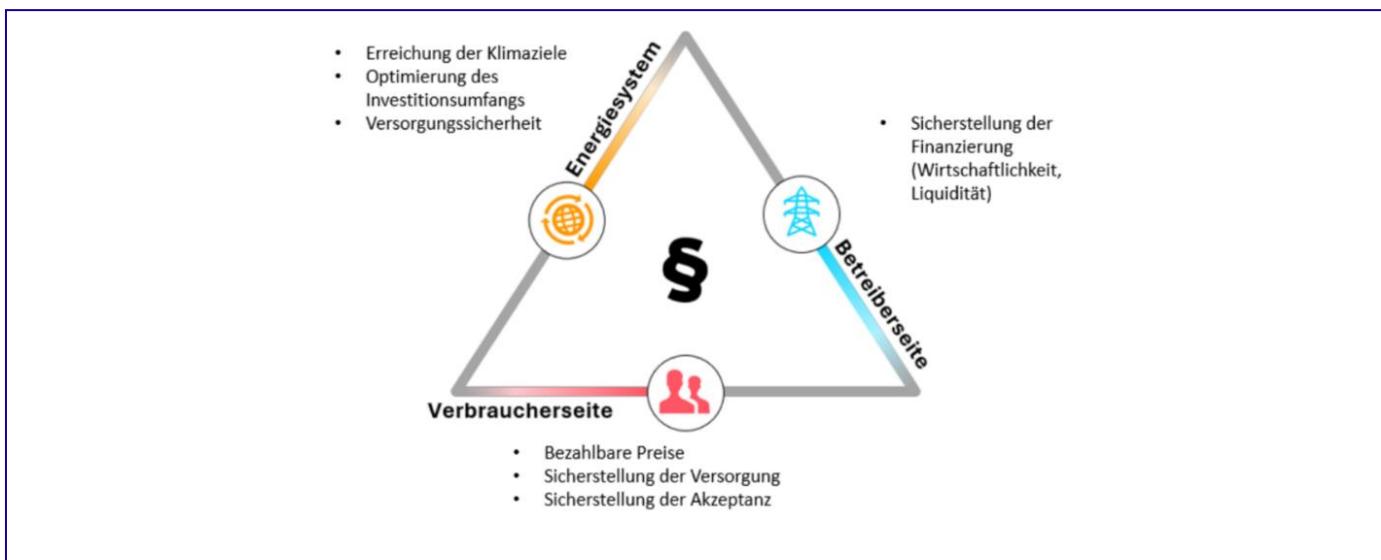


Abbildung 1 Zieldreieck des Ordnungsrahmens

Es muss eine Balance gefunden werden zwischen attraktiven Finanzierungsbedingungen im Interesse der Betreiber und bezahlbaren Preisen für Gewerbe, Industrie und Haushalte. Gleichzeitig ist ein optimierter und kosteneffizienter Investitionsplan erforderlich, um Kosten des Umbaus so niedrig wie möglich zu halten. Die hohen Investitionsvolumina, die zu finanzieren sind, erfordern Anstrengungen und Maßnahmen auf vielen Ebenen. Diese Studie soll daher die notwendigen Weichenstellungen bei lokalen Energieinfrastrukturunternehmen beleuchten. Sie untersucht die betriebswirtschaftliche Perspektive der Unternehmen sowie die Auswirkungen auf die Netzkunden.

1.2 Zielsetzung und Aufbau

Die Notwendigkeit einer neuen dena-Verteilnetzstudie ergibt sich aus den komplexen Herausforderungen, denen die deutschen VNB bei der Umsetzung der Energiewende gegenüberstehen. Bisherige Studien haben sich meist nur auf die Netzsicht und die volkswirtschaftliche Perspektive dieser Problematik konzentriert. Integrierte Ansätze und die betriebswirtschaftliche Ebene wurden bisher nur vereinzelt betrachtet. Um die sektorenübergreifende Entwicklung der Energieinfrastrukturen effektiv zu planen und die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der Gas- und Wasserstoffverteilnetze sowie der Wärmenetze zu reduzieren, ist ein umfassender und integrierter Ansatz erforderlich. Diese Studie betrachtet die bestehenden Herausforderungen ganzheitlich und entwickelt praxisnahe Lösungen, die sowohl technische als auch betriebswirtschaftliche Aspekte berücksichtigen. Erste Vorarbeiten zur vorliegenden Studie, die die integrierte Entwicklung der sektorübergreifenden Energieinfrastrukturen in den Blick nehmen sind z. B. der „dena-Praxisdialog Integrierte Energieinfrastrukturen“ [12] und „Infrastrukturen verbinden“ des BDEW. [13]

Für die koordinierte Planung ist auch die Kommunale Wärmeplanung (KWP) ein zentrales Instrument, welche aktuell erstmals in den Kommunen durchgeführt wird, mit dem Ziel, den vor Ort besten und kosteneffizientesten Weg zu einer klimafreundlichen und fortschrittlichen Wärmeversorgung auf Basis der lokalen Randbedingungen zu ermitteln. Dadurch werden auch die Unsicherheiten über die Entwicklung der Gas-, Strom-, Wasserstoffverteilnetze und Wärmenetze reduziert.

Die Annahmen für diese Studie basieren maßgeblich auf den Langfristszenarien des BMWK aus dem Jahr 2024, die das deutsche Energiesystem bis 2045 betrachten und dabei auch die Klimaziele des Bundesklimaschutzgesetzes (KSG) und des Pariser Klimaabkommens berücksichtigen. Diese dienen der strategischen Planung und sind Grundlage für weitere Planungsprozesse wie die Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Diese sind mit Unsicherheiten behaftet, da sie auf Annahmen und Prognosen über zukünftige Entwicklungen basieren. Sie bilden keine zukünftigen, individuellen Kundenentscheidungen ab. Vor allem auf lokaler Ebene ist daher die Unsicherheit weiterhin groß, da für die Entwicklung der Verteilnetze auch die Kundenentscheidungen vor Ort maßgeblich sind. In allen Fällen muss in der Zukunft eine langfristige und tragfähige Versorgungsperspektive für die Kunden gegeben sein.

Die deutschen Verteilnetze sind geprägt von einer hohen strukturellen Diversität und einer Vielzahl von heterogen aufgestellten VNB. Diese Vielfalt ergibt sich aus historischen Entwicklungen, regional unterschiedlichen Versorgungsstrukturen und variierenden Betreiberstrategien. Um den unterschiedlichen Voraussetzungen und Gegebenheiten gerecht zu werden, bedarf es verschiedener Strategien und Wege, die netzbetreiberindividuell und regional-spezifisch eine bestmögliche Transformation ermöglichen. Da eine vollumfängliche, spartenübergreifende Betrachtung aller Verteilnetze und deren Betreiber im Rahmen dieser Studie nicht möglich ist, soll anhand eines repräsentativen, integrierten VNB unter Verwendung verschiedener Sensitivitätsanalysen eine möglichst gute Übertragbarkeit der Ergebnisse auf den Großteil der deutschen VNB erreicht werden. Nichtsdestotrotz sind eine Verallgemeinerung und Übertragbarkeit der Ergebnisse auf konkrete VNB nur eingeschränkt möglich. Diese Studie soll vor allem die betriebswirtschaftlichen Effekte unterschiedlicher Entwicklungen abbilden und eine Diskussion über Instrumente ermöglichen. Sie stellt keine abschließende Entscheidungsgrundlage für VNB vor Ort dar. Diese Studie liefert eine methodische Blaupause für die betriebswirtschaftliche Analyse zur Transformation der Verteilnetze, welche für die individuelle Analyse der VNB als Grundlage dienen kann.

Das aus Partnermitteln finanzierte Projekt setzte sich aus Beteiligten der dena, den Gutachtern von BET Consulting, der BMU Energy Consulting, der Bergischen Universität Wuppertal und insgesamt 26 Projektpartnern zusammen. Die Gruppe der Projektpartner bestand sowohl aus kommunalen Stadtwerken und Konzerngesellschaften als auch aus städtischen und ländlichen Flächennetzbetreibern – quer durch die Republik. Dabei handelt es sich jeweils um Unternehmen, welche die Sparten Strom, Wärme und Gas unter sich vereinen oder sich zumindest in einem Verbund mit den Betreibern der jeweils noch fehlenden Netzsparten befinden: badenovaNETZE GmbH, RheinNetz

GmbH, Bielefelder Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, EAM Netz GmbH, e-Netz Südhessen AG, Energie Mittelsachsen GmbH, E.ON SE, EWE-Netz GmbH, inetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, N-ERGIE Netz GmbH/ N-ERGIE AG, Netze Duisburg GmbH, Netzgesellschaft Düsseldorf mbH, Stadtnetze Münster GmbH, Stadtwerke Bochum GmbH, Stadtwerke Herne AG, Stadtwerke München GmbH, Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Stadtwerke Witten GmbH, Hamburger Energienetze GmbH, Syna GmbH, Thüga AG, VSE Verteilnetz GmbH und WEMAG Netz GmbH.

Das Projekt soll sich den aktuellen Herausforderungen aus der Perspektive der VNB widmen, um zentrale Fragen zu beantworten:

- Wie kann es den VNB gelingen, die Energiewende lokal voranzutreiben, den Versorgungsauftrag möglichst kostengünstig umzusetzen, die von den VNB beeinflussbaren Anteile der Netzentgelte für Energie bezahlbar zu halten und gleichzeitig Kapital für weitere Investitionen in die Netze zu gewinnen?
- Welche Maßnahmen können die VNB selbst ergreifen, um die Herausforderungen zu meistern, und wo benötigen sie externe Unterstützung? Welche ungeklärten Fragen müssen insbesondere von regulatorischer und gesetzlicher Seite noch beantwortet werden, um die Herausforderungen effektiv zu bewältigen?

Ein zentrales Ziel des Projekts ist es, mit einem ganzheitlichen Blick die Bedarfe und Notwendigkeiten der VNB sichtbar zu machen. Dazu gehört die Unterstützung bei der Erstellung von langfristig stabilen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen als Basis für alle Finanzierungsmöglichkeiten der Investitionen der VNB und die Verbesserung der Kommunikation in Richtung Politik, um einen besseren Praxisbezug und die Umsetzbarkeit der gesetzlichen Regelungen sicherzustellen.

Das Vorgehen der dena-Verteilnetzstudie II gliederte sich in vier Schritte:

1. Auf Basis von Workshops mit den Partnern und der Analyse des aktuellen gesetzlichen Rahmens wurden die aktuellen Herausforderungen sowohl innerhalb als auch außerhalb der VNB ermittelt und analysiert. Dabei lag der Fokus auf der koordinierten Entwicklung der Energieinfrastrukturen, Digitalisierung und Betriebsführung sowie der Finanzierung und den betriebswirtschaftlichen Aspekten.
2. Das Kernelement ist die quantitative, technische Modellierung eines Musternetzes und eines Muster-VNB. Diese Modellierung ermöglicht es, die Auswirkungen der sich verändernden Netzeigenschaften (Energiemix, Anteil Einspeiser/Verbraucher, Netzlänge, Netzbestandteile etc.) an einem ausgewählten Beispiel-VNB spezifisch darzustellen, während die Ergebnisse dennoch exemplarisch für die Herausforderungen und Lösungen anderer VNB stehen.¹
3. Die technischen Ergebnisse wurden in betriebswirtschaftliche Kennzahlen überführt, um die konkreten Effekte der Veränderungen auf die betriebswirtschaftliche Situation der VNB sowie Auswirkungen auf Endkunden.

¹ Der Muster-VNB ist ein in der Verteilnetzstudie II erstelltes repräsentatives Modell einer typisierten Kommune mit 100.000 Einwohnern. Es dient dazu, typische Herausforderungen und Bandbreiten der Energieversorgung in Verteilnetzen der Sparten Strom, Gas und Wärme zu analysieren und Lösungen zu modellieren. Dabei wurden die deutschlandweiten Entwicklungspfade der Langfristzenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) auf die Referenzkommune übertragen. Die Annahmen und die darauf basierenden Modellierungsergebnisse sind im Gutachten unter Kapitel 2 und 9.2.2 dargestellt. Die Ergebnisse stehen exemplarisch für andere VNB, auch wenn im Einzelfall regionale Unterschiede in Netzstruktur, Siedlungsdichte, Energiebedarf und Entwicklungspfad zu teilweise anderen Ergebnissen führen können.

denpreise und notwendige Investitionen zu beleuchten. Hinzu kommen Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen auf Basis der Modellierungsergebnisse. Die Studie betont die Heterogenität der VNB im Rahmen diverser Sensitivitätsanalysen, z. B. für Flächennetzbetreiber.

4. Basierend auf den Modellierungsergebnissen wurden im Rahmen eines Stakeholderprozesses in Workshops und Fachgesprächen gemeinsam mit den Partnern mögliche qualitative und quantitative Lösungsansätze für eine erfolgreiche Transformation ermittelt und diskutiert. Schließlich wurden daraus Handlungsempfehlungen abgeleitet.

Das Projekt richtet sich dabei in erster Linie an die VNB selbst, aber auch an andere Vertreter der Energiebranche (ÜNB, Verbände etc.). Darüber hinaus soll das Projekt aber auch Akteuren der Finanzbranche und Fachöffentlichkeit Orientierung geben, um die Situation der VNB besser zu verstehen und bewerten zu können. Zusätzlich richtet sich das Projekt insbesondere an politische Entscheidungsträger der Bundes-, Landes- und Kommunalpolitik, um einen gesamtheitlichen Einblick in die Situation der VNB zu geben, Verständnis für die Herausforderungen zu fördern und Lösungsansätze aufzuzeigen.

2 Handlungsfelder

In diesem Kapitel werden die Ausgangslage und die Herausforderungen der identifizierten Handlungsfelder vorgestellt und die Lösungsansätze, welche sich aus der Studie ergeben, genauer erläutert. Das Ziel dieses Kapitels ist es, die Ergebnisse der Studie in die energiepolitische Debatte einzuordnen und die Diskussionsergebnisse im Partnerkreis sichtbar zu machen, die thematisch über die im Gutachten detailliert untersuchten Fragen hinausgehen. Dabei werden weitere einschlägige Studien und Projekte berücksichtigt, um ein umfassendes Bild zu zeichnen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Benennung zentraler öffentlicher Debatten in den Schwerpunktbereichen und die Identifizierung möglicher Spannungsverhältnisse. Auf dieser Basis werden zentrale, möglichst konkrete Handlungsempfehlungen destilliert, die sich an die Unternehmen richten. Zudem werden Handlungsfelder für die Anpassung des Ordnungsrahmens identifiziert, um die Umsetzung der vorgeschlagenen Lösungen zu unterstützen.

2.1 Handlungsfeld 1: Attraktive Investitionsbedingungen und vielfältige Finanzierungsquellen

Die Energiewende erfordert hohe Investitionen in die Verteilnetze. VNB erwarten historische, bisher nicht dagewesene Finanzierungsbedarfe. Diese Investitionen müssen entsprechend finanziert werden und stellen VNB vor große Herausforderungen. Eine Balance zwischen Transformationsumfang und -geschwindigkeit, attraktiven Finanzierungsbedingungen im Interesse der Betreiber und der Kapitalgeber sowie gerechten und bezahlbaren Preisen für Gewerbe, Industrie und Haushalte muss gefunden werden. Dies zeigt sich auch in den ausführlichen Analysen des Gutachtens (vgl. Kapitel 9) und den dort beschriebenen Lösungsoptionen. Im Folgenden werden die zentralen Herausforderungen und Lösungsansätze im Handlungsfeld Finanzierung erörtert und im Hinblick auf die weitere Diskussion eingeordnet.

2.1.1 Ausgangslage

Netzinfrastruktur war über lange Zeit von Stabilität geprägt. Das Investitionsvolumen war auf Erhalt der Substanz ausgerichtet und konnte weitgehend durch Innenfinanzierung aus Abschreibungen realisiert werden. Darüber hinaus kam es zu einzelnen geplanten Erweiterungen oder auch Stilllegungen. Die Finanzierung der Infrastruktur wurde zumeist mit klassischen Methoden durchgeführt. Das bedeutet, die Gesellschafter brachten das Eigenkapital ein. Über Fremdfinanzierung wurde den Unternehmen weiteres Kapital von außen zugeführt. Dies waren zumeist Kreditaufnahmen, z. B. über Hausbanken.

Erwirtschaftete Überschüsse wurden i. d. R. vollständig an Gesellschafter ausgeschüttet. Die Unternehmen verfügten zumeist über eine solide Eigenkapitalbasis und es war häufig sogar möglich, neue Geschäftsfelder zu entwickeln und Infrastrukturen zu erweitern. Gesellschafter sind entweder kommunale oder private Träger oder ein Mix aus beiden.

Netzinfrastrukturen sind sehr kapitalintensiv. Die Investitionen weisen zu Beginn einen hohen Kapitalbedarf und einen hohen Fixkostenanteil auf. Die Lebensdauer und Investitionszyklen von Netzinfrastrukturen erstrecken sich über mehrere Jahrzehnte. Der Refinanzierungszeitraum solcher Investitionen ist daher ebenfalls sehr langfristig ausgelegt.

2.1.2 Herausforderungen

Das Energiesystem und so auch VNB befinden sich in der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem. Heute stehen VNB bei der Finanzierung ihrer Geschäftstätigkeit vor großen Herausforderungen. In Summe liegen spartenübergreifend die für die Transformation notwendigen Investitionen deutlich über dem bisherigen Niveau.

Besonders in den kommenden 10 bis 15 Jahren ist ein erheblicher Anstieg des Investitions- und somit Kapitalbedarfs zu erwarten. Die durchschnittlichen jährlichen Investitionen des modellierten Muster-VNB steigen verglichen mit dem Jahr 2024 spartenübergreifend bis 2045 um 85–123 %. Für Energieinfrastrukturen bei Strom, Wärme und Wasserstoff sind daher deutliche Ausweitungen der Investitionen erforderlich. Aufgrund der hohen Liquiditätsbedarfe und bestehender Beschränkungen der Aufnahmefähigkeit weiteren Kapitals ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt eine Finanzierung der Transformation nicht sichergestellt.

Im Strombereich erwarten die VNB in den nächsten 20 Jahren historische, bisher nicht dagewesene Finanzierungsbedarfe im regulierten Geschäftsumfeld. Die überwiegend privatwirtschaftlichen oder kommunalen Eigentümer der Unternehmen haben dabei Gewinn- und Ausschüttungserwartungen, die sich an einer risikoadäquaten Verzinsung des eingesetzten Kapitals orientieren. Die Bereitschaft bzw. Fähigkeit zur Erhöhung von Eigenkapital durch bestehende oder zusätzliche Eigentümer ist häufig begrenzt. Klassische Mechanismen der Kapitalbeschaffung stoßen häufig an ihre Grenzen. So bestehen Zweifel, inwiefern bspw. zusätzliches Eigenkapital in ausreichendem Umfang ohne eine Erhöhung der Eigenkapitalrendite eingeworben werden kann. Ausschüttungsverträge mit Gesellschaftern (Pflicht zur Abführung von Gewinnen) begrenzen die Möglichkeiten der Innenfinanzierung. Bei alleiniger Finanzierung durch Fremdkapital kann Überschuldung bzw. eine Verzögerung oder das Ausbleiben von Investitionen drohen. Durch eine nicht ausreichend sichergestellte Finanzierung wird die Erreichung des Ziels Klimaneutralität gefährdet.

Darüber hinaus ist die angemessene Dimensionierung der Infrastrukturen und die Vermeidung von unnötigen Doppelstrukturen zwischen den Energieträgern Methan und Wasserstoff ein zentraler Treiber für die Höhe der Systemkosten. Es besteht jedoch Unsicherheit, wann einzelne Teile der Gasinfrastruktur stillgelegt oder auf Wasserstoff umgestellt werden können. Erfolgt die Transformation ungesteuert und ohne Koordination, sind die Herausforderungen umso höher, da bestehende Methanleitungen noch benötigt werden und für die Deckung der Nachfrage ein entsprechender Neubau der Wasserstoff-Netzinfrastruktur erforderlich wäre. Der Rückgang des Methanverbrauchs und der Kundenanzahl erhöhen zudem die von Verbrauchern zu zahlenden Gas-Netznutzungsentgelte. Darüber hinaus muss über die Möglichkeit der Stilllegung von Netzgebieten entschieden und der Stilllegungsprozess organisiert werden. Für diese Prozesse gibt es bislang aber noch keine rechtliche Grundlage. Auf der anderen Seite muss der Hochlauf der Wasserstoff-Verteilnetzinfrastruktur geplant und organisiert werden. Diese Aspekte sind mit hoher Unsicherheit behaftet, sowohl bezüglich der Nachfragemengen und Kosten des Energieträgers als auch des Zeitpunktes und der Verfügbarkeiten. Zudem läuft eine Debatte, wie angesichts der verschiedenen Unsicherheiten die Finanzierung von Wasserstoffverteilnetzen sichergestellt werden kann.

Für den Ausbau neuer Wärmenetze und die Transformation zu klimaneutralen Erzeugungsstrukturen sind ebenfalls hohe Investitionssummen für Netzbetreiber zu erwarten. Hinzu kommen lokal verschiedene Verfügbarkeiten dekarbonisierter Wärmequellen sowie Unsicherheiten bezüglich der realisierbaren Anschlussquote in neuen Wärmenetzgebieten. Beide Aspekte stellen für die Wirtschaftlichkeit entscheidende Parameter dar. Im Gegensatz zum Strom- und Gassektor unterliegen Wärmenetze keiner vergleichbaren Regulierung. Ihr Betrieb ist privatwirtschaftlich bzw. kommunal organisiert. Der Aufbau und die Etablierung von Wärmenetzen ist in der Regel historisch gewachsen und hängt sehr stark von den lokalen Gegebenheiten ab. Wärmenetze weisen natürliche Monopolstrukturen auf. Allerdings stehen die Wärmeversorger teilweise in einem Systemwettbewerb mit anderen Technologien der gebäudeintegrierten Wärmeversorgung (z. B. Biomasse oder Wärmepumpen). Deshalb müssen Wärmeversorger ein attraktives, marktfähiges Produkt anbieten. Wie intensiv dieser Systemwettbewerb sowohl heute als auch künftig zwischen den Heizsystemen sein wird und welche Konsequenzen daraus zu ziehen sind, wird kontrovers diskutiert. [14]

Die Herausforderungen bei der Finanzierung hängen im Wesentlichen von den für Transformation und Netzausbau erforderlichen Investitionen, dem Förderrahmen sowie der Möglichkeit zur Preisweitergabe ab. Der Auf- und Umbau von Wärmenetzen ist sehr kapitalintensiv und durch lange Amortisationszeiträume gekennzeichnet. Der Fixkostenanteil an den Investitionen wird in künftigen dekarbonisierten Wärmenetzen zunehmen (vgl. Gutachten Abschnitt 8.3.4). Zudem zeigen die Berechnungen im Gutachten, dass die Wärmevollkosten bei hohen Investitionsbedarfen und trotz hoher Anschlussquote auf ein Niveau steigen können, das innerhalb des heutigen Ordnungsrahmens

nicht gegenüber den Verbrauchern durchsetzbar wäre. Es würde die Zahlungsbereitschaft bzw. -fähigkeit der Endkunden übersteigen. Dies verdeutlicht die besonders angespannte wirtschaftliche Situation neuer und zu dekarbonisierender Wärmenetze (vgl. Gutachten Abschnitt 1.5.4).

Die Finanzierung der hohen Investitionsbedarfe unterliegt bereits einer intensiven Debatte. Sie findet im Spannungsfeld zwischen den Interessen der Netzbetreiber, der Kapitalgeber, der Verbraucher und den Zielen für die Transformation des Energiesystems statt. Die Ziele der Energiewende müssen erreicht werden. Dies bedeutet, dass die dafür erforderlichen Investitionen umgesetzt werden. Gleichzeitig sind Effizienzpotenziale durch Ordnungsrahmen und Netzbetreiber zu heben, um den Ausbau auf das notwendige Maß zu begrenzen. Darüber hinaus muss eine Balance gefunden werden zwischen den Interessen der Betreiber und Kapitalgeber bezüglich Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit sowie bezahlbaren Preisen für Gewerbe, Industrie und Haushalte. Hierfür muss der Ordnungsrahmen die Leitplanken schaffen, damit sich bei bezahlbaren Preisen Betreiber finden, die entsprechende Investitionen tätigen und auch refinanzieren können.

In der Sparte Strom gibt es eine Debatte über die Erhöhung des regulierten Eigenkapitalzinses. Neben dem Leitzins der Europäischen Zentralbank spielt in dieser Debatte auch der Zinsabstand zwischen risikoloser Verzinsung, Zinsniveau der Kreditaufnahme und regulatorischer Verzinsung des Eigenkapitals eine große Rolle. Aus Sicht der investitionsintensiven Netze ist neben allen weiteren in dieser Studie genannten Punkten auch sicherzustellen, dass die Eigenkapitalzinssätze ausreichend hoch und attraktiv sind.

Auch in der Wärmesparte verläuft eine Debatte entlang dieser Bruchlinien. Netzbetreiber benötigen für die Finanzierung des Ausbaus und Umbaus ein wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell und verlässliche Rahmenbedingungen, welche die Unsicherheiten und Risiken der hohen und langfristig gebundenen Investitionen reduzieren. Gleichzeitig besteht ein Interesse an möglichst geringen Wärmepreisen und einer transparenten Preissetzung. Diese wirkt sich auch auf die Akzeptanz und damit Anschlussquote einer wärmenetzgebundenen Versorgung aus. Daher suchen Wärmenetzbetreiber heute bereits nach Dritteinspeisern, die Erneuerbare Energien oder Abwärme ins Fernwärmennetz einspeisen. Auch zukünftig ist weiterhin die Einbindung von Wärme aus Drittquellen dort zu prüfen, wo sie technisch machbar und ökonomisch sowie ökologisch sinnvoll ist. In diesem Kontext wird eine Diskussion zur Wahrung der Verbraucherrechte und Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen bis hin zu einer möglichen Einführung einer Preisüberwachung bzw. -regulierung geführt. In der Branche ist umstritten, ob und inwieweit ein Drittzugang im Wärmebereich die Systemkosten reduzieren und letztendlich die Finanzierungsbedingungen verbessern kann. Dies wird von Marktteilnehmern unterschiedlich bewertet. Diese Diskussion muss vertieft werden, damit der Ordnungsrahmen zu einer sachgerechten Lösung beitragen kann.

2.1.3 Lösungsansätze

Die nachstehende Tabelle 2 gibt eine Übersicht der im Rahmen der Studie erarbeiteten Handlungsempfehlungen für das Feld Finanzierung.

Tabelle 2 Handlungsempfehlungen im Feld Finanzierung

Handlungsempfehlungen	Akteur
Im Rechts- und Regulierungsrahmen die Grundlage für wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle sicherstellen und Verbraucherinteressen wahren	BNetzA, Bund
Kapitalbeschaffung durch vielfältige Finanzierungsquellen ausweiten	VNB
Flankierend zu klassischen Finanzierungsmodellen Alternativen wie Hybridekapital oder Off-Balance-Lösungen prüfen	VNB
	BNetzA, Bund
Um die Transformationsfinanzierung zu sichern, auch staatliche Fördermaßnahmen prüfen.	Bund, Länder
In der Wärme- und Gassparte zusätzliche Herausforderungen mit Blick auf den Ordnungsrahmen lösen	BNetzA, Bund
	Bund

Im Rechts- und Regulierungsrahmen die Grundlage für wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle sicherstellen und Verbraucherinteressen wahren

Aus den zuvor beschriebenen Herausforderungen ergibt sich die Frage, wie VNB die hohen Finanzierungsbedarfe stemmen können. Dafür müssen diese pro Sparte adäquate Finanzierungswege finden. Zudem müssen Wege für den Umgang mit bestehenden Unsicherheiten gefunden werden.

Vor dem Hintergrund hoher Investitionen in Netzverstärkung, -ausbau und Dekarbonisierung sowie Digitalisierung ist es notwendig, dass Geschäftsmodelle für VNB und potenzielle Kapitalgeber wirtschaftlich tragfähig bleiben. Für eine gelungene Finanzierung über privates Kapital (sowohl Eigen- als auch Fremdkapital) muss der Rechts- und Regulierungsrahmen die Grundlage dafür sicherstellen. Ohne diese Basis ist eine Finanzierung nicht gewährleistet. Denn Kapitalgeber wären hierbei nicht bereit, zu investieren oder Kredite zu vergeben.

Die Ergebnisse der Modellierung verdeutlichen beispielsweise, dass im aktuellen Ordnungsrahmen neue Wärmenetze mit sehr hohen Investitionsbedarfen bei gegebener Förderkulisse bzw. aktuellem Niveau der Wärmepreise nicht wirtschaftlich tragfähig sind. Auch im Stromsektor spielt der Rechts- und Regulierungsrahmen eine entscheidende Rolle für die Finanzierung der hohen Investitionskosten. Die regulatorisch festgelegten Eigenkapitalzinssätze haben eine hohe Bedeutung für die Attraktivität von Netzinvestitionen. Sind diese zu niedrig angesetzt, besteht das Risiko, dass Kapitalgeber alternative Anlagemöglichkeiten bevorzugen bzw. nicht bereit sind, das Kapital für Investitionen in Stromnetze bereitzustellen, und dies gefährdet die notwendige Finanzierung der Netzausbauinfrastruktur. Dabei sind der Leitzins der Europäischen Zentralbank, der Zinsabstand zwischen risikoloser Verzinsung, das Zinsniveau

der Kreditaufnahme und regulatorischer Verzinsung des Eigenkapitals von zentraler Bedeutung. Eine angemessene Verzinsung bildet dabei neben den Kapitalkosten, auch Risiken ab, welche sich z. B. durch lange Amortisationszeiten oder hohe Planungsunsicherheit ergeben. Die Debatte um eine Anpassung der Eigenkapitalrendite hat sich angesichts der verschiedenen Herausforderungen verschärft.

Die BNetzA hat im Februar 2024 den sogenannten NEST-Prozess („Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“) zur Neugestaltung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber gestartet. Im Mittelpunkt stehen die Überarbeitung der Anreizregulierung, Kosten- und Erlösbestimmung, inklusive der regulatorisch bestimmten Eigenkapitalverzinsung. In diesem Zuge wird aktuell ein „Festlegungsverfahren von Methoden für die Ermittlung eines pauschalierten Kapitalverzinsungssatzes“ durchgeführt. Im Rahmen der Konsultation des Festlegungsentwurfs im Sommer 2025 sollten die Ergebnisse dieser Studie in die Debatte einfließen.

VNB, deren Kapitalgeber und die Gutachter der Verteilnetzstudie II sprechen sich für eine weitere Erhöhung der regulierten Eigenkapitalzinsen gegenüber dem heutigen Niveau aus. Zudem befürworten sie die Festsetzung eines kapitalmarktgerechten Fremdkapitalzinssatzes, der die Deckung der Fremdkapitalkosten auf Seiten der VNB gewährleistet. Um die Attraktivität von Investitionen in die Netzinfrastuktur zu wahren bzw. zu erhöhen, scheint es im Hinblick auf die Debatte sinnvoll, dass die BNetzA im Rahmen des NEST-Prozesses mit Blick auf die Kapitalverzinsung die zukünftige, internationale Marktentwicklung antizipiert und berücksichtigt.

Die Finanzierung der Transformation befindet sich im Spannungsfeld zwischen den Interessen der Verbraucher und Betreiber – ein Ausgleich ist notwendig: Zur Sicherstellung der Finanzierbarkeit der Transformation auf Unternehmensebene sowie der Bezahlbarkeit und somit der Akzeptanz auf Verbraucherseite reicht es nicht aus, sich bei den zu ergreifenden Maßnahmen auf einzelne Aspekte zu beschränken. Aufgrund der hohen Volumina sollten sämtliche Maßnahmen zur Reduktion der Systemkosten und somit Investitionsvolumina ergriffen werden. Dazu gehören verschiedene Maßnahmen, zum Beispiel eine verstärkte koordinierte Planung von Energieinfrastrukturen (Abschnitt 2.2) und die Erweiterung des rechtlichen Rahmens zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Auch flexible Netzanschlussvereinbarungen können dazu beitragen, Netzanschlüsse besser auszunutzen (Abschnitt 2.3). Doch auch nach Hebung möglichst vieler Optimierungspotentiale verbleiben weiterhin hohe Investitionen, die durch Netzbetreiber zu finanzieren sind (vgl. Gutachten Abschnitt 1.5.5).

Gleichzeitig ist sorgsam auszutarieren, inwieweit die Verbraucherseite angemessen an den Kostenentwicklungen beteiligt werden kann. In einem gewissen Umfang werden Anstiege der Kostenbelastung unvermeidbar sein.

Gleichwohl sind die Interessen und Rechte der Verbraucher zu wahren und anstehende Preisanstiege auf ein entsprechendes Mindestmaß zu reduzieren.

Die Berechnungen der Modellierung zeigen, dass in allen Sparten ein Kostendruck auf die Netzentgelte bzw. Abnahmepreise besteht. Im Stromsektor wachsen die modellierten Netzentgelte (nicht inflationsbereinigt) und unter der Annahme eines unveränderten Regulierungsrahmens einschließlich der Effekte im Übertragungsnetz in etwa um den Faktor zwei. Dies würde perspektivisch eine Verdopplung der Netzentgelte für Endkunden bedeuten.

In der Wärmesparte würden die Wärmevollkosten in einem Szenario mit hohen Investitionskosten trotz hoher Anschlussquote auf ein Niveau steigen, das innerhalb des heutigen Ordnungsrahmens nicht umsetzbar wäre. Zudem würde das Niveau die Zahlungsbereitschaft der Endkunden übersteigen. Dies verdeutlicht die besonders ange spannte wirtschaftliche Situation neuer und zu dekarbonisierender Wärmenetze (vgl. Gutachten Abschnitt 8.3).

Auch in der Methansparte zeigen die Berechnungen eine vergleichbare Entwicklung. Für die verbleibenden Nutzer steigen die netzbezogenen Kosten deutlich an, insbesondere im späteren Verlauf der Transformation. Ähnliche Herausforderungen zeigen sich beim Hochlauf von Wasserstoffverteilnetzen, die ohne eine geklärte Finanzierung ebenfalls hohe Belastungen für Netzkunden verursachen können (vgl. Gutachten Abschnitt 7.3.).

Das bedeutet im Ergebnis, dass alle Anstrengungen unternommen werden sollten, um die Systemkosten so weit wie möglich zu senken. Ziel ist es, den erforderlichen Netzausbau auf das notwendige Maß zu begrenzen und damit ein klimaneutrales Energiesystem effizient zu gestalten. Die verbleibenden zusätzlichen Systemkosten sollten möglichst gering ausfallen. Diese müssen entweder durch die Endkunden getragen werden, auf alle Netznutzer (Einspeisung und Verbrauch) verteilt oder durch staatliche Maßnahmen abgemildert bzw. anders verteilt werden. Dies kann sowohl darin bestehen, durch Änderungen am Ordnungsrahmen Optimierungspotential zu heben, die Förderkulisse weiterzuentwickeln als auch durch staatliche Beihilfen den Anstieg der Netzentgelte zu begrenzen. So können entweder die Kosten auf andere Schultern (z. B. Bundeshaushalt, andere Verbrauchsgruppen) oder auf andere Zeiträume (z. B. durch Amortisationskonto oder Kreditfinanzierung) verteilt werden (vgl. Abschnitt 1.5.5).

Kapitalbeschaffung durch vielfältige Finanzierungsquellen ausweiten

Verteilnetzbetreiber nutzen derzeit bereits ein breites Portfolio zur Beschaffung von Finanzmitteln. Die Höhe der Neuinvestitionen übersteigt in der Regel aber die Innenfinanzierungskraft der Unternehmen. Netzbetreiber müssen daher zusätzliche Kapitalquellen erschließen. Dazu sind auf Unternehmensebene eine Vielzahl von Maßnahmen erforderlich. Verteilnetzbetreiber bewegen sich bei der Finanzierung im Spannungsfeld zwischen dem umzusetzenden Investitionsplan sowie den Interessen der Gesellschafter und Banken. Finanzierungskonzepte müssen allen Parteien gerecht werden, um den größtmöglichen Nutzen zu stiften.

Die Transformation der Energienetze verlangt hohe finanzielle Mittel, die das laufende operative Geschäft nicht allein tragen kann. Die Menge zusätzlicher finanzieller Mittel ist vom betrachteten Szenario sowie der finanziellen Ausgangslage der Unternehmen abhängig und variiert entsprechend. Die im Rahmen des Gutachtens durchgeföhrten Berechnungen zeigen jedoch, dass negative Cashflows bis mindestens Mitte der 2030er Jahre auftreten können. Eine konstante externe Liquiditätszufuhr ist in diesem Fall notwendig (vgl. Abschnitt 9.2.2).

Für die Liquiditätszufuhr gibt es verschiedene Lösungsansätze, die durch die Netzbetreiber in geeigneter Form kombiniert werden müssen. Untenstehende Abbildung 2 stellt klassische und alternative Finanzierungsmodelle von Unternehmen dar. Zentral für den Umfang der Finanzierungsfähigkeit ist in der Regel das Ausmaß der Eigenkapitalausstattung. Finanzierungsinstrumente sind daher in Bezug auf die Auswirkung auf den Verschuldungsgrad der Organisation zu beurteilen. Diese sind in Abschnitt 9.2.4 des Gutachtens im Detail erläutert.

Klassische Finanzierungmodelle bestehen vor allem in der Beschaffung von Eigen- und Fremdkapital. Die Liquiditätszufuhr kann entweder über Kreditaufnahme (Fremdkapital) oder Thesaurierung bzw. Eigenkapitalzufuhr erfolgen. Zur Sicherstellung der Finanzierung müssen die Instrumente Ausschüttung, Fremdkapitalaufnahme, Thesaurierung und Eigenkapitalzufuhr austariert werden.

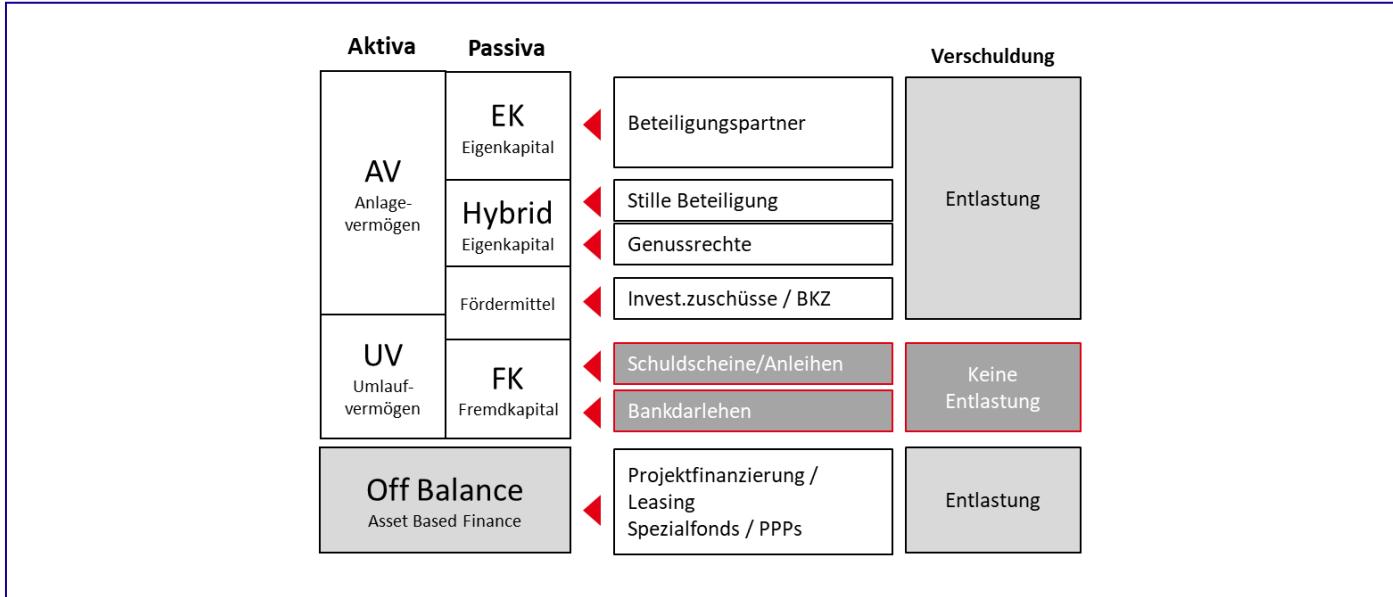


Abbildung 2 Klassische und alternative Finanzierungsmodelle mit ihrer Auswirkung auf die Verschuldung

In der Theorie sind drei Finanzierungskonzepte möglich:

1. Eine Vollfinanzierung der Investitionen ausschließlich durch Fremdkapital, bei Aufrechterhaltung aller Ausschüttungen an die Gesellschafter. Banken beurteilen die Tragfähigkeit der Finanzierung anhand von Kennzahlen. Werden diese Kennzahlen durch hohe Kreditaufnahmen nicht mehr eingehalten (drohende Überschuldung), verweigern Banken u.U. die Kreditbereitstellung bzw. die Finanzierung. Damit dies nicht eintritt, muss das Unternehmen die Eigenkapitalbasis erhöhen.
2. Dies ist durch eine Thesaurierung der Gewinne oder Eigenkapitaleinlagen bestehender oder neuer Gesellschafter möglich. Bei diesem Konzept erfolgt daher weiterhin eine Vollfinanzierung durch Fremdkapital, bei gleichzeitiger Thesaurierung, um die Eigenkapitalbasis zu stärken.
3. Teilfinanzierung der Investitionen durch Fremdkapital verbunden mit Thesaurierung sowie Eigenkapitaleinlagen durch bestehende oder neue Gesellschafter.

Flankierend zu klassischen Finanzierungsmodellen Alternativen wie Hybridkapital oder Off-Balance-Lösungen prüfen

Die Thesaurierung von Gewinnen allein reicht häufig nicht aus, um die Finanzierung umfassend zu gewährleisten. Eigenkapitalgeber müssten u. U. über einen sehr langen Zeitraum hinweg vollständig auf Gewinnausschüttungen verzichten. Es ist nicht davon auszugehen, dass die Gesellschafter hierzu bereit sind. Um die Finanzierung der anstehenden Transformation sicherzustellen, müssen daher weitere Instrumente wie die Aufnahme von Eigenkapital durch bestehende oder neue Gesellschafter geprüft werden. Auch der Einsatz hybrider Instrumente oder von Off-Balance-Lösungen sind in Betracht zu ziehen und bezüglich der Chancen und Risiken zu bewerten.

Zusätzliche Eigenkapitaleinlagen können die Eigenkapitalquote stärken. Bestehende Gesellschafter sind allerdings oft nicht in der Lage oder bereit, zusätzliches Eigenkapital einzubringen. Die Aufnahme von Eigenkapital durch neue Gesellschafter ist durch die Einräumung von Stimmrechten an neue Investoren verbunden. Die Aufnahme neuer Gesellschafter ist oft nicht gewünscht oder möglich.

Hybride Instrumente (auch Mezzanine-Kapital) wie stille Beteiligungen oder Genussrechte, können die Verschuldung entlasten. Mezzanine-Finanzierungen sind flexibel gestaltbare Finanzierungsformen mit Merkmalen sowohl

von Eigen- als auch Fremdkapital. Abhängig von der vertraglichen Ausgestaltung können sie wirtschaftlich als Eigenkapital anerkannt werden. Allerdings gehen sie in der Regel mit höheren Zinsen und einem höheren Risiko für den Gläubiger einher.

Auch Off-Balance-Lösungen wie Projektfinanzierungen, Leasing oder Spezialfonds bieten Möglichkeiten, Investitionen vorzunehmen, ohne den Verschuldungsgrad zu erhöhen. Bei der Projektfinanzierung erfolgt die Finanzierung außerhalb der Bilanz ohne oder mit nur begrenztem Rückgriff auf die Gesellschafter im Falle eines Kreditausfalls. Zudem wird das Risiko auf das Projekt begrenzt. Allerdings sind hohe Anforderungen an die Dokumentation sowie erhöhte Beraterkosten und Margen zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Studie wurde durch die BET ein freiwilliges Beteiligungsmodell mit der Bezeichnung AssetCo erarbeitet. Dieser Vorschlag zielt darauf ab, die Finanzierungssituation insbesondere für Strom-VNB zu verbessern, ohne dass dabei die Bilanz belastet wird. Dies ist insbesondere für die VNB möglich, die handelsrechtlich nach HGB bilanzieren. Das Modell der AssetCo kann als Rückfalloption verstanden werden, um Betriebsmittel zu finanzieren, die durch reguläre Geschäftstätigkeit nicht finanziert werden können. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn durch die Finanzierung ein zu hoher Verschuldungsgrad entsteht.

Der Vorschlag beinhaltet ein Pachtmodell, welches im Verteilnetzbereich eine übliche Konstruktion darstellt. Dabei wird durch den VNB eine externe Gesellschaft gegründet. Diese Gesellschaft wirbt Eigen- und Fremdkapital von Dritten ein. Damit finanziert und realisiert sie einzelne Betriebsmittel in der Stromsparte, deren Finanzierung durch Netzbetreiber nicht sichergestellt ist. Dies können z. B. Umspannwerke oder neue Leitungen sein. Die AssetCo verpachtet die Betriebsmittel zurück an den Netzbetreiber. Sie schließt einen Betriebsführungsvertrag mit diesem ab, der eine Verpflichtung für den Betrieb und Service des Assets beinhaltet. Die AssetCo erhält als Erlös den Pachtzins. Für den Netzbetreiber geht der zu zahlende Pachtzins in die Erlösobergrenze ein. Die BNetzA prüft und genehmigt die Erlösobergrenze für den Netzbetreiber inklusive der Kosten für die Pacht.

Das Modell kann in verschiedenen Ausgestaltungsformen, unter Beteiligung mehrerer Netzbetreiber oder mit staatlichen Beteiligungen erweitert werden. Konkrete Ausgestaltungsvarianten sind weiter zu erarbeiten. Dabei müssen auch die Risiken, die mit der Ausgliederung von kritischen Infrastrukturen verbunden sind, adäquat adressiert werden. Es sind Regelungen zu treffen, welche z. B. das Ausfallrisiko der Betriebsmittel reduzieren und absichern, damit die Versorgungssicherheit des Stromsystems gewährleistet ist, insbesondere Haftungsfragen. Eine ausführlichere Darstellung des Modells und möglicher Ausgestaltungsvarianten ist im Gutachten (Abschnitt 9.3) enthalten.

Für eine mögliche Anwendung der AssetCo in der Praxis müsste der regulatorische Rahmen weiterentwickelt werden, sodass die Umsetzung des AssetCo-Modells für einen Strom-VNB zu einem angemessenen wirtschaftlichen Nutzen führt, der in einem adäquaten Verhältnis zum Risiko steht. Die Wahl des passenden Finanzierungsmodells erfordert eine sorgfältige Abwägung von Chancen und Risiken. Die Eignung sollte individuell und situationsabhängig geprüft werden. Dabei sollten die Renditeanforderungen neuer Investoren berücksichtigt werden. Das Ziel besteht darin, Finanzierungsinstrumente zu wählen, welche den Verschuldungsgrad nicht weiter erhöhen. Eine weitere Ausarbeitung des AssetCo-Modells, einschließlich der Subtypen mit Beteiligung mehrerer Netzbetreiber oder mit staatlichen Beteiligungen, sollte geprüft werden.

Um Transformationsfinanzierung zu sichern, auch staatliche Fördermaßnahmen prüfen

Der Ausgestaltung des Ordnungsrahmens kommt eine entscheidende Rolle zu. Verlässliche, langfristig planbare gesetzliche Vorgaben sowie klare, konsistente Anreizstrukturen und Fördermechanismen können dazu beitragen, das Risiko für Kapitalgeber zu reduzieren und dadurch die Finanzierungskosten senken. Auch in schwierigen Finanzierungssituationen, wie im Szenario mit dem höchsten Kapitalbedarf, kommt dem Ordnungsrahmens eine wesentliche Funktion zu. Staatliche Fördermaßnahmen können die Investitionsfinanzierung unterstützen und die Risiken sowie Finanzierungskosten senken. Damit kann eine beschleunigte klimaneutrale Transformation bei gleichzeitiger Reduktion der Systemkosten sichergestellt werden. Solche Maßnahmen sind z. B. dann sinnvoll, wenn Wärmenetze

dort betrieben werden, wo sie in der Wärmeversorgung die volkswirtschaftlich günstigste Option darstellen und die Infrastrukturkosten in der Sparte Strom bzw. Wasserstoff reduzieren.

Auch auf Seite der öffentlichen Hand steht eine Vielzahl an Optionen zur Verfügung. Diese können sowohl die Ausstattung mit Eigenkapital als auch die Ausstattung mit Fremdkapital verbessern. Staatliche Fördermaßnahmen müssen das Beihilferecht befolgen und dürfen nicht zu Wettbewerbsverzerrungen führen.

Maßnahmen, bei denen der Staat beteiligt ist, können von niedrigen Finanzierungskosten profitieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch die günstigeren Refinanzierungsmöglichkeiten des Staates an den Kapitalmärkten die Finanzierungskosten herabgesetzt werden können. Je nach Option würde der Bundeshaushalt oder der Haushalt einer anderen staatlichen Institution, z. B. einer Förderbank, belastet. Den Belastungen und Risiken stehen aber je nach vertraglicher Ausgestaltung auch Ertragschancen gegenüber. Durch die Maßnahmen können daher auch für die öffentliche Hand grundsätzlich Erträge in Form von Zinskosten oder Eigenkapitalrenditen erwirtschaftet werden. Auf der anderen Seite wären dafür teils aufwendige organisatorische und rechtliche Strukturen sowie die Sicherstellung einer effizienten Steuerung der Investitionen durch die öffentliche Hand erforderlich.

Optionen zur Verbesserung der Ausstattung mit Eigenkapital sind beispielsweise ein Energiewendefonds, staatliches Mezzanine-Kapital, Investitionszuschüsse und staatliche Eigenkapitalbeteiligungen. Auch durch Änderungen am Ordnungsrahmen kann in der Sparte Strom die Eigenkapitalbasis gestärkt werden, indem die regulierte Eigenkapitalrendite erhöht wird. Dadurch könnten zusätzliche Eigenkapitaleinlagen generiert werden, weil ihre Attraktivität steigt. Zudem könnten durch eine höhere Rendite mehr Überschüsse thesauriert werden. Diese Option liegt in der Entscheidungshoheit der Bundesnetzagentur. Sie würde den Bundeshaushalt nicht belasten, aber zu einer weiteren Erhöhung der Netznutzungsentgelte führen. Bei einem Energiewendefonds können Ausgliederungen in abgetrennte Projektgesellschaften (SPVs) erforderlich sein, wenn die Beteiligungsstruktur und Stimmrechte auf der Ebene des VNB ausgeschlossen werden sollen. Der Vorteil staatlichen Mezzanine-Kapitals besteht darin, die Verschuldung zu entlasten, ohne dass dabei höhere Zinskosten für Netzbetreiber anfallen. Diese können durch die günstigeren Refinanzierungsmöglichkeiten des Staates an den Kapitalmärkten herabgesetzt werden. Auch Investitionszuschüsse sind eine Option, aber stark von staatlichen Rahmenbedingungen abhängig. Staatliche Eigenkapitalbeteiligungen könnten die Kapitalbasis der Unternehmen stärken, Finanzierungskosten senken und gleichzeitig auch Chancen auf Gewinnbeteiligungen beinhalten. Allerdings gehen diese mit einer hohen regulatorischen Komplexität einher, z. B. bei der Gewinnverteilung und Entscheidungsmacht in den Gesellschaften.

Staatliche Förderinstrumente können unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen. Zum einen können sie dazu beitragen, die Finanzierungskosten von Unternehmen zu reduzieren. Dies kann zu einer Verringerung der Netzentgelte oder Wärmepreise führen. Tritt dies ein, können sie eine Umverteilung bewirken, indem die Finanzierungslast nicht von den Endverbrauchenden, sondern einem staatlichen Haushalt getragen wird. Im Rahmen der Ausgestaltung staatlicher Förderinstrumente ist sicherzustellen, dass Förderinstrumente zielgerichtet und effizient eingesetzt werden. Unbeabsichtigte Verteilungseffekte sind zu vermeiden.

Optionen zur Verbesserung der Ausstattung mit Fremdkapital sind Bürgschaften durch Bund oder Länder sowie Kommunalkredite von Förderbanken. Bürgschaften können insbesondere in der Wärmesparte das Investitionsrisiko für private Investoren reduzieren. Dadurch kann mehr privates Kapital für den Netzausbau mobilisiert werden. Allerdings ist in diesen Fällen eine beihilferechtliche Prüfung notwendig, um etwaige Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Kommunalkredite von Förderbanken können ebenfalls zur Reduzierung der Zinskosten beim Ausbau von Wärmenetzen beitragen. Sie sind derzeit jedoch nicht mit bestehenden Fördermechanismen wie der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) kombinierbar – es gilt ein Kumulierungsverbot, das die parallele Inanspruchnahme unterschiedlicher öffentlicher Fördermittel ausschließt.

Staatliche Fördermittel erweitern die Auswahl der Finanzierungsmöglichkeiten, da sie den Zugang zu Kapital erleichtern und Kosten senken können. Gleichzeitig führen sie durch bestehende Vorgaben – wie etwa Kumulierungsver-

bote – zu Einschränkungen bei der Auswahl und Kombination weiterer Förderinstrumente. Eine sorgfältige Abstimmung der eingesetzten Fördermittel ist daher erforderlich. Förderbanken können in bestimmten Fällen zudem auch Eigenkapital bereitstellen. Eine ausführlichere Erläuterung der Finanzierungsoptionen und ihrer Chancen und Risiken erfolgt im Gutachten (Abschnitt 9.2.4).

In der Wärme- und Gassparte zusätzliche Herausforderungen mit Blick auf den Ordnungsrahmen lösen

Eine gesteuerte Transformation, die vorausschauend Klarheit zur Umnutzung, zum Neubau oder aber zur frühzeitigen Stilllegung von Gasverteilnetzen schafft, kann Investitionskosten und operative Kosten senken und dadurch Verbraucher entlasten.² Voraussetzung dafür ist, dass dies regional als sachgerechte Lösung herausgearbeitet wurde und tragfähige Alternativen sowie ein gesetzlicher Planungsrahmen für die Reduktion von Investitionsbedarfen vorhanden sind (vgl. Umsetzung der EU-Gasbinnenmarktrichtlinie in Abschnitt 2.2.). Dabei ist es ebenso essenziell, frühzeitig, transparent und auf den regionalen Kontext bezogen über Transformationspläne (nach Artikel 56 und 57 der EU-Richtlinie 2024/1788) und voraussichtlich steigende Netzentgelte im Erdgasbereich zu kommunizieren. Dann können diese Faktoren eine Lenkungswirkung entfalten und Verbraucher dadurch zu Investitionen in alternative Heizsysteme angeregt werden. Dabei muss auch ein sozial gerechter Umgang mit Härtefällen etabliert werden. Die dafür notwendige soziale Absicherung muss zum einen dafür sorgen, dass sozial schlechter gestellte Haushalte bei Stilllegungen nicht unzumutbar belastet werden. Gleichzeitig müssen klare Kriterien für Härtefälle definiert werden, damit Bedürftige treffsicher unterstützt werden können und eine ungerechtfertigte Beanspruchung vermieden wird.

Zudem muss eine Lösung für die Hochlaufproblematik der Wasserstoffverteilnetze erarbeitet werden, die die Finanzierung sicherstellt und die Ausgangslage und Gegebenheiten der Marktteilnehmer berücksichtigt. Dabei sollte auch der regulatorische Aufwand für eine effiziente Implementierung in den Blick genommen werden. Des Weiteren sollte die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für Biomethancluster geprüft werden, denn in ländlichen Gebieten mit hoher Verfügbarkeit von Biomethan, in denen für ein Wärmenetz keine sinnvolle Anschlussdichte erreicht werden kann, sind diese eine sinnvolle Möglichkeit, um die Wärmeversorgung und vereinzelt die ansässige Industrie zu dekarbonisieren.

Änderungen am Ordnungsrahmen sind erforderlich, um den Wärmenetzausbau sowie die klimaneutrale Transformation der Erzeugungsanlagen auf hohem Niveau sicherzustellen. Das Ziel sollte sein, die Risiken und Finanzierungskosten zu reduzieren und durch gesetzlich verankerte Fördermechanismen stabile Rahmenbedingungen zu schaffen, die Planungssicherheit für Investitionen ermöglichen. Auch Energiegemeinschaften können eine bedeutende Rolle bei der Wärmeversorgung spielen. Ihre Potentiale und Limitationen sollten daher ebenfalls weiter analysiert werden, insbesondere auch Kapitalbeteiligungen von Bürgerinnen und Bürgern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau dezentraler Energieprojekte – wie sie häufig von Energiegemeinschaften initiiert werden – auch in einem Spannungsverhältnis zur flächendeckenden, leistungsgebundenen FernwärmeverSORGUNG stehen kann. In bestimmten Fällen kann dies zu Zielkonflikten bei der Infrastrukturentwicklung führen, die im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung sorgfältig abgewogen werden müssen.

Darüber hinaus sollte der Fokus auf der Sicherstellung von bezahlbaren Preisen für die Endverbraucher liegen, um die Akzeptanz der Dekarbonisierung und der damit verbundenen Preisentwicklung zu gewährleisten. Eine Anpassung des Ordnungsrahmens muss die Interessen der Kunden und Betreiber ausbalancieren. Dafür sind folgende Aspekte wichtig:

² Wenngleich die Investitionen in den Stromnetzausbau deutlich höher liegen als die Einsparungen im Methannetz.

Ein langfristig verlässlicher Förderrahmen für gesamtwirtschaftlich sinnvolle Wärmenetze sollte etabliert werden, der verschiedene Fördermechanismen aufeinander abstimmt. So mündet eine koordinierte Planung in einem Zielbild der Infrastrukturen vor Ort. Dieses Zielbild sollte in der Förderlandschaft von Technologien berücksichtigt werden. Konkrete Maßnahmen wären z. B. die Beendigung der Wärmepumpen-Förderung in Fernwärme-Vorranggebieten sowie gesetzlich verankerte Fördermaßnahmen ohne Haushaltsvorbehalt. Ebenso relevant ist es, in diesem Kontext die Ermöglichung der Kumulierbarkeit von Bundes- und Landesförderungen zu prüfen.

Die Preisbildung und Preisstrukturen sollten mit Blick auf den Ausbaubedarf im Wärmenetz weiterentwickelt werden. Hierzu zählt z. B. das Ermöglichen einer stärkeren Gewichtung der Grund- bzw. Leistungspreise, da die Wärmenetzinfrastruktur zunehmend durch hohe Fixkosten geprägt ist. Darüber hinaus sollte auch geprüft werden, inwiefern Möglichkeiten zur Erhöhung des Preisniveaus für den Ausbau und die Transformation der Wärmenetze zielführend sein können. Zur Wahrung der Verbraucherrechte sind in diesem Zusammenhang eine ausreichende Transparenz und ein Schutz vor unsachgerechten Preisanpassungen sicherzustellen. Für eine ausreichende Transparenz seitens der Wärmenetzbetreiber ist eine grundlegende Weiterentwicklung der branchenüblichen Preisindizes durch das statistische Bundesamt notwendig.

Bei der Erschließung neuer Wärmenetzgebiete sollte geprüft werden, inwiefern Netzbetreiber erweiterte Handlungsspielräume für eine geordnete Transformation erhalten können. Dies kann beispielsweise die frühzeitige Stilllegung von Gasnetzen umfassen. Dabei können positive Effekte auf die Anschlussquote, Gasnetzentgelte, den Wärmepreis und die Umstellungskosten für Wasserstoff und den Förderbedarf entstehen.

2.2 Handlungsfeld 2: Koordination, Planungssicherheit und Datenaustausch über Sektoren und Ebenen hinweg

Eine koordinierte Planung ist für die effiziente Auslegung und Umsetzung der für die Transformation notwendigen Netzmaßnahmen eine der wichtigsten Grundlagen. Durch die koordinierte Planung können Ressourcen besser genutzt und Prozesse optimiert werden, um die Effizienz zu steigern. Zudem ermöglicht eine koordinierte Planung, schneller auf Veränderungen und neue Anforderungen zu reagieren. Die Fortentwicklung der Stromnetz- und Wärmeplanung hin zu einer Energieleitplanung ist dafür eine Voraussetzung. Dies wird auch in den umfassenden Ausführungen des Gutachtens (vgl. Gutachten Abschnitt 3.2) und den dort skizzierten Lösungsansätzen deutlich. Nachfolgend sollen die Herausforderungen im Handlungsfeld Planung und mögliche Lösungswege für mehr Koordination und Planungssicherheit aufgezeigt und mit Blick auf die weitere Debatte diskutiert werden.

2.2.1 Ausgangslage

Derzeit gibt es eine Vielzahl an Planungs- und Koordinierungsinstrumenten, welche die Transformation der Verteilnetze betreffen. So sind die Strom-Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden nach § 14d EnWG verpflichtet alle zwei Jahre einen Netzausbauplan vorzulegen. Ein Äquivalent für die Entwicklungsplanung der Wasserstoffverteilnetze und Transformationspläne der Gasverteilnetze müssen nach Artikel 56 und 57 der EU Richtline 2024/1788 in deutsches Recht umgesetzt werden. Eine wesentliche Eingangsgröße bei der Planung der Verteilnetze sind dabei die Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Daneben kann die Systementwicklungsstrategie aus Gesamtsystemsicht eine Orientierung geben. Hier werden ein sektorübergreifendes Leitbild und Transformationspfade eines klimaneutralen Energiesystems entwickelt. Außerdem werden aktuell kommunale Wärmepläne und weitere regionale Ansätze, bspw. die iNeP – Integrierte Netzplanung für Hamburg (iNeP) [15], erarbeitet, die eine Möglichkeit zur kosteneffizienten, klimaneutralen Wärmeversorgung vor Ort aufzeigen sollen. All diese Prozesse sind interdependent, fußen aber nicht immer auf denselben Annahmen, da der Austausch und die Vergleichbarkeit von Daten beschränkt sind.

In der Ausgestaltung der Transformationspfade bestehen zwar noch Unsicherheiten über das richtige Verhältnis zwischen Direktelektrifizierung und dem Einsatz von Molekülen, jedoch sind die Säulen eines klimaneutralen Energiesystems in weiten Teilen klar: So sind der Ausbau der Erneuerbaren Energien, Energieeffizienz, Flexibilität, weitgehende Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätsbereich sowie eine verstärkte Elektrifizierung in Teilen der Industrie wesentliche Elemente der Transformation. Unsicherheiten bestehen dabei beispielsweise noch über Entwicklungen in der Industrie, die Geschwindigkeit des Hochlaufs klimaneutraler Technologien, welche Wärmeversorgung vor Ort die passendste ist, die genaue Regionalisierung der verschiedenen Technologien, wie Erneuerbare Energien, Kraftwerke oder Elektrolyseure zum Einsatz kommen und wie nachfrageseitige Flexibilitäten genutzt werden. Einige dieser Unsicherheiten spiegeln sich auch in der Spannbreite und den Zeithorizonten der Entwicklungs-szenarien wider. Mit diesen Unsicherheiten in den möglichen Transformationspfaden muss durch die Planungsprozesse über verschiedene Ebenen hinweg ein sinnvoller Umgang gefunden werden, damit mehr Planungs- und damit Investitionssicherheit entsteht.

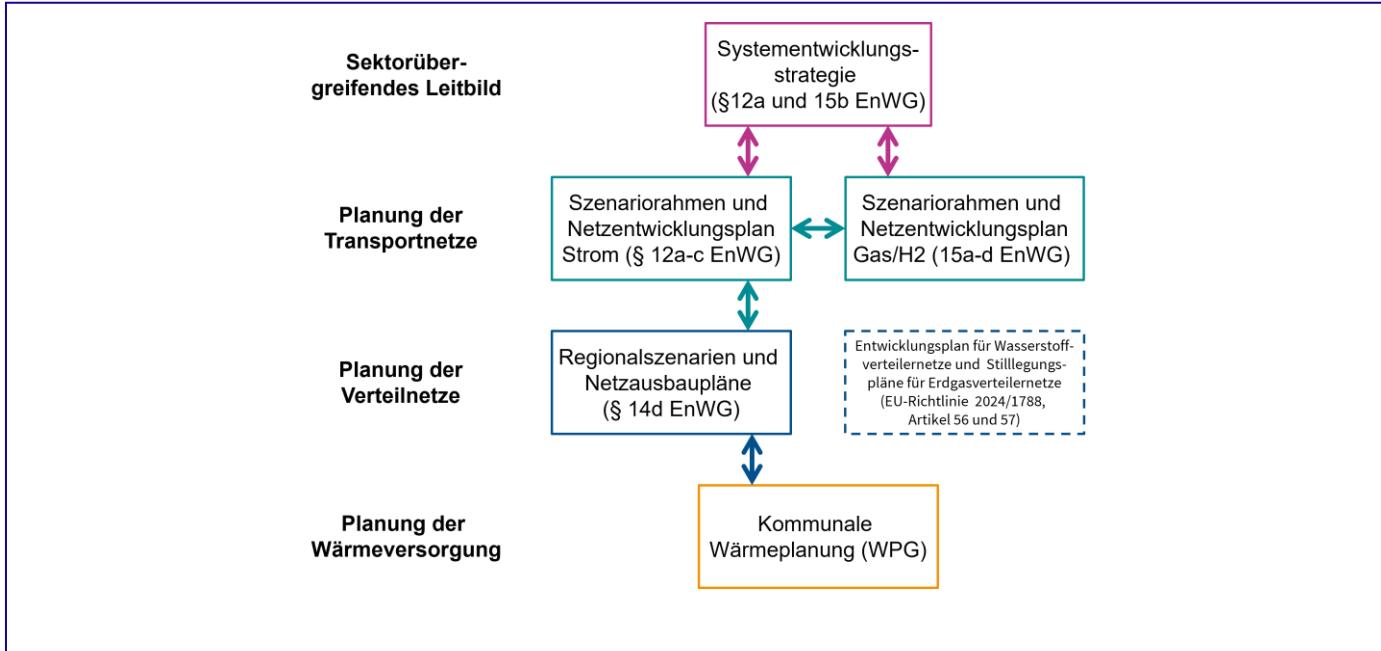


Abbildung 3 Planungsprozesse auf verschiedenen Ebenen

2.2.2 Herausforderungen

Damit stellen sich mehrere Herausforderungen für die Planung der Verteilnetze. Es muss ein Zielsystem angestrebt werden, mit dem über die Sparten hinweg geplant und eine möglichst effiziente Umsetzung koordiniert werden kann – auch wenn die Assets nicht in der Hand eines Unternehmens liegen. Langfristig sind parallele und damit redundante Infrastrukturen zu vermeiden. Die verschiedenen Verteilnetze sind bis dato jeweils für sich durch eine kontinuierliche Netzentwicklung mit festen, gut prognostizierbaren Kundenstädten und Mengenprofilen gekennzeichnet. In der aktuellen Transformation, mit ihren unterschiedlichen Entwicklungspfaden (siehe Strom- vs. Molekülszenario im Gutachten Abschnitt 2.4), entsteht eine Varianz, die zukünftige Energiebedarfe und damit den notwendigen Netzausbau schwer prognostizierbar macht – dies ist insbesondere bei ungesteuerten Transformationsverläufen zu erwarten. Absehbar ist, dass es zu Kundenwanderungen zwischen den Energieträgern kommen wird. So werden beispielsweise im Zuge der Wärmewende vermehrt strombasierte Wärmelösungen zum Einsatz kommen und gasbasierte Technologien eher abnehmen. Außerdem wird die Bedeutung von Wärmenetzen stark zunehmen. Weiterhin müssen die Stromnetze in steigendem Tempo an neue Anforderungen wie der vermehrten Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, dem punktuellen Zubau von Starkabnehmern wie bspw. Rechenzentren sowie den Hochlauf der E-Mobilität und Wärmepumpen angepasst werden. Da der Netzausbau oft nicht im selben Tempo wie der Zubau der neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen erfolgen kann, steigt auch der Bedarf an steuernden Eingriffen durch die Netzbetreiber.

Eine zentrale Herausforderung im Themenbereich der spartenübergreifenden Planung und des Asset-Managements ist die Frage, wie Transformationen möglichst effizient organisiert und koordiniert werden können. Dies ist insbesondere in solchen Fällen herausfordernd, in denen die zu koordinierenden Sparten und Assets nicht in einer unternehmerischen Hand liegen.

Zeitlich stellt die Erreichung des Klimaneutralitätsziels 2045 eine Herausforderung dar, denn die Planungzyklen der oben genannten Prozesse (vgl. Abbildung 3) lassen bis 2045 nur eine vollständige Iteration zwischen den verschiedenen Planungsprozessen zu (vgl. Gutachten Abschnitt 3.2.3). Da jedoch, wie oben beschrieben, noch einige Unsicherheiten in der Entwicklung des Energiesystems bestehen, ist ein guter und transparenter Informationsfluss hinsichtlich Annahmen, Daten und Ergebnissen zwischen den Planungsprozessen für eine effiziente Transformation

der Energienetze elementar. Andernfalls könnten sich damit Annahmen des einen Prozesses zu spät als falsch herausstellen oder Bedarfe vor Ort verzögert in die Planung übergeordneter Infrastrukturen eingehen.

Eine weitere Herausforderung ist, dass die Ergebnisse der verschiedenen Planungsprozesse nicht immer in einer vergleichbaren Form vorliegen, sodass sie in anderen Planungsprozessen berücksichtigt werden können. So ist beispielsweise bei der Kommunalen Wärmeplanung (KWP) nicht in allen Ländern vorgegeben, in welcher Form die Ergebnisse vorliegen sollen. Dadurch wird eine Berücksichtigung der KWPs im Rahmen der Netzausbaupläne erschwert. Planungsprozesse sollten zeitlich so abgestimmt, aufbereitet und kommuniziert werden, dass sie in anderen Prozessen berücksichtigt und genutzt werden können. Dabei sollten die Annahmen zu Wirtschaftlichkeitsanalysen offengelegt werden. Je qualitativ hochwertiger die Kommunalen Wärmepläne aufgestellt sind, desto eher wird vermieden, dass Wärmenetzgebiete ausgewiesen werden, für die sich im Nachgang mangels Wirtschaftlichkeit keine Betreiber finden. Insofern sollte geprüft werden, durch welche Maßnahmen dies erreicht werden kann.

Die Koordination zwischen Top-down- und Bottom-up-Planungsprozessen ist ebenfalls herausfordernd und findet bislang nicht in ausreichendem Maße statt. Deswegen können Diskrepanzen zwischen den dezentralen Prozessen und den übergeordneten Planungsprozessen nicht transparent gemacht werden. Es ist daher unbedingt erforderlich, dass die Fäden der Planungsprozesse durch eine koordinierte Planung zusammengeführt werden und somit die verschiedenen Zielbilder konvergieren.

2.2.3 Lösungsansätze

Nachfolgend werden für die aufgeworfenen Herausforderungen Lösungsansätze und Handlungsempfehlungen entlang von drei Bereichen skizziert. Insbesondere durch die Fortentwicklung eines verlässlichen rechtlichen Rahmens, das Stärken der horizontalen und vertikalen Kooperation sowie die Erhöhung der Datenqualität und die Erleichterung des Datenaustausches sollen die Koordination, die Planungssicherheit und der Datenaustausch über Sektoren und Ebenen hinweg sichergestellt werden.

Die nachstehende Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die im Rahmen der Studie erarbeiteten Handlungsempfehlungen für das Feld Planung.

Tabelle 3 Handlungsempfehlungen im Feld Planung

Handlungsempfehlungen		Akteur
Verlässlichen rechtlichen Rahmen fortentwickeln	EU-Vorgaben zur Wasserstoffverteilernetzplanung (Umwidmung und Neubau) sowie Stilllegungspläne – unter Berücksichtigung von Biomethan – umsetzen .	Bund, Länder, BNetzA
	Umsetzende Behörden mit qualifiziertem Personal und weiteren für die Digitalisierung erforderlichen Ressourcen ausstatten .	Bund, Länder, Kommunen
	Bürokratische Hürden abbauen, Digitalisierung bei Genehmigungsverfahren für den Netzausbau und unternehmensübergreifende Koordination ermöglichen.	Bund, Länder, Kommunen, BNetzA
Horizontale und vertikale Koordination stärken	Horizontale Koordination: Koordination über die Sparten hinweg mit Blick auf die kommenden Herausforderungen der Transformation weiter stärken.	Unternehmen
	Vertikale Koordination: Planungsprozesse auf verschiedenen Ebenen effizient koordinieren und aufeinander abstimmen.	Bund, Länder, Kommunen, Unternehmen
Datenqualität erhöhen und Datenaustausch erleichtern	Einheitliche Datenstandards festsetzen, verbindlich verankern und in entsprechenden Planungsprozessen bei Behörden und Unternehmen umsetzen.	Bund, Länder, Unternehmen

Verlässlichen rechtlichen Rahmen fortentwickeln

Für eine erfolgreiche Transformation der Verteilnetze bedarf es langfristig stabiler gesetzlicher und regulierter Rahmenbedingungen in allen Sparten. Dies bietet Rechtssicherheit und Planbarkeit sowohl für die Verteilnetzbetreiber als auch für die Netznutzer in der Umsetzung der Transformation und hilft den genannten Herausforderungen gesamtwirtschaftlich sinnvoll zu begegnen. Für die Stromverteilnetze existiert bereits der Prozess der Netzausbaupläne, welcher kontinuierlich verbessert und weiterentwickelt werden sollte, z. B. durch einheitlichere Formate und Annahmen [16]. Der Gesetzgeber sollte zur besseren sektorübergreifenden Planbarkeit dringend die Vorgaben der EU-Richtlinie 2024/1788 zur Entwicklungsplanung für Wasserstoffverteilnetze sowie zur Einführung von Stilllegungsplänen für Gasverteilnetze umsetzen. Die Entwicklungsplanung für Wasserstoffverteilnetze soll dabei sowohl umgewidmete als auch neu zu errichtende Leitungen enthalten und in den Stilllegungsplänen muss die noch bestehende Erdgasversorgung sowie die bestehende und geplante Biomethannutzung berücksichtigt werden. Ebenso sollten die verschiedenen Einzelplanungen in einer regionalen Transformationsplanung zusammengeführt und mit der Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber strukturell verzahnt werden. Auch die bestehende Regulatorik um flexiblere Anschlussregelungen sowie langfristig tragfähige Regulierungs- und Finanzierungsperspektiven sollten erweitert werden. Es sollte das übergeordnete Ziel sein, langfristige Planbarkeit und Umsetzbarkeit bei den Verteilnetzbetreibern und Sicherheit für die Kunden herzustellen. Dabei muss möglichst der bisher eingeschlagene Weg in der Regulatorik fortgeführt werden. Neue Planungsprozesse sollten von Anfang an so aufgesetzt werden, dass die Verzahnung mit den anderen Planungsprozessen, wie der Kommunalen Wärmeplanung, mitgedacht wird.

Die Rechtssetzungs- und Regulierungsinstanzen auf EU-, Bundes- und Länderebene müssen den Abbau von bürokratischen Hürden und die Digitalisierung bei Genehmigungsverfahren für den Netzausbau fortführen, um Prozesse zu beschleunigen und Kosten zu senken. Hierfür müssen durch den Gesetzgeber die kritischen Pfade von Genehmigungsverfahren für den Ausbau der Verteilnetze, insbesondere auch von Aufbruchgenehmigungen, Sondierungsge suchen in städtischen Bereichen und anderen Ämtern analysiert und Beschleunigungspotenziale geprüft werden. Hier können bürokratische Hürden weiter vereinfacht oder abgebaut werden (vgl. Gutachten Abschnitt 10.2.6). Für eine effiziente und schnelle Umsetzung der Genehmigungsverfahren ist auch eine angemessene Ressourcenausstattung der umsetzenden Behörden notwendig. Die Möglichkeiten zur Digitalisierung bzw. Beschleunigung der Genehmigungsprozesse, bis hin zu einer Genehmigungsfiktion in bestimmten Bereichen sollten in harmonisierter und standardisierter Weise auf kommunaler Ebene und Länderebene geprüft werden.

Horizontale und vertikale Kooperation stärken

Ein verbessertes Gesamtverständnis aller Planungsprozesse trägt dazu bei, die auf rechtlicher Ebene gesetzten Vorgaben und "Leitplanken" frühzeitig zu antizipieren und umzusetzen. Dafür müssen auch auf rechtlicher Ebene die Vorgaben und der Ordnungsrahmen (bspw. Gebäudeenergiegesetz oder Gesetz für die Wärmeplanung) mit Kontinuität umgesetzt werden. Dies ermöglicht mehr Planungssicherheit bei den Verteilnetzbetreibern und den Kunden und erhöht die Erfolgsschancen der Transformation.

Um einer koordinierten Planung näher zu kommen und somit Synergien zwischen den Sparten zu heben sowie Ineffizienzen zu vermeiden, ist ein intensiver Austausch zwischen den beteiligen Akteuren unerlässlich. Hierzu ist eine regionale Bündelung der gemäß EU-Gaspaket durch die Verteilnetzbetreiber verpflichtend zu erarbeitenden Entwicklungs- und Transformationspläne sowie eine strukturelle Verzahnung der damit geschaffenen Regionalplanung mit der Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber und der Wärmeplanung bzw. Energieleitplanung in den Kommunen erforderlich.

Das Zusammenspiel der verschiedenen Planungsprozesse für den notwendigen Aus- und Umbau der Verteilnetze für Strom, Gas und Wasserstoff sowie Wärme kann so koordiniert werden, dass Synergien zwischen den Sparten gehoben und Ineffizienzen vermieden werden können. Voraussetzung dafür ist, dass sowohl die Kommunikations-

und Koordinierungsfähigkeit zwischen den Stakeholdern (Verteilnetzbetreiber, Politik und Kunden) als auch zwischen den Sparten erhöht wird. Um die spartenübergreifende Planung zu ermöglichen, muss sowohl die unternehmensinterne als auch die unternehmensübergreifende Koordinierung weiter ausgebaut und umgesetzt werden. Dabei sind die Grenzen wirtschaftlich selbständiger und in Konkurrenz stehender Unternehmen und die Anforderungen an die Sicherheit kritischer Infrastruktur zu beachten. Ebenso müssen die sich aus den Planungsprozessen ergebenen Handlungsschritte, miteinander in Einklang gebracht und in konkrete Maßnahmen umgesetzt werden. So ist beispielsweise die Planung und die Umsetzung der Netzstilllegung im Gasbereich mit dem Ausbau von Stromnetzen oder Fernwärme abzustimmen. Ebenso sind dabei die zeitlichen Korrelationen zwischen den einzelnen Sparten herauszuarbeiten. Dazu gehört auch eine bessere Synchronisation zwischen dem weiteren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und dem Netzausbau. Bei der nun in deutsches Recht umzusetzenden Entwicklungsplanung der Wasserstoffverteilnetze und den Transformationsplänen der Gasverteilnetze nach Artikel 56 und 57 der EU-Richtline sollten die Schnittstellen zu weiteren Planungsprozessen mitgedacht werden.

Wie das Gutachten zeigt, wirken die Aus- bzw. Umbauschritte der einzelnen Netze interdependent aufeinander, so dass eine sinnvolle Sequenzierung der einzelnen Schritte planerische, aber auch finanzielle Effizienzen bewirken kann. Horizontale Koordination muss dabei sowohl unternehmensintern als auch unternehmensübergreifend erfolgen. Eine verbesserte horizontale und vertikale Koordination (vgl. Gutachten Abschnitt 3.2.1) zwischen den einzelnen Sparten und verschiedenen Verteilnetzbetreibern in regionalen Zusammenhängen kann Synergien schaffen und notwendige Investitionsvolumen reduzieren. Innovative Steuerungs- und Planungsmethoden auf horizontaler Ebene können dazu beitragen, zukünftig eine effiziente Nutzung der Netzkapazität für dezentrale Erzeuger sicherzustellen und den gezielten Netzausbau zu ergänzen. Damit werden sowohl eine Synchronisierung der Lasten als auch Erzeugungskapazitäten im Netz ermöglicht, was zu einer Angleichung der unterschiedlichen Ausbaugeschwindigkeiten führen kann. Um der Varianz der möglichen Transformationspfade gerecht zu werden, sollten hierbei verstärkt auch Ansätze der vorausschauenden, aber auch robusten Planung angewendet werden (vgl. Gutachten Abschnitt 3.2.2).

Insgesamt sollte sichergestellt werden, dass Unbundling-Vorgaben eine Abstimmung zwischen den Sparten nicht behindern, um dem Zielbild der spartenübergreifenden Planung langfristig näher zu kommen. Hier können in einigen Fällen auf regionaler Ebene weitere Instrumente dort zum Einsatz kommen, wo der Bedarf nach mehr Koordination besteht. Denkbar sind hier beispielsweise lokale Energieleitplanungen [12], die die Kommunalen Wärmeplanungen ergänzen könnten. Ebenfalls ist auf bundes- und europarechtlicher Ebene eine Anpassung der Unbundling- sowie Datenschutz-Vorgaben zu prüfen, die es ermöglichen, den Austausch zwischen den unterschiedlichen Marktakteuren in den vorgenannten Feldern zu erleichtern.

Übergeordnetes Leitbild einer horizontalen und vertikalen Koordination muss die Schaffung von Orientierung sowie die pragmatische Umsetzung sein, damit ein angemessenes Verhältnis zwischen Wirtschaftlichkeit, Aufwand, Verbindlichkeit aber auch notwendiger Flexibilität und Fortentwicklung bestehender Planungen erreicht wird.

Durch höhere Datenqualität und Datenaustausch koordinierte Planungen ermöglichen und so die Kooperation stärken

Es braucht eine Koordination auf und zwischen allen Ebenen, um sicherzustellen, dass die strategischen und übergeordneten Ziele (z. B. aus der Systementwicklungsstrategie) mit den Planungen vor Ort (Energieleitplanungen, Kommunale Wärmeplanung, Stromverteilnetzplanung, H2-Entwicklungsplanung und Stilllegungsplanungen für Gasverteilnetze) langfristig miteinander in Einklang stehen. Hierfür sind die strategischen und übergeordneten Ziele des Bundes regelmäßig mit den Planungen und Zielen der Netzbetreiber und Kommunen vor Ort abzugleichen und bei Bedarf zu korrigieren. Dafür braucht es neben dem Top-down- und dem Bottom-up-Abgleich für regionale Akteure die Möglichkeit, sich an den Arbeits- und Abgleichprozessen der strategischen und übergeordneten Ziele zu beteiligen und zugleich vorhandene Daten bürokratiefrei auszutauschen. Damit kann die Verarbeitung und Auswertung von Daten in einem gemeinsamen Format ermöglicht werden. Hierfür sollte der Bund bestehende Arbeitsformate, z. B. die Erarbeitung der Systementwicklungsstrategie, stärker für Verteilnetzbetreiber öffnen und zugleich prüfen, wie

Koordinationsprozesse auch auf Landes- und Kommunalebene verbessert werden können. Der Gesamtprozess sollte Planungen vor Ort erleichtern und nicht zu neuen Berichtspflichten zwischen bestehenden Instanzen führen. Ebenso braucht es die Möglichkeit, vergleichbare Daten aus verschiedenen Planungsprozessen abzugleichen und somit langfristig die Verarbeitung und Auswertung von Daten zu ermöglichen.

Dies erfordert eine höhere Transparenz und den Austausch zentraler Planungsannahmen und -ergebnisse, unter Einhaltung der bestehenden Unbundling- und Wettbewerbsvorschriften. Für eine solche übergreifende Planung und Koordinierung auf vertikaler Ebene benötigen die beteiligten Akteure die Fähigkeit, Daten auszutauschen und Ergebnisse verschiedener Planungsprozesse miteinander zu vergleichen. Dies kann beispielsweise mit strengerem Vorgaben für die einheitliche Erstellung von zukünftigen Kommunalen Wärmeplanungen erreicht werden. Ebenso sollte der Konzessionsgeber eine stärker koordinierende Rolle einnehmen, insbesondere dann, wenn die Konzessionen in den Sparten an verschiedene Unternehmen vergeben wurden. Wie diese vertikal zu koordinierende Aufgabe (vgl. Gutachten Abschnitt 3.2.3) durch die Verteilnetzbetreiber umgesetzt werden kann, ohne etwaige Unbundling-Vorgaben zu unterlaufen, sollte in einer anschließenden Untersuchung prototypisch ausgearbeitet werden.

2.3 Handlungsfeld 3: Digitalisierung für Effizienz und Flexibilisierung

Neben dem unbedingt erforderlichen Netzausbau stellt eine zielgerichtete Digitalisierung für Netzbetreiber eine Chance dar, die Versorgungszuverlässigkeit zu erhöhen, Prozesse zu beschleunigen, proaktiv auf zukünftige Anforderungen zu reagieren, Transparenz zu gewinnen und den Netzausbau mit einer verbesserten Datengrundlage zu optimieren. Mit der zunehmenden Digitalisierung kann die Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit und auch die Prognostizierbarkeit der Energieflüsse verbessert werden. Sie ist ein zentraler Baustein, um den Betrieb eines klimaneutralen Stromsystems zu organisieren. Während gesetzliche Anforderungen kurzfristig den Rahmen für verpflichtende Digitalisierungsmaßnahmen setzen (vgl. Gutachten Abschnitt 4.2), ist die Digitalisierung darüber hinaus langfristig die notwendige Voraussetzung dafür, die Ziele der Energiewende zu erreichen.

2.3.1 Ausgangslage

Bereits in der ersten dena-Verteilnetzstudie wurden innovative Maßnahmen in der Verteilnetzplanung diskutiert, wovon die meisten in das Themenfeld des „Smart Grid“ fielen. Bis heute sind einige empfohlene Maßnahmen in der Praxis nicht oder nur spärlich umgesetzt, weil für einige Empfehlungen weiterhin die gesetzliche Grundlage fehlt.

Pilotprojekte und Einzellösungen zeigen bereits das Potenzial auf, aber das Massengeschäft ist noch nicht „Smart Grid Ready“. Insbesondere für die Erschließung des Flexibilitätspotenzials von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, Großbatteriespeichern zur Nutzung im Netzbetrieb existieren Vorschläge für digitale Lösungen. Der Mehrwert einer breiten Anwendung dieser Lösungen ist seit Jahren Konsens in der Fachwelt. Durch diese Weiterentwicklung des Netzbetriebs und die entsprechende Berücksichtigung in der Netzplanung könnte sich eine erhöhte Effizienz im Netzausbau ergeben, sofern dies gesetzlich zulässig ist. Vor allem das Potenzial steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Großbatteriespeicher ist für die Netzplanung aufgrund fehlender gesetzlicher Spielräume aktuell nicht nutzbar.

Das mögliche Einsparpotenzial ist je nach Netz unterschiedlich. Für einen Großteil der lastdominierten, städtischen Verteilnetze können sich insbesondere durch ein Lastmanagement bzw. die Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen für eine gezielte Lastreduktion in Spitzenlastzeiten Potenziale ergeben. Ländliche, einspeisegeprägte Netze profitieren vor allem von einer Einspeisereduktion zu Zeiten von Erzeugungsspitzen, z. B. durch die bereits etablierte Spitzenkappung nach §11 EnWG oder netzdienliche Speicherlösungen. Eine Spannungsregelung am Umspannwerk bzw. regelbare Ortsnetztransformatoren oder Strangregler hingegen sind für Netze mit spannungsbedingten Engpässen in Abhängigkeit von der individuellen Netzsituation häufig sinnvoll [17] [18].

Der Fokus dieser Studie ist die Darstellung der betriebswirtschaftlichen Effekte und schlussendlich der Durchschlag dieser Optimierung auf den Investitionsumfang und die Netzentgelte. Das Hauptaugenmerk ist nicht die Bestimmung des exemplarischen Einsparpotentials einzelner Maßnahmen in einzelnen Netzen. Und auch eine generelle und repräsentative Aussage zum Potenzial einzelner Maßnahmen könnte aufgrund der Heterogenität der Netze nur unter groben Annahmen und Pauschalisierungen getroffen werden. Im Gutachten der dena-VNS II wurde dieses Einsparpotenzial daher pauschal und exemplarisch mit 30 % beziffert, bezogen auf den notwendigen Netzausbau bis 2045 (vgl. Gutachten Abschnitt 6.2.4).

Zur Hebung dieses Potenzials gibt es eine intensive politische Debatte um die Zulässigkeit der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung. Die einzelnen Instrumente und Hemmnisse werden daher später in diesem Kapitel diskutiert. Zu guter Letzt müssen bei allen Digitalisierungsmaßnahmen auch die strengen Vorgaben für die Cybersicherheit von kritischen Infrastrukturen berücksichtigt und mitgedacht werden.

2.3.2 Herausforderungen

In vielen Verteilnetzen stellt die beschleunigte Energiewende eine Herausforderung dar: Die steigende Anzahl an Netzzuschlussbegehren auf der Nieder- und Mittelspannungsebene (für EE-Erzeugung und Lasten) überholt die Ertüchtigung der Verteilnetze. Die Einspeise- und Lastcharakteristik kann zu temporärem Strom-Überangebot bei viel Sonne und/oder Wind führen, was stärkere Abregelungen von EE-Anlagen zur Vermeidung von Netzüberlastungen zur Folge hat. Der Zeitdruck ist daher enorm hoch, und neben dem unbedingt erforderlichen Netzausbau kann eine zielgerichtete Digitalisierung einen wichtigen Beitrag zur Bewältigung der Herausforderungen leisten. Dasselbe gilt für die dauerhafte bzw. nachhaltige Nutzbarmachung der Flexibilität: Unabhängig von der politischen Debatte um geeignete Flexibilitätsinstrumente ist die Digitalisierung im Sinne der Herstellung von Steuerbarkeit und Beobachtbarkeit hierfür Grundvoraussetzung.

Die Steuerung der stetig zunehmenden Zahl an Netznutzern durch die VNB, insbesondere in den unteren Spannungsebenen, wird immer wichtiger, um die Netzkapazitäten optimal auszunutzen und den sicheren Netzbetrieb weiterhin zu gewährleisten. Dafür fehlt häufig noch die Datengrundlage und damit auch der Einblick in den Netzzustand, vor allem in den unteren Spannungsebenen. Bislang war eine Beobachtbarkeit auf diesen Ebenen nicht unbedingt notwendig, da in einem Netz mit kaum bis wenig steuerbaren Verbrauchern Energieflüsse mit Standard-Lastprofilen ausreichend genau prognostizierbar waren. Zusätzlich zum Rollout der intelligenten Messsysteme, welcher in das Aufgabenfeld der Messstellenbetreiber fällt, ist die Schaffung der Netztransparenz und Zustandsermittlung daher nun Aufgabe der VNB. Der Fokus von Kapitel 4 des Gutachtens liegt auf der Systemintegration in die Prozesslandschaft der VNB. In der Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers, die die meisten VNB ebenfalls innehaben, bestehen ebenso große Herausforderungen, die kürzlich u. a. in einer Studie der Horizonte Group [19] ausführlich dargestellt wurden.

2.3.3 Lösungsansätze

Digitalisierung kann sowohl die Automatisierung, Optimierung des Netzes selbst (Netzbetrieb, Beobachtbarkeit, Steuerbarkeit, Prognosen, Netzplanung) als auch von unternehmensinternen Prozessen (interne Kommunikation, ...) und von unternehmensexternen Prozessen (Netzzuschlüsse, Datenaustausch, Genehmigungsprozesse, Koordination, ...) beeinflussen. Der systemische Mehrwert der Verteilnetzdigitalisierung ist ausführlich in Abschnitt 4.1 des Gutachtens dargestellt. Durch die Digitalisierung können außerdem Flexibilitäten erschlossen, gesteuert und koordiniert werden. Diese Flexibilitäten können – bei geeigneter regulatorischer Ausgestaltung – dazu beitragen, den Netzausbaubedarf zu optimieren oder zeitlich zu verschieben.

Die folgende Tabelle 4 gibt eine Übersicht über die im Rahmen der Studie erarbeiteten Handlungsempfehlungen für das Feld Digitalisierung.

Tabelle 4 Handlungsempfehlungen im Feld Digitalisierung

Handlungsempfehlungen		Akteur
Politische Entscheidung für netzdienliche Nutzung von Flexibilität fällen	Strategische Entscheidung zur dauerhaften netzneutralen oder sogar netzdienlichen Nutzung von Flexibilität herbeiführen, mit Blick auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen, Großbatteriespeicher, große Lasten und Erzeuger.	BNetzA, Bund
Ausbau der Mess- und Steuerungstechnik vorantreiben und eine Datenbasis schaffen	Ausbau der Mess- und Steuerungstechnik und Herstellung der Transparenz über die Netzauslastung in allen Netzebenen konsequent vorantreiben. Rollout intelligenter Messsysteme flächendeckend gemäß den gesetzlichen Vorgaben umsetzen, um flexible Steuerungskonzepte und dynamische Netzführung zu ermöglichen. Eine digitale Datenbasis in Form von Stamm- und Bewegungsdaten aufbauen, einschließlich standardisierter Schnittstellen und Formate. Innovative datengetriebene Anwendungen vorantreiben, um insbesondere in der Netzplanung Optimierungspotenziale zu heben. Planungs- und Betriebsgrundsätze weiterentwickeln und umsetzen, u.a. Spitzenkappung von EE-Anlagen, netzdienliche Integration von steuerbaren Verbrauchern und Batteriespeichern und flexible Netzanschlussvereinbarungen.	VNB MSB VNB VNB VNB
Gute Bedingungen für Digitalisierungsprozesse schaffen	Vollständige Kostenanerkennung für Digitalisierungskosten im Rahmen des NEST-Prozesses und Ausgestaltung der Energiewendekompetenz ermöglichen. Organisationsübergreifendes Zielbild der beteiligten Regierungsakteure und Behörden für die Digitalisierung etablieren und agil die Umsetzung steuern. Klares Zielbild der Digitalisierung und eine agile Vorgehensweise bei der Umsetzung von komplexen Maßnahmen innerhalb der VNB verankern.	BNetzA BMWE, BNetzA, BSI VNB

Politische Entscheidung für netzdienliche Nutzung von Flexibilität fällen

Der Ausbau der Stromverteilnetze bis zur letzten Kilowattstunde bzw. bis zum letzten Kilowatt ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, wie die früheren Verteilnetzstudien gezeigt haben (siehe u. a. [7], [8], [20]). Die zukünftige Ausrichtung erfordert vor allem für die Niederspannung eine Grundsatzentscheidung: Das Zielbild sollte ein „Smart Grid“ mit einer strategischen Integration steuerbarer Verbraucher in die Betriebsführung sein und keine „Kupferplatte“, bei der das Netz statisch betrieben und für jede theoretisch mögliche Leistungsspitze ausgebaut wird. Dies hat Wechselwirkungen mit der Versorgungsqualität, die von der Energieversorgung erwartet werden kann. Digitale Technologien ermöglichen ein präziseres Monitoring und Steuerungsmöglichkeiten, wodurch Netze effizienter betrieben, und potenziell auch Netzausbaubedarfe reduziert werden können. Dies setzt voraus, dass die gesetzlichen Vorgaben eine dauerhafte, netzdienliche Nutzung von Flexibilität erlauben. Außerdem darf die Flexibilitätsnutzung darf nicht lediglich temporär erfolgen, bevor das Netz konventionell ausgebaut werden muss. Dies ist z. B. bei der Spitzenkappung für EE-Anlagen der Fall. Ähnliche Regelungen für Großbatteriespeicher und steuerbare Verbraucher existieren derzeit nicht.

Daher ist ein angepasster gesetzlicher Rahmen erforderlich, der die volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung netzdienlicher bzw. netzorientierter Flexibilität umfassend ermöglicht. Ohne entsprechende regulatorische Grundlagen bleiben vorhandene Potenziale ungenutzt: Im simulativen Betrachtungsfall Musterhausen wurde angenommen, dass potenziell bis zu 30 % Netzausbau eingespart werden können. Daraus ergibt sich für Musterhausen eine Reduktion der Netzentgelte von 11–12 % (vgl. Gutachten Abschnitt 6.3.3). Flexibilitätspotentiale müssen sowohl marktdienlich als auch netzdienlich eingesetzt werden. Der Ordnungsrahmen muss beide Nutzungsarten ermöglichen und die Grundlagen für eine Abwägung bzw. Priorisierung der Einsatzmöglichkeiten schaffen, sodass letztendlich für das Gesamtsystem der größtmögliche Nutzen generiert wird [21] [22]. Bei der Ausgestaltung muss die Kundenperspektive einbezogen werden und z. B. die Garantie von Mindestbezugsleistungen analog zur Ausgestaltung von §14a

EnWG erhalten bleiben. Vor diesem Hintergrund sollte die Politik daher gemeinsam mit den VNB und ÜNB unter Einbeziehung der Kundenperspektive eine strategische Entscheidung zur Zulässigkeit der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität – insbesondere für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und auch Großbatteriespeicher³ – fällen. Die nachfolgenden Instrumente, welche hierfür geprüft werden sollten, ähneln sich in ihrer Wirkung, können aber unterschieden werden in präventive (z. B. netzentgeltbasierte Ansätze) und kurative Instrumente (z. B. marktbasierter Flexibilitätsmärkte nach §14c oder hybrider Redispatch 3.0):

- Einführung eines komplementären hybriden Redispatch (*Redispatch 3.0*⁴) in Zusammenarbeit mit den ÜNB [23]
- Einsatz variabler Netzentgelte nach Bedarf (bereits heute nach EnWG §14a in der Niederspannung möglich) [23], [24]
- Hemmnisabbau (z. B. Industrienetzentgelte §19 StromNEV) [25]
- Erweiterung von EnWG §14a um die dauerhafte Erlaubnis der strategischen und zeitbegrenzten Dimmung ohne direkte Ausbauverpflichtung unter Gewährleistung einer Mindestbezugsleistung
- Ausgestaltung von EnWG §14c zur Flexibilitätsnutzung auch zur strategischen Engpassbewirtschaftung
- Dynamische Netzentgelte [20], [26]

Hierbei ist die bevorzugte Option der teilnehmenden VNB die Erweiterung von EnWG §14a, um die dauerhafte Erlaubnis der strategischen und zeitbegrenzten Dimmung ohne direkte Ausbauverpflichtung analog zur Spitzenkapung für EE-Anlagen gemäß §11 Abs (2) EnWG. Vor allem, weil der Aufbau der hierfür benötigten digitalen Infrastruktur und die entsprechenden Schnittstellen sich bereits in der Umsetzung befinden. Hierbei soll eine Mindestbezugsleistung weiterhin gewährleistet bleiben. Aufbauend auf Grafik 187 aus dem Gutachten könnte im Fall von Musterhausen durch eine zeitbegrenzte Dimmung von 5 bis 10 Stunden im Jahr die Spitzenlast um zwei Leistungsklassen reduziert werden. Eine pragmatische Ableitung entsprechender Planungsgrundsätze wäre mit wenig Aufwand möglich.

Der Nutzen und das Potential von netzdienlicher Flexibilität sind in den Netzen sehr heterogen. Die VNB sollten im Rahmen wirtschaftlicher Abwägung eigenständig entscheiden können, ob die Nutzung von Flexibilität oder der konventionelle Netzausbau im jeweiligen Kontext die effizientere und nachhaltigere Lösung darstellt. Wenn durch Flexibilitätsnutzung der Netzausbau optimiert wird, muss sichergestellt werden, dass sich Flexibilität bzw. Redispatch gegenüber dem Ausbau lohnt. Dabei müssen auch die zusätzlichen Kosten der Digitalisierung und Flexibilität, wie beispielsweise für Personal, Schulungen, IT-Infrastruktur, Cybersicherheitsmaßnahmen und auch mögliche Entschädigungszahlungen für Steuereingriffe bzw. Redispatchkosten, in die Gesamtbewertung einbezogen werden. Neben dem potenziellen Einsparpotenzial des Netzausbaus kann ein wichtiger Effekt einer Flexibilitätsnutzung und von verbesserter Netztransparenz durch Digitalisierung auch eine verbesserte Priorisierung zukünftiger Netzausbaumaßnahmen sein. Dies kann zu einer Entzerrung der Investitionen führen und ebenso zudem dämpfend auf die Netzentgelte wirken. Eine Verschiebung des Netzausbaus wirkt sich allerdings nur dämpfend auf die Netzentgelte aus, sofern hierdurch keine höheren Redispatchkosten entstehen bzw. die Redispatchkosten die Ersparnisse nicht kannibalisieren. Die strategische Entscheidung sollte deshalb bei den Netzbetreibern liegen und aufgrund wirtschaftlicher Faktoren getroffen werden. Regulatorisch muss allerdings sichergestellt sein, dass sich eine Nutzung netzdienlicher Flexibilität gegenüber Netzausbau nicht nachteilig auf die Erlöse der Netzbetreiber auswirkt. Insgesamt ist eine vollständige Kostenanerkennung für operative Digitalisierungskosten sinnvoll. Das Gutachten zeigt,

³ Ggf. auch im Eigentum der Netzbetreiber

⁴ Beim komplementären, hybriden Redispatch bündeln Aggregatoren die lastseitige Flexibilität steuerbarer Verbraucher und bieten diese auf einer Marktplattform in Ergänzung zu dem bestehenden System des erzeugungsseitigen Redispatch an

dass die potenziellen Einsparungen z. B. beim Netzausbau die zusätzliche Verbraucherbelastung aus Investitionen in Mess- und Steuertechnik deutlich überwiegen (vgl. Gutachten Abschnitt 6.2.4).

Zukünftig sollten VNB auch flexible Netzanschlussvereinbarungen (laut § 8f EEG seit Februar 2025 möglich) nutzen, um Netzanschlüsse zu beschleunigen und Kosten zu senken. Bei der Ausgestaltung der flexiblen Netzanschlussvereinbarungen in der Praxis sollten von vornherein die Planungs- und Betriebsgrundsätze (inkl. Regeln für den Redispatch und Nichtbeanspruchbarkeiten) so in Einklang gebracht werden, dass der maximale netzplanerische Nutzen bei minimaler Einschränkung der für den Markt verfügbaren Flexibilität erreicht wird (vgl. Gutachten Abschnitt 1.5.5).

Um das volle Potenzial der Digitalisierung und Flexibilitätsnutzung zu heben, müssen die Planungs- und Betriebsgrundsätze auf Basis der rechtlichen und technologischen Möglichkeiten weiterentwickelt und in der Breite angewendet werden. Die innovativen Planungsgrundsätze nach [17] [18] geben einen breiten Katalog an möglichen Maßnahmen vor und sind ein Anhaltspunkt für die Potenziale verschiedener Optionen. Es wird empfohlen, die Prüfung dieser Maßnahmen im Rahmen des NAP-Prozesses zu forcieren. Die Planungs- und Betriebsgrundsätze zur Berücksichtigung der Digitalisierung müssen ineinander greifen und dürfen sich nicht widersprechen. In Tabelle 5 ist dargestellt, welche Regeln für die wichtigsten Flexibilitätsoptionen aktuell gelten und wie die strikte Trennung von Planung und Betrieb verbessert werden kann. Die dargestellten Maßnahmen stellen nur einen beispielhaften Auszug dar.

Tabelle 5 Flexibilitätsnutzung in Planung und Betrieb

Planung	Betrieb
Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	
EnWG §14a erlaubt keine Alternative zum Netzausbau Lösungsansatz: Entscheidung zur Zulässigkeit dauerhafter Nutzung netzdienlicher Flexibilität fällen	Im Engpassfall darf nach EnWG §14a kurzzeitig gedimmt werden (nur kurativ, nicht präventiv).
Netzdienliche Speicher	
In der Planung muss die volle Leistung berücksichtigt werden Lösungsansatz: Flexible Netzanschlussvereinbarungen in Anlehnung an die EnWG-Novelle 2025 vorantreiben	Im Betrieb können VNB die Flexibilität aus Batteriespeichern nicht systematisch nutzen (nur Einzelvereinbarungen möglich)
EE-Spitzenkappung	
Anerkannte Planungsgrundsätze liegen vor Lösungsansatz: Prüfung der Spitzenkappung in den NAPs	Abregelung von EE erfolgt mit RD2.0 für alle EE > 100 kW

Eine Weiterentwicklung der unternehmensindividuellen Planungsgrundsätze sollte angestrebt werden. Dies kann auch gemeinsam in Verbänden und mit den Normengebern erfolgen, wobei dem VDE FNN eine zentrale Rolle zu kommt. Durch eine abgestimmte Vorgehensweise kann sich eine höhere Rechtssicherheit bei der Netzauslegung ergeben. Gemeinsam erarbeitete Richtlinien bieten des Weiteren Orientierung für eine Vielzahl an Netzbetreibern. Der FNN-Leitfaden zu Gleichzeitigkeitsfaktoren für ungesteuerte Ladepunkte [27] ist ein gutes Beispiel für die Anwendung solcher Richtlinien. Der Bedarf an weiteren Leitlinien steigt perspektivisch, z. B. hinsichtlich der Auswirkungen variabler Netzentgelte und Stromtarife auf die Gleichzeitigkeit steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und deren Konsequenzen für die Planung. Darüber hinaus müssen auch innovative Planungsgrundsätze zur Höherauslastung in den Blick genommen werden. Die Weiterentwicklung der NOVA-Kriterien mit aktiver Nutzung der Flexibi-

litäten (NOXVA) und kurativer Betriebsführung sowie dynamischer Netzsicherheitsanalyse, Online-Netzsicherheitsrechnung und Risikobewertung bietet großes Potenzial zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten im bestehenden Netz [28].

Ausbau der Mess- und Steuerungstechnik vorantreiben und eine Datenbasis schaffen

Die Messstellenbetreiber müssen in Zusammenarbeit mit den VNB den Ausbau der Mess- und Steuerungstechnik (insbesondere in der Niederspannungsebene) konsequent vorantreiben. Der Rollout intelligenter Messsysteme⁵ (iMSys) und Steuerboxen ist eine Voraussetzung für die Steuerbarkeit dezentraler Erzeuger, Verbraucher und Speicher. Die Messstellenbetreiber setzen den Ausbau der iMSys und die netzorientierte Steuerung (nach den Vorgaben der BNetzA zu EnWG §14a) beim Kunden um. Aktuelle Größenregelungen für den Rollout sind im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) definiert. Der Fokus des Ausbaus zur Steuerung dezentraler Erzeuger, Verbraucher und Speicher liegt aktuell auf Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW und (steuerbaren) Verbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh, da bei kleineren Anlagen derzeit ein relativ geringer netzdienlicher Mehrwert erkennbar ist.

In den meisten Fällen hat der VNB gleichzeitig die Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers inne. Trotzdem müssen die Rollen und Aufgaben differenziert betrachtet werden. Die VNB setzen die Digitalisierung im Netz um. Hier sind Ortsnetzstationen zu digitalisieren sowie Abgangsmessungen umzusetzen, wo dies wirtschaftlich sinnvoll ist. Die Herstellung der Transparenz über die Netzauslastung in allen Netzebenen sollte priorisiert werden – insbesondere in hoch ausgelasteten Netzen (potentielle Last-/Einspeise-Hotspots zuerst). Die notwendigen Digitalisierungsmaßnahmen werden in Abschnitt 4.3 im Gutachten in drei Teile unterteilt:



Abbildung 4 Notwendige Digitalisierungsschritte

Für die Implementierung und den Test der akteursübergreifenden Prozesse wie z.B. der netzdienlichen Steuerung ist eine enge Zusammenarbeit von VNB und Messstellenbetreibern gefragt. Für die marktorientierten Prozesse sind außerdem weitere Akteure wie Energieversorger, virtuelle Kraftwerke, Aggregatoren und nicht zuletzt die Netzkunden selbst eingebunden. Hier muss auch die wesentliche Rolle von Energiemanagementsystemen und die Cloud- bzw. Internetnutzung für die Steuerung von Anlagen erwähnt werden. Dabei existieren auch hinter dem Zähler noch weitere Herausforderungen, vor allem in Bezug zur Interoperabilität von Lösungen, die in [29] näher erläutert werden.

Der Aufbau einer digitalen Datenbasis in Form von Stamm- und Bewegungsdaten ist ein wichtiger Schritt bei der Digitalisierung der Verteilnetze (vgl. Gutachten Abschnitt 4.3.1). Dies wirft wichtige Fragen zum Umgang mit den gewonnenen Daten auf, einschließlich der Beschaffung, Verarbeitung und Generierung von Input-Daten (Formate,

⁵ Ein iMSys besteht aus einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem SMGW. Neben dem iMSys (mME und SMGW) ist auch eine Steuerbox oder ein HAN-Kommunikationsadapter/HEMS notwendig. Siehe [29]

allgemeine Informationen, Stammdaten, Bewegungsdaten) und Output-Daten (Steuersignale, Reporting). Hierbei können sich Synergien zum Prozess „V5. Monitoring von Anlagenfähigkeit und Ermöglichung eines sinnvollen Zugriffs auf Anlagenfähigkeiten“ ergeben, welcher sich bereits in der Umsetzung befindet [30]. Hier wird eine einheitliche Plattform für eine Übersicht über die Fähigkeiten und Stammdaten der Anlagen entwickelt, wobei die dazu erforderlichen Datenformate und Kommunikationsstandards definiert werden.

Neben der stetigen Weiterentwicklung der Marktkommunikation müssen auch neue Lösungen für die steigende Komplexität und das wachsende Datenaufkommen zwischen den Akteuren entwickelt werden. Hierfür können Datenräume ein sinnvoller Ansatz sein. Außerdem kann für die Umsetzung der innovativen Flexibilitätskonzepte über die reine Steuerung nach EnWG §14a (z. B. Redispatch3.0 oder dyn. NNE) und die heutige Marktkommunikation hinaus die Einführung von Datenräumen notwendig werden [31]. Dies ermöglicht zudem neue Geschäftsmodelle und die Hebung von Mehrwerten nicht nur für die VNB, welche vor allem den Kundennutzen erhöhen [32]. Zudem entstehen durch das Metering selbst erhebliche Mehrwerte für die Energiewende, welche in „Segmentale Geschäftsmodell-Evaluation am Beispiel der digitalen Mehrwert-Anwendung Energiemanagement“ [33] ausführlich dargestellt sind.

Die Maßnahmen zum Aufbau einer Datenbasis sind entscheidend, um in einigen Bereichen überhaupt erst „energiewendefähig“ zu werden. Darüber hinaus sind diese Maßnahmen wertvolle Vorarbeiten für die Hebung weiterer Optimierungspotenziale. Ist eine Datenbasis geschaffen, werden z. B. wertvolle innovative datengetriebene Anwendungen in der Netzplanung ermöglicht, vor allem verbesserte Last- und Erzeugungsprognosen. Dies kann Unsicherheiten in den Netzausbauzenarien verringern und damit die Grundlage für optimierte Planungs- und Betriebsgrundsätze wie nach [17] [18], bzw. für verbesserte Gleichzeitigkeitsfaktoren und eine spartenübergreifende Optimierung sein.

Die Digitalisierung im Gas- und Fernwärmesektor sollte ebenfalls vorangetrieben werden. Die genannten Handlungsempfehlungen gelten zu großen Teilen ebenso für den Gas-, Wasserstoff- und Wärmesektor. Auch hier ist die Prozessdigitalisierung und Nutzung der Smart Meter unverzichtbar für die anstehenden Transformationsaufgaben, insbesondere für die Planung – aber auch für die Hebung von Optimierungspotenzialen im Betrieb zu empfehlen [34]. Der systemische Nutzen der Digitalisierung in Netzen aller Sparten wird in Abschnitt 4.1.2 im Gutachten erläutert. Im parallel erarbeiteten Projekt „KI der Fernwärme“ [35] wurden in diesem Bereich zentrale Herausforderungen genauer analysiert. Wie im Stromsektor ergibt sich die zentrale Empfehlung zum Aufbau und zur Entwicklung einer Dateninfrastruktur. Der Einsatz von digitalen Zählern zur Übertragung wichtiger Daten sowie die Etablierung einheitlicher Datenschnittstellen und -formate spielt dabei eine ebenso wichtige Rolle. Wichtige Maßnahmen umfassen den Aufbau einer umfassenden Datengrundlage, die Entwicklung einer Datenstrategie, die Etablierung einheitlicher Datenschnittstellen und -formate, die Modernisierung der Netzdaten-Erhebung und -Datenbanken sowie die Förderung einer positiven Unternehmenskultur für innovative Lösungen. Eine umfassende Datengrundlage ermöglicht die Optimierung des Wärmeerzeugerbetriebs und der Kundenanlagen.

Gute Bedingungen für Digitalisierungsprozesse schaffen

Die Digitalisierung der Verteilnetze steht im Spannungsfeld zwischen den Chancen einerseits und der Komplexität der Umsetzung in kurzer Zeit und vor dem Hintergrund begrenzter Ressourcen andererseits. Daher müssen auch die internen und externen Rahmenbedingungen verbessert und die Koordination und Kooperation zwischen den Akteuren ausgebaut werden (vgl. Gutachten Abschnitt 4.4). Innerhalb der VNB ist hierbei entscheidend, dass ein klares Zielbild der Digitalisierung verankert wird. Auch ist eine agile und flexible Vorgehensweise bei der Umsetzung von komplexen energiewirtschaftlichen Maßnahmen empfehlenswert, bei der durch häufige und regelmäßige Praxistests mit einer Überprüfung der Ergebnisse neue Herausforderungen in der Umsetzung frühzeitig erkannt werden (vgl. Gutachten Abschnitt 4.4.2). Initiative und entschlossenes Handeln seitens der VNB sind gefragt, um zügig voranzukommen und die gesetzten Ziele zu erreichen.

Kooperation als Schlüssel: Die Digitalisierung verlangt umfassende Kooperation sowohl im Unternehmen als auch mit benachbarten und vorgelagerten Netzbetreibern, Dienstleistern und Kunden. Diese Kooperation bietet die Chance, Kosten zu senken und Potenziale zu heben. Auch eine Koordination der Anforderungen von BSI, BMWK, BNetzA und FNN zur Schaffung eines organisationsübergreifenden Zielbilds der beteiligten Regierungsakteure und Behörden für die Digitalisierung ist von zentraler Bedeutung. (vgl. Gutachten Abschnitt 4.4.3) Als gutes Beispiel kann hier der „Branchendialog Netzanschlüsse“ oder auch die „Roadmap Systemstabilität“ unter Leitung des BMWK angeführt werden (vgl. Gutachten Abschnitt 1.5.5.2). Die iterative Konkretisierung der bundeseinheitlichen Empfehlungen zur Umsetzung der Netzzustandsermittlung und netzorientierten Steuerung durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), welche anschließend von der BNetzA verbindlich festgelegt werden, ist ebenfalls ein gutes Beispiel für diese Vorgehensweise [36] [37].

Die Analysen zeigen, dass die potenziellen Einsparungen z. B. beim Netzausbau die zusätzliche Verbraucherbelastung aus Investitionen in Mess- und Steuertechnik deutlich überwiegen (vgl. Gutachten Abschnitt 6.3.3). Daher wird empfohlen, dass operative Digitalisierungskosten seitens des Ordnungsrahmens vollständig und mit möglichst geringem Zeitverzug anerkannt werden (vgl. Gutachten Abschnitt 4.4.1). Zudem ist sicherzustellen, dass in der Anreizregulierung auch die höheren Betriebskosten durch eine strategische Flexibilitätsnutzung, wie z. B. bei der Spitzenkappung von EE-Anlagen in Form von strategisch eingesetztem Redispatch, nicht zu einer Schlechterstellung von innovativem Verhalten führen. Auch auf europäischer Ebene gibt es in diesem Kontext Vorschläge, um den CAPEX-Bias abzumildern. Die EU-Agentur ACER führt in ihrer Veröffentlichung „Getting the signals right“ insbesondere die TOTEX-basierte Regulierung (mit festen CAPEX- und OPEX-Anteilen) auf [38].

An den Ordnungsrahmen bzw. die Regulierung richtet sich außerdem die Empfehlung, neben der verbesserten Anerkennung der operativen Digitalisierungskosten auch Raum für vorausschauende Maßnahmen und Pilotprojekte zu schaffen. Insbesondere die Forschungsförderung und Förderprogramme für Dateninfrastruktur in diesem Bereich sollten weitergeführt werden.

Über die Regulierung sind im Rahmen der Energiewendekompetenz weitere Anreize für Innovationen zu realisieren. Im Ergebnis wird so sichergestellt, dass die Digitalisierung umgesetzt werden kann (vgl. Gutachten Abschnitt 4.4.1). Die Anwendung der in diesem Kapitel genannten Konzepte sollte im Rahmen der Energiewendekompetenz [39] belohnt werden. Bei der Festlegung der Bewertungskriterien für die Energiewendekompetenz sollte unter anderem geprüft werden, inwiefern die Erbringung von Dienstleistungen für andere VNB angereizt werden kann (vgl. Gutachten Abschnitt 5.3). Auch die Umsetzung innovativer Planungsgrundsätze und weiterer innovativer datengetriebener Anwendungen sollte belohnt werden.

2.4 Handlungsfeld 4: Transformation als kooperative Gemeinschaftsaufgabe

Eine effektive Transformation der Energiesysteme kann nicht von einzelnen Akteuren, sondern nur in einer gemeinsamen Anstrengung gemeistert werden. Die Kooperation ist wichtig für die Planung, die Material-, Ressourcen- und Dienstleistungsbeschaffung, aber auch für die Finanzierung, die Umsetzung von Maßnahmen und den Betrieb der Netze relevant. Hierzu sind für die heterogene Akteurslandschaft der VNB verlässliche und verträgliche Rahmenbedingungen, die Bereitschaft, der Wille und die Möglichkeit zur Kommunikation aber auch die gegenseitige Akzeptanz der jeweiligen individuellen und regionalen Herausforderungen und Bedingungen wichtig (vgl. Gutachten Kapitel 5).

2.4.1 Ausgangslage

Die über 800 VNB in Deutschland sind heterogen strukturiert. Sie haben ihre Netze unterschiedlich weit ausgebaut, die aktuellen und zukünftig möglichen Energiemixe sind unterschiedlich, die Größenordnungen, Eigentümerstrukturen und vor allem die jeweiligen regionalen Gegebenheiten bestimmen maßgeblich die Vielfalt der VNB. Trotz ihrer verschiedenen Ausgangspunkte stehen sie aber vor ähnlichen Herausforderungen, da sie ein gemeinsames Ziel erreichen müssen: den Umbau hin zu einem klimaneutralen Energiesystem.

Einerseits konkurrieren die Akteure um Fachkräfte, Dienstleistungen, Material und Ressourcen. Andererseits ist die Gemeinschaftsaufgabe der Transformation im Ganzen nur durch enge Zusammenarbeit aller beteiligten Akteure auf allen Ebenen schneller, effektiver und kostengünstiger umzusetzen. Die zahlreichen Akteure müssen für die Bewältigung dieser Komplexität an einem Strang ziehen. Deshalb ist die Vertiefung bestehender und die Anbahnung neuer Kooperationen eine Voraussetzung für das Gelingen der Transformationsaufgabe.

2.4.2 Herausforderungen

Die VNB stehen miteinander und mit anderen Sektoren in einem zunehmenden Wettbewerb um Fachkräfte, um Dienstleister, Materialien und Ressourcen. Globale Lieferketten und nur langsam anwachsenden Produktionskapazitäten prägen die Beschaffung. Darüber hinaus sind Ressourcen wie bspw. Mitarbeitende und Dienstleistungen langfristig zu sichern. Insbesondere der demographische Wandel und der dadurch verstärkte Fachkräftemangel stellt die VNB bei der Umsetzung der geplanten Maßnahmen vor Herausforderungen. Die Folge sind aktuelle und zukünftig zu erwartende Engpässe in zahlreichen Fachberufen der Energiewende – von Technikern und IT-Experten bis hin zu Fachkräften in den Bereichen Digitalisierung, Planung und Umsetzung. Dies wirkt sich z. B. auf die konkrete Umsetzung von Maßnahmen aus, die möglicherweise nicht im notwendigen Tempo oder zu den geplanten Kosten ausgeführt werden können. Diese Herausforderungen sind in der aktuellen Anreizregulierung noch nicht ausreichend abgebildet (vgl. Gutachten Kapitel 5). Dazu kommen Anforderungen durch sich verändernde gesetzliche Vorgaben, die sowohl auf der Seite der Netzbetreiber als auch der Genehmigungsbehörden zu zusätzlichem Arbeitsaufwand führen. Dazu gehören u. A. der Umbau/Einbau von SF₆-freien Anlagenkomponenten, das Verbot von PFAS sowie neue statt anpassbare Genehmigungsprozesse z. B. bei der Umstellung von normalen Stationen auf digitale Ortsnetzstationen (Größe und Fläche +30 %) und dem Leitungsbau.

Die Energiewendevorgaben (z. B. Vorgaben zu Digitalisierung und Betriebsführung, Netzanschlussbedingungen, Netzplanung) werden von vielen Akteuren wie BMWK, BNetzA, BSI, BDEW und FNN gestaltet. Jedoch fehlt es an vielen Stellen an übergreifender Koordination und klaren Verantwortlichkeiten, was zu Hindernissen und Widersprüchen führt. Obwohl einige VNB bereits mit einigen dieser Akteure und miteinander zusammenarbeiten, ist der Informationsaustausch noch begrenzt. Eine koordinierende Rolle bei Digitalisierungs- und Planungsthemen nehmen im Einzelnen bereits Akteure wie BDEW, VKU, FNN ein, aber auch auf kommunale Akteure kommen immer mehr Koordinationsaufgaben zu, z. B. im Rahmen der KWP und der Städteplanung.

Zusätzlich erfordern gerade digitale Lösungen, z. B. zur Umsetzung von gemeinsamen, strukturierten Plattformlösungen ein stärkeres Maß an Kooperation, damit möglichst einheitliche Schnittstellen entstehen, Skaleneffekte erzielt werden und die schnelle Umsetzbarkeit für die große Zahl an VNB ermöglicht werden kann.

2.4.3 Lösungsansätze

Die Bewältigung dieser Herausforderungen erfordert eine stärkere Zusammenarbeit, insbesondere auf regionaler Ebene. Solche Kooperationen könnten sich auf verschiedene Bereiche und Ebenen erstrecken und lassen sich jeweils spezifisch auf die Bedürfnisse der beteiligten Akteure anpassen. Einen Überblick über die wichtigsten Handlungsempfehlungen bietet Tabelle 6.

Tabelle 6 Handlungsempfehlungen im Feld Transformation als kooperative Gemeinschaftsaufgabe

Handlungsempfehlungen	Akteur
Spartenübergreifende Koordination der VNB stärken	Noch stärkere spartenübergreifende Vernetzung und Koordination für eine ganzheitliche Betrachtung und Umsetzung fördern.
	Regionale Zusammenschlüsse und Kooperationen in verbindlichen und rechtssicheren Organisationsmodellen bei der Beschaffung. Bilateraler Fachkräfteaustausch und gemeinsame Ausbildung ausweiten.
	Angebot von Dienstleistungen größerer VNB an kleinere nutzen, Bildung funktionaler Einheiten (z. B. Planungsgruppen) zwischen benachbarten VNB fördern.
Zusammenarbeit mit externen Akteuren intensivieren	Zukünftig gemeinsame Zielbilder mit den VNB entwickeln.
	Zusammenarbeit mit Hochschulen und Startups sowie Bildung von Kompetenz-Clustern und Joint Ventures erleichtern, um externe Innovationskraft zu nutzen
	Zusammenarbeit bzw. Kommunikation mit Netzkunden intensivieren , besonders im Kontext der Wärmewende.
Koordiniert mit Dienstleistern kooperieren	Speziell bei kooperativen und koordinierten Bauprojekten gezielt gemeinsame Dienstleister nutzen , z. B. das gleiche Tiefbauunternehmen.
	Zur Koordination Schnittstellen bei den VNB oder in den Gemeinden einrichten .

Spartenübergreifende Koordination der VNB stärken

Sowohl die Digitalisierung als auch die koordinierte Planung verlangen eine starke unternehmensinterne Vernetzung und übergreifende Koordination, da eine Vielzahl von Fachbereichen und damit Unternehmenseinheiten orchestraert werden muss. Aktivitäten in diesen Bereichen sollten innerhalb eines Unternehmens koordiniert angegangen werden, denn sie erfordern eine ganzheitliche Betrachtung und damit engere Kooperation bislang getrennter Unternehmensbereiche bzw. die Unbundling-konforme verbindliche und rechtssichere Zusammenarbeit mit Markt-partnern. Die VNB arbeiten bereits daran, die interne Zusammenarbeit stetig zu verbessern, aber auch die übergreifende Zusammenarbeit weiter auszubauen.

Darüber hinaus bieten der Austausch und die Koordination mit benachbarten und vorgelagerten Netzbetreibern auch Chancen im Wettbewerb um Fachkräfte und Dienstleistungen. Auf regionaler Ebene werden Zusammenschlüsse und Kooperationen bei der Beschaffung von Material und Betriebsmitteln teilweise als vorteilhaft angesehen, um verbesserte Lieferbedingungen und eine Reduktion der Kosten zu erreichen, und fanden in der Vergangenheit bereits stellenweise statt. Des Weiteren bietet sich auf Ebene von lokal oder regional benachbarten Netzbetreibern ein bilateraler Austausch von Fachkräften sowie die verstärkte gemeinsame Ausbildung in spezifischen Berufsfeldern an.

Aufgrund der heterogenen Struktur der VNB bietet es sich außerdem an, dass z. B. größere VNB auch Dienstleistungen für kleinere VNB anbieten. Insbesondere in der Betriebsführung, bei der Umsetzung der Vorgaben für den Redispatch 2.0 oder auch EnWG §14a kann dies sinnvoll sein. Durch engere Zusammenarbeit in Joint Ventures, Zusammenlegung von funktionalen Einheiten oder ausgegründeten Dienstleistungsgesellschaften können Kompetenzen gebündelt und Synergien zwischen mehreren VNB gehoben werden, ohne dabei die Gesellschafter- und Eigentümerstrukturen zu beeinflussen. Hierbei sollte es sowohl um die gemeinsame Nutzung von Wissen, Know-how und Best-Practices gehen, aber auch um die praktische Effizienzsteigerung in Form von größeren und somit umfassender ausgestatteten Einheiten z. B. bei der Planung und der Umsetzung von Maßnahmen. Das Ziel sollte sein, Engpässe auch auf dem Netzbetrieb vorgelagerten Wertschöpfungsstufen zu vermeiden.

Mit den nötigen rechtlichen, organisatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen muss ein Umfeld geschaffen werden, in dem Kooperationen nicht zum Risiko, sondern zum Erfolgsfaktor der Transformation werden. Bei allen Kooperationen sind die Grenzen von Unbundling-, Konzessions- und Wettbewerbsvorschriften zu beachten. Eine exakte Analyse dieser Restriktionen sollte vor allem mit Blick auf die koordinierte Planung, gemeinsame Beschaffung und engere Zusammenarbeit in Joint Ventures oder funktionellen Einheiten für bspw. für die Betriebsführung durchgeführt werden.

Zusammenarbeit mit externen Akteuren intensivieren

Die Ausgestaltung der gesetzlichen Energiewendevorgaben erfolgt durch eine Vielzahl von Akteuren (BMWK, BNetzA, BSI) mit teilweise unzureichender übergreifender Koordination, was zu Hindernissen oder Widersprüchen in der Praxis führt. Dazu bedarf es zunächst einer organisationsübergreifenden Transparenz im Hinblick auf Ziele, Vorgaben und deren Zusammenhänge bspw. ein gemeinsames Zielbild sowie gemeinsame strukturierte Austauschplattformen oder -formate.

Hierfür ist der Branchendialog „Beschleunigung von Netzzanschlüssen“ des BMWK ein gutes Beispiel (vgl. Gutachten Abschnitt 1.5.5.2). Darüber hinaus nehmen auch BDEW und FNN in einigen Prozessen bereits eine koordinierende Rolle ein, wie z. B. bei der gemeinsamen Erarbeitung von Lösungen der VNB in FNN-Arbeitsgruppen, was vor allem in Bezug auf die Betriebsführung enorm wichtig ist (z. B. zur Überarbeitung der technischen Anschlussregeln und Umsetzung von EnWG §14a). Daher sollten diese Institutionen ebenfalls in die Ausgestaltung eines Zielbilds mit den VNB einbezogen werden. Auch die Zusammenarbeit mit Hochschulen und Startups ist eine wichtige strategische Ressource. Dies dient zum einen der zukünftigen Gewinnung von Fachkräften, aber auch die Bildung von Kompetenz-Clustern für z. B. Digitalisierung, Netzplanung und -führung erscheint sinnvoll. Neben der Zusammenarbeit in Forschungsprojekten kann in diesem Rahmen auch vermehrt die externe Innovationskraft von Startups genutzt werden. Als vielversprechende Möglichkeit wurde hier die Gründung von Joint Ventures angeregt.

Startups treiben die Digitalisierung aus Kundensicht voran und zählen vor allem darauf ein, dass immer mehr einheitliche Datenstrukturen und Herangehensweisen entstehen, da sie an skalierbaren Lösungen arbeiten. Im Rahmen der Startup-Plattform SET HUB⁶ werden in Mentorings und Pilotvorhaben konkrete Themen wie z. B. die Umsetzung von §14a, die Umsetzung von Flexibilitätskonzepten in lokalen Märkten und die marktliche Beschaffung von Blindleistung behandelt.

Die Berücksichtigung der Kundenperspektive ist hierbei entscheidend, insbesondere durch monetäre Anreize und benutzerfreundliche Integration von z. B. Lademanagementsystemen und Heim-Energiemanagement-Systemen (vgl. [29]). Dies ist zentral, um z. B. die Bereitschaft zur freiwilligen Teilnahme an Flexibilitätskonzepten zu erhöhen

⁶ SET Hub <https://www.dena.de/set-hub/>

und gleichzeitig Kosten für die Kunden senken. Insgesamt ist die Zusammenarbeit bzw. die Koordination mit den Netzkunden eine weitere wichtige Aufgabe der VNB, vor allem auch im Rahmen der Wärmewende bei Fragen zur Entwicklung der Gasverteilnetze, zum Wärmenetzausbau und zur kommunalen Wärmeplanung. Darüber hinaus entsteht mit einem sich verändernden Abnahmeverhalten und sich ändernden Nutzungsgewohnheiten eine größere Nachfrage nach kombinierbaren Paketen, die digitaler, individueller und serviceorientierter auf die Kundenbedürfnisse zugeschnitten sind. Im Massengeschäft entstehen so neue Geschäftsmodelle im Bereich Energiedienstleistungen, für die die VNB wichtige Enabler sind [32].

Koordiniert mit Dienstleistern und Handwerk kooperieren

Besonders bei koordinierten und kooperativen, sektoren- oder spartenübergreifenden Bauprojekten kann z. B. die Umsetzung durch ein gemeinsames Tiefbauunternehmen sinnvoll sein, um die Notwendigkeit mehrfacher Straßenaufbrüche zu vermeiden. Dies erfordert Flexibilität (z. B. durch vorfristige Einbringung der eigenen Infrastrukturelemente), die Bereitschaft zur Kommunikation bei allen Akteuren und finanzielle Planung. Besonders in verdichteten Räumen ist dies notwendig, um Maßnahmen schnell, gesellschaftsverträglich und kosteneffizient umzusetzen. Als weitere vielversprechende Möglichkeit wurde auch hier die Gründung von Joint Ventures mit Dienstleistern, insbesondere im Tiefbau, genannt.

Hierfür könnten Schnittstellen bei den VNB oder auch in den Gemeinden eingerichtet werden. VNB kooperieren bereits in bestimmten Regionen bei Erdarbeiten ebenfalls mit den Bereichen Telekommunikation und Kanalisation.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Zieldreieck des Ordnungsrahmens	6
Abbildung 2 Klassische und alternative Finanzierungsmodelle mit ihrer Auswirkung auf die Verschuldung	16
Abbildung 3 Planungsprozesse auf verschiedenen Ebenen	22
Abbildung 4 Notwendige Digitalisierungsschritte.....	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Prognose der an das Verteilnetz angeschlossenen Erneuerbare-Energie-Anlagen [6]	5
Tabelle 2	Handlungsempfehlungen im Feld Finanzierung.....	13
Tabelle 3	Handlungsempfehlungen im Feld Planung.....	23
Tabelle 4	Handlungsempfehlungen im Feld Digitalisierung	29
Tabelle 5	Flexibilitätsnutzung in Planung und Betrieb.....	31
Tabelle 6	Handlungsempfehlungen im Feld Transformation als kooperative Gemeinschaftsaufgabe	36

Literaturverzeichnis

- [1] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021), „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele vor 2050 erreichen kann,” Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende Juni 2021. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf.
- [2] Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), „Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft”, Oktober 2021. [Online]. Available: <https://bdi.eu/artikel/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft>.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena2021). "dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität", Oktober 2021. [Online]. Available: <https://www.dena.de/PUBLIKATION507>.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Klimaschutz (BMWK), „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, Treibhausgasneutrale Szenarien Mai 2021. [Online]. Available: https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_Executive_Summary_2021_05_19_v19.pdf.
- [5] Kopernikus-Projekt Ariadne (2021), „Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich“, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Forschung (BMBF) Oktober 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>.
- [6] Bundesnetzagentur, „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022 (Strom)“, Juli 2023. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/VerteilerNetz/ZustandAusbauVerteilernetze2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK), „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, September 2014. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [8] BearingPoint, Fraunhofer IEE, „Abschlussbericht Verteilernetzstudie Hessen 2024–2034. Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung,“ April 2018. [Online]. Available: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/gf/npb/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf.
- [9] ef.Ruhr, Technische Universität Dortmund, „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg,“ April 2017. [Online]. Available: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf.

- [10] ef.Ruhr, Technische Universität Dortmund, RWTH Aachen, „Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen. Gutachten,” Dezember 2014. [Online]. Available: https://www.land.nrw/sites/default/files/asset/document/nrw-vns_abschlussbericht.pdf.
- [11] Energynautics, Öko-Institut, Bird & Bird LLP., „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Endbericht”, Januar 2014. [Online]. Available: https://mkuem.rlp.de/fileadmin/14/Themen/Energie_und_Klimaschutz/4_Energieinfrastruktur/Stromnetzausbau/Verteilnetzstudie_RLP.pdf.
- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Lokale Energieinfrastrukturen – Rückgrat der Energiewende vor Ort.“, Impulse für einen integrierten Planungsprozess auf lokaler Ebene März 2023. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/IMPULSPAPIER_Lokale_Energieinfrastrukturen-Rueckgrat_der_Energiewende_vor_Ort.pdf.
- [13] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Infrastrukturen verbinden. Die Bedeutung der Gasinfrastruktur und von Power-to-gas für die Energiewende.“ Botschaften und Forderungen von BDEW und DVGW zur infrastrukturellen Kopplung des Strom- und Gasnetzes November 2018. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_DVGW_Positionspapier_Infrastrukturen_verbinden_2018.pdf.
- [14] Monopolkommission, „Wettbewerb 2024 – XXV. Hauptgutachten. Gutachten der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. 1 Satz 1 GWB,” Juli 2024. [Online]. Available: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/122/2012265.pdf>.
- [15] Hamburger Energienetze, „Integrierte Netzplanung – iNeP,” 2024. [Online]. Available: <https://www.hamburger-energienetze.de/energie-der-zukunft/fortschritt-innovation/integrierte-netzplanung>.
- [16] Reiner Lemoine Institut, „Netzdaten besser nutzbar machen: Drei Maßnahmen zur Verbesserung der Daten auf VNBdigital,” Offener Brief an die BNetzA Juni 2024. [Online]. Available: https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2024/06/2024-06-18_BNetzA_Offener_Brief_Netzdaten.pdf.
- [17] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze,” 2016. [Online]. Available: <https://elekpub.bib.uni-wuppertal.de/ubwhsmig/download/pdf/7432203>.
- [18] Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze,” 2021. [Online]. Available: <https://d-nb.info/1252809050/34>.
- [19] B. T. C. L. P. D. F. R. J. B. Dr. Tobias Linnenberg, „Technische Studie Metering gMSB. Zur Situation grundzuständiger Messstellenbetreiber nach Veröffentlichung des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende.“ Herausforderungen & Chancen durch den Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen Juni 2024. [Online]. Available: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/c4/6a/354196/Stellungnahme-Gutachten-SG2409160008.pdf>.
- [20] Agora Energiewende, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., „Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können“, Dezember

2023. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf.
- [21] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), „dena-Netzflexstudie. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung,” März 2017. [Online]. Available: <https://www.dena.de/PUBLIKATION441>.
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), „Was sind dynamische Stromtarife? Preismodelle, Zielwirkungen und Umsetzungsfragen zeitvariabler bzw. dynamischer Energiepreise und Netzentgelte in der aktuellen Debatte,” Gutachten der Consentec GmbH inkl. Einordnung der dena 04 2024. [Online]. Available: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Was_sind_dynamische_Stromtarife.pdf.
- [23] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), „Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements – Ergebnisse und Eindordnung des Stakeholder-Dialogs Netzflexibilität”, Dezember 2024. [Online]. Available: file:///vmfile22.dena.de/Home/mjaeger/Downloads/Weiterentwicklung_des_Netzengpassmanagements.pdf.
- [24] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), „Das dezentrale Energiesystem im Jahr 2030,” Ein systemischer Bottom-up-Ansatz zur Marktintegrati dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten, November 2023. [Online]. Available: https://future-energy-lab.de/app/uploads/2023/11/231120_dena_Das_dezentralisierte_Energiesystem_im_Jahr_2030_final.pdf.
- [25] Bundesnetzagentur BNetzA, „Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich,” Juli 2024. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2024/BK4-24-0027/BK4-24-0027_Eckpunktepapier_24072024.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- [26] M. Zapf, Energiemanagement in komplexen Stromversorgungssystemen. Technologien sowie ein Regulierungs- und Marktdesign für die Energiewende und Flexibilitäten in Smart Grids, <https://doi.org/10.1007/978-3-658-45808-9>: Springer, 2025.
- [27] DKE, VDE FNN, BDEW, ZVEH, ZVEI, VDA, „Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität. Version 4.1”, August 2023. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/988408/87ed1f99814536d66c99797a4545ad5d/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-4-data.pdf>.
- [28] VDE Verband der Elektronik Informationstechnik e.V., „Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende, VDE Studie,” August 2024. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/2354236/97cf00aeb5a93af09000a0d5951c6228/studie-hoeherauslastung-von-betriebsmitteln-im-netz-der-energiewende-data.pdf>.
- [29] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), „Herausforderungen und Lösungsansätze in der Kommunikation zwischen Smart-Meter-Gateway (SMGW), Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) und flexiblen Anlagen,” Berlin, [im Druck].
- [30] D. E.-A. (Hrsg.), „Roadmap Systemstabilität. Ein Transformationspfad zu einem sicheren und robusten Systembetrieb mit 100 Prozent erneuerbaren Energien,”

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=14, 2023.

- [31] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), „Grundlagen und Bedeutung von Datenräumen für die Energiewirtschaft“ April 2024. [Online]. Available: file:///vmfile22.dena.de/Home/mjaeger/Downloads/dena_Bericht_Grundlagen-und-Bedeutung-von-Datenraeumen-fuer-die-Energiewirtschaft-dena-ENDA.pdf.
- [32] PricewaterhouseCoopers PWC, „Neue digitale Geschäftsmodelle im Umfeld des intelligenten Messstellenbetriebs,“ Juni 2018. [Online]. Available: <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/pwc-digitale-geschaeftsmodelle-messstellenbetrieb.pdf>.
- [33] J. W. (. Marcus Böhm, „Segmentale Geschäftsmodell–Evaluation am Beispiel der digitalen Mehrwert–Anwendung Energiemanagement,“ *Gesellschaft für Informatik, Jahrestagung*, Nr. 61, 2024.
- [34] M. F. Paul Weigel, „Digitalisierung aus Nachhaltigkeitssicht – Beispiel Energie- und Gassektor,“ *gwf Gas + Energie*, Bd. 4, 2019.
- [35] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), „KI in Fernwärme: Ein Leitfaden zur erfolgreichen Umsetzung von KI–Projekten,“ Oktober 2024. [Online]. Available: <https://future-energy-lab.de/app/uploads/2024/11/KI-in-Fernwaerme-Ein-Leitfaden-zur-erfolgreichen-Umsetzung-von-KI-Projekten.pdf>.
- [36] Bundesnetzagentur BNetzA, „Mitteilung Nr. 2 – Konsultation Tenorziffer 2a, b und c zu BK6-22-300,“ Oktober 2024. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Mitteilung/Mitteilung_2/Mitteilung_Nr_2.html?nn=993170.
- [37] Bundesnetzagentur BNetzA, „Mitteilung Nr. 3 – Konsultation Tenorziffer 2e, f und g zu BK6-22-300,“ Januar 2025. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Mitteilung/Mitteilung_3/Mitteilung_Nr_3.html?nn=993170.
- [38] European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), „Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe – R report on network tariff practices,“ Ljubljana, Slovenia, 2025. [Online]. Available: <https://www.acer.europa.eu/news/getting-price-signals-right-fair-and-cost-reflective-electricity-network-tariffs>
- [39] Bundesnetzagentur BNetzA, „Eckpunktepapier zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz,“ Oktober 2024. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/EN/RulingChambers/GBK/Level2/Q-Element/Eckpunkte.pdf?__blob=publicationFile&v=.

Abkürzungen

ABK	Abkürzung
ABZ	Anschluss- und Benutzungzwang
API	Application Programming Interface
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BIS	Betriebsinformationssystem
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital Expenditure
CF	Cash Flow
CFADS	Cash Flow Available For Debt Service
CH4	Erdgas
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVS	Energieverteilstrategie
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCF	Free Cash Flow
FK	Fremdkapital
FNN	Forum Netztechnik/ Netzbetrieb beim VDE
GIS	Geoinformationssystem
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung in der Energiewende
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung

GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H2	Wasserstoff
HGB	Handelsgesetzbuch
HS	Hochspannung
iMSys	intelligentes Messsystem
iONS	intelligente Ortsnetzstation
KSG	Klimaschutzgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KWP	Kommunale Wärmeplanung
MaKo	Marktkommunikation
MaStR	Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NA	Netzanschluss
NAP	Netzanschlusspunkt
NAV	Netzanschlussverordnung
NEP	Netzentwicklungsplan
NNE	Netznutzungsentgelt
NS	Niederspannung
OBIS	Object identification system
OPEX	Operational Expenditure

PAK	Preisanpassungsklausel
POC	Proof of Concept
PPP	Public Private Partnership
RD	Redispatch
SEP	Systementwicklungsplan
SES	Systementwicklungsstrategie
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde
TYNDP	Ten year network development plan
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VNB	Verteilnetzbetreiber
WPG	Wärmeplanungsgesetz

dena

www.dena.de